

Análise Dinâmica da Operação Simultânea de Usinas Solares Fotovoltaicas e Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Ivan Santos Pereira
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Goiânia, Brasil
ivan.santos@discente.ufg.br

Lina Paola Garces Negrete
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Goiânia, Brasil
lina_negrete@ufg.br

Resumo— O crescimento da geração solar distribuída no Brasil promove uma mudança de paradigma no cenário dos sistemas de distribuição de energia elétrica no país, com benefícios e riscos potenciais à rede elétrica que requerem um estudo para melhor compreensão. Recentemente, os sistemas de armazenamento de energia surgiram como uma alternativa para complementar e acompanhar a intermitência da geração solar fotovoltaica, permitindo maior autonomia e um melhor gerenciamento do recurso renovável. Nesse contexto, este estudo tem como propósito a realização de uma análise dinâmica de sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de simulações da operação no OpenDSS. A partir de dados de irradiância advindos do sistema de informações georreferenciadas (GIS), alocam-se um número determinado de usinas solares fotovoltaicas (UFV) em uma rede de distribuição real. Usaram-se dois critérios para a alocação dessas usinas: o primeiro identificando os locais com maior irradiância solar e o segundo identificando os barramentos com maior densidade de carga. Adicionalmente a esses dois casos, instalam-se unidades de armazenamento de energia através de baterias (BESS - Battery Energy Storage System), gerando mais dois casos de estudo. A simulação realizada no OpenDSS é dinâmica e avalia o desempenho da rede para o período de um dia para os casos sem baterias e de dois dias para os casos com baterias. Na análise, identificam-se os diferentes impactos da presença desses recursos distribuídos na rede, calculando-se valores de perdas de energia ativa, perfis de tensão, bem como a verificação de fluxo reverso nos transformadores de distribuição. Dos estudos realizados, concluiu-se que a alocação das UFV contribuiu para uma redução das perdas de energia para os dois critérios considerados. Nos dois primeiros casos, em que foram instaladas usinas solares sem baterias, a elevação das tensões nodais nos barramentos do sistema pouco superou 3%, no entanto, verificou-se a presença de fluxo reverso em vários transformadores, resultando na injeção de 13874,18 kWh na rede na simulação do caso que considerou o critério da irradiância para alocação das usinas e de 23104,95 kWh no caso que utilizou o critério da densidade de carga para alocação dos módulos fotovoltaicos. A alocação de baterias em 15 barramentos do sistema permitiu a redução das perdas totais do sistema além de suprimir grande parte do fluxo reverso, mas também não provocou grande elevação das tensões nodais.

Palavras chave— OpenDSS, GIS, geração distribuída, energia solar fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia.

I. INTRODUÇÃO

O crescimento do ramo da energia solar no Brasil é um fato amplamente evidenciado por estudos de acompanhamento como o da ABSOLAR [1] [2], que enfatizam também a velocidade espantosa com que o setor está crescendo e ocupando espaço na matriz energética brasileira. Segundo a associação, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica avançou de 18.654 MW em setembro de 2022 para 52.191 MW em janeiro de 2025, aumento de 179,8%. Da geração atual, 99,2% provém de micro (até 75 kW) ou minigeração distribuída (até 5MW) [1]. Os incentivos realizados pelo governo através da lei que regulamenta os créditos de energia [3] são responsáveis pelo estabelecimento e predomínio da forma de geração distribuída (GD), que deixa as concessionárias de energia em sobreaviso devido aos desafios que as GDs podem representar às redes projetadas conforme o modelo tradicional de distribuição de energia, que prevê uma geração centralizada e um fluxo de potência direcionado da subestação para as unidades consumidoras.

A tendência construída em relação à geração distribuída, que é incentivada pelo governo por prover soluções à demanda de geração de energia limpa e sustentável, reacende a necessidade de se responder perguntas sobre o desempenho da rede com a operação das usinas fotovoltaicas. Na literatura especializada, é possível encontrar estudos evidenciando a possibilidade desses sistemas, em conjunto com os BESS, proporcionarem melhorias técnicas à operação da rede. No trabalho apresentado em [4], a utilização de geração distribuída em conjunto com baterias permitiu a redução das perdas de potência de um sistema de distribuição nos sistemas de 34 barras e 145 barras. Em [5], é revelado que a alocação de baterias na localização ideal de um sistema de distribuição permite a redução significativa das perdas de energia da rede. Na mesma direção, em [6], a otimização I-BiCo foi capaz de encontrar a localização e dimensionamento ótimos de GD e BESS para prover melhorias técnicas à rede, como a minimização das perdas técnicas e dos desvios de tensão. Contudo também existem estudos alertando para os riscos da ocorrência de fluxo reverso nos transformadores, como [7], que analisa os impactos da geração distribuída nas redes de distribuição e aponta riscos de ocorrência de sobrecarga de transformadores, fluxo reverso e distorções de tensão. Em [8], uma pesquisa reconhece esse malefício e

estuda a posição e o dimensionamento de BESS para mitigar o fluxo reverso gerado pelos módulos fotovoltaicos. A existência de fatores tanto benéficos quanto potencialmente prejudiciais suscita a necessidade da realização desse estudo para a análise do desempenho dos sistemas de distribuição de energia sob efeito da operação de módulos fotovoltaicos e baterias. A realização deste tipo de estudos providencia base teórica e proposta de metodologias de análise para a atuação dentro do planejamento da operação das concessionárias.

Nesse sentido, o estudo aqui apresentado propõe a análise do desempenho de uma rede de distribuição real de uma cidade do Estado de São Paulo (SP), com a alocação de módulos fotovoltaicos e de baterias em barras específicas do sistema, para estudo do impacto provocado pela instalação destes recursos energéticos. Este estudo se diferencia de outros encontrados na literatura pela utilização de dados reais de irradiância coletados através do sistema de informações georreferenciadas (GIS) para serem usados na modelagem dos módulos fotovoltaicos, o que deveria apontar resultados mais fidedignos à realidade do que quando uma curva típica de irradiância é utilizada. A análise do desempenho da rede é realizada por simulação computacional através do software OpenDSS, que é recomendado para lidar com redes trifásicas desequilibradas, como a do estudo atual e como a maioria das redes de distribuição urbanas do país. Os materiais de referência para a utilização do software foram o seu manual [9] e alguns tutoriais disponibilizados na internet [10].

II. METODOLOGIA

A proposta de simulação dinâmica empregada neste estudo é composta por três etapas principais. Na primeira, modela-se a injeção de potência ativa advinda das UFV por meio da irradiância solar do local onde as mesmas são instaladas. Após isso, realiza-se a simulação da operação diária do sistema no OpenDSS considerando a presença das UFV e, finalmente, incluem-se na simulação os sistemas de armazenamento de energia.

A. Coleta e manipulação dos dados através do GIS

A modelagem dos módulos fotovoltaicos a serem inseridos nos testes do estudo foi realizada a partir de insumos advindos do GIS. Os dados de entrada, que representam a irradiância solar de cada ponto do alimentador foram obtidos através da biblioteca “PVGIS” do Python. O método para a extração e manipulação dos dados é realizado da seguinte forma:

- 1) Cria-se um vetor de coordenadas inicial utilizando a biblioteca Numpy, do Python.
- 2) Define-se um valor de passo $p = 500$ metros e os limites da área representada no alimentador que, neste trabalho, por facilidade, é considerada como um quadrado de lado igual a 14 km em função do sistema que será testado.
- 3) Cria-se uma função para determinar os novos pontos de amostragem a partir da coordenada inicial e do passo p selecionado:

$$\begin{bmatrix} X_2 \\ Y_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1 \\ Y_1 \end{bmatrix} + p \begin{bmatrix} \sin(\frac{k\pi}{2}) \\ \cos(\frac{k\pi}{2}) \end{bmatrix} \quad (1)$$

- X_2 e Y_2 são as coordenadas do novo ponto de amostragem
- X_1 e Y_1 são as coordenadas do ponto inicial
- p é a distância entre os pontos (passo)

- k é um valor inteiro (1, 2, 3 ou 4).

Os passos anteriores são repetidos usando os pontos recém criados até que se atinja o limite máximo de 14 km de lado. Este processo é ilustrado na Fig. 1.

4) Ao final, para um quadrado com 14 km de lado, geram-se 841 pontos e, para cada um deles, os dados de irradiância foram baixados através do PVGIS. Os dados de irradiância coletados correspondem a um período de 2011 a 2015.

5) A partir de cada ponto de amostragem gerado no processo, outros quatro novos pontos são mapeados através da equação:

$$\begin{bmatrix} X_2 \\ Y_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1 \\ Y_1 \end{bmatrix} + \frac{p\sqrt{2}}{2} \begin{bmatrix} \sin(\frac{k\pi}{2} + \frac{\pi}{4}) \\ \cos(\frac{k\pi}{2} + \frac{\pi}{4}) \end{bmatrix} \quad (2)$$

6) Esses novos pontos gerados na etapa anterior são utilizados para criar quadriculas, em que cada um dos quatro pontos corresponde a um vértice e o ponto original ao centro da quadricula. A criação das quadriculas foi feita com o comando “polygon” da classe shapely.geometry no Python. Esse processo é ilustrado na Fig. 2

7) Com o uso da função “joint” do Python, os pontos verdes são associados às quadriculas em que se encontram e os dados de irradiância associados a eles são repassados a todas as quadriculas por meio dessa associação.

8) Os dados de irradiância são manipulados para obter o valor médio para cada hora do dia em cada quadricula.

9) Finalmente, é realizado um cruzamento dos dados de irradiância com as barras do sistema, que foi feito com auxílio da biblioteca “geopandas”, do Python, que também permitiu a representação gráfica do circuito alimentador com a sobreposição das cargas ao mapa de quadriculas.

O sistema elétrico de teste usado neste trabalho, correspondente a um sistema real, possui 2933 barramentos, que interligam 2622 segmentos de linhas de distribuição, 335 transformadores e 333 cargas.

O mapa gerado pelo procedimento acima contendo a topologia do sistema e o mapa de calor dos valores de irradiâncias locais está representado na Fig. 3. Nesta figura, também podem-se observar os pontos de alocação das cargas e a representação da densidade da mesma.

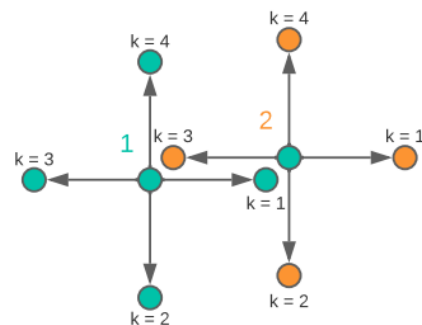


Fig. 1. Criação dos pontos de amostragem.

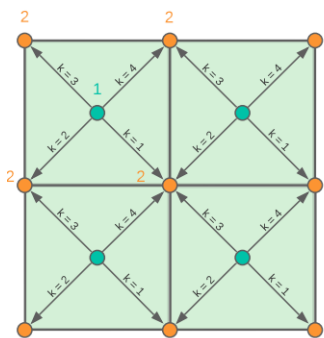


Fig. 2. Criação das quadrículas.

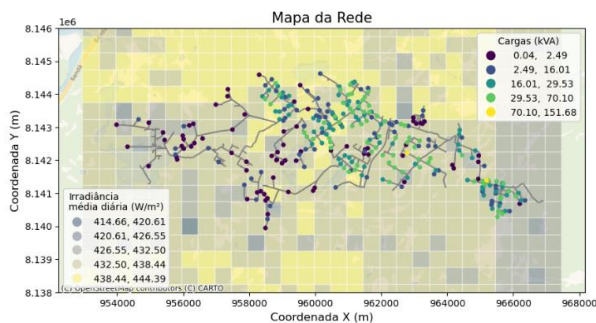


Fig. 3. Mapa de cargas e de irradiância no sistema de distribuição.

B. Modelagem e Simulação no OpenDSS

A simulação do desempenho da rede depende da correta modelagem das cargas, linhas, transformadores, módulos e baterias no OpenDSS, software desenvolvido pela EPRI que foi escolhido para a implementação da simulação.

Considerando que a proposta da análise é verificar o desempenho da rede ao longo do dia, investigando os efeitos provocados pela intermitência da geração solar, o modo de simulação selecionado foi o diário, que permite a observação da variação do fluxo de potência e das tensões e correntes nos elementos do sistema durante o dia. As cargas foram modeladas a partir de três tipos de curva de carga típicos selecionados: residencial, comercial e industrial. Essa distribuição das curvas típicas para cada carga foi realizada aleatoriamente e apresentou proporção de 35,14% para industrial, 33,63% para comercial e 31,23% para residencial.

Prosseguindo com a definição dos elementos no software, os dados de irradiância solar, que foram coletados e manipulados conforme o procedimento descrito na subseção anterior, são utilizados na modelagem dos módulos fotovoltaicos no OpenDSS e esses valores definem a curva de irradiância dos módulos fotovoltaicos alocados na rede. A definição da potência nominal dos módulos, por outro lado, foi determinada com o intuito de liquidar o consumo da carga conectada à mesma barra do módulo, portanto as potências nominais definidas para cada usina foram calculadas a partir da expressão:

$$P_{\text{módulo}} = \frac{\text{Consumo (pu)} \cdot P_{\text{carga}} \cdot 30 - \text{Tarifa mínima}}{0,8 \cdot \text{HSP} \cdot 30} \quad (3)$$

Nesse cálculo, a tarifa mínima é o valor do custo de disponibilidade da energia elétrica, definido conforme a Resolução Normativa ANEEL nº1000 [11]. O consumo, em pu, é a soma total do consumo de energia em pu que é atribuído às cargas através da curva de carga especificada. Por fim, HSP são as horas de sol pleno, que equivale ao número de horas de irradiação solar de 1000 W/m² que são

necessárias para igualar a irradiação solar total de um dia, em média. Com os dados do PVGIS, esse valor foi calculado e resultou em 5,18 horas. Nesta equação, o fator 0,8 foi adicionado para compensar as perdas de potência do inversor e dos outros elementos incluídos na modelagem do OpenDSS para o sistema fotovoltaico (PV). Complementando a modelagem dos módulos, todos foram definidos como geradores trifásicos, com potência equilibrada entre as fases e fator de potência unitário.

Para a modelagem das baterias, utiliza-se o elemento “Storage” presente no OpenDSS, com curvas de carga definidas a partir de dois métodos diferentes para comparação. Para o primeiro caso, foi definida uma curva típica obtida de [12], a qual é mostrada na Fig. 4. No segundo caso, as curvas de carga e descarga foram aproximadas a partir dos resultados obtidos na simulação dos casos nos quais apenas os sistemas fotovoltaicos estão presentes no sistema. Para a aproximação destas curvas, utilizam-se os dados de consumo de cada carga alocada no mesmo barramento das baterias e os dados de geração fotovoltaica e, a partir deles, obtém-se a curva de carga necessária para que cada bateria atenuasse os picos de fluxo reverso e de consumo presente naqueles barramentos. A ideia dessa curva aproximada é simular uma operação análoga ao de um sistema inteligente, controlado por um inversor eletrônico. Por simplicidade, as curvas de carga/descarga das baterias foram mantidas constantes e selecionou-se a curva dentre as duas testadas que permitia um maior efeito na mitigação do fluxo reverso existente em alguns pontos da rede.

A potência nominal de cada bateria foi calculada como o dobro da potência nominal da carga conectada à barra e a energia de armazenamento foi definida como numericamente igual a cinco vezes a potência da bateria, em kWh. Essa metodologia foi definida através de testes que determinaram quais valores provocariam efeitos mais visíveis e adequados ao estudo. Finalizando a definição dos parâmetros, todas as baterias utilizadas no estudo foram trifásicas, equilibradas entre as fases e com fator de potência unitário.

C. Definição de casos de estudo

A escolha das barras nas quais seriam alocadas as usinas fotovoltaicas de geração distribuída e a alocação ou não de baterias determinaram a divisão do estudo nos casos de análise desse estudo. O primeiro caso, chamado de caso 1, define que devem ser alocados na rede um total de 30 módulos fotovoltaicos (aproximadamente 10% do total de barramentos) considerando os maiores valores de incidência de irradiação solar média. Já o segundo caso, ou caso 2, determina a alocação dos 30 módulos fotovoltaicos nas barras que apresentam os maiores valores de potência nominal de demanda. Em ambos casos, não foram consideradas a alocação de baterias.

Para os casos 3 e 4 foram alocadas baterias aos 2 casos anteriores seguindo o seguinte critério: o caso 3 manteve a alocação das GDs às 30 barras com maior incidência solar média (caso 1) e implantou baterias nas 15 barras de maior irradiação solar dentre as 30 que já consideravam a presença dos módulos fotovoltaicos; já o caso 4 manteve os módulos fotovoltaicos instalados no caso 2 e alocou baterias nas 15 barras com maior densidade de carga dentre as 30 que receberam GDs.

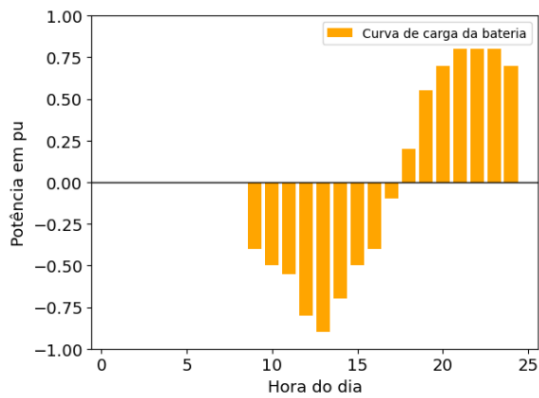


Fig. 4. Curva de carga da bateria (potência ativa).

Os parâmetros técnicos avaliados correspondem às perdas de energia ativa, perfis de tensão e fluxo de potência nos transformadores do sistema.

III. RESULTADOS

A. Casos com UFV – casos 1 e 2

A simulação da rede nos casos 1 e 2, em comparação com a simulação de um caso base (sem GD) revelou que a alocação dos módulos fotovoltaicos proporcionou uma melhoria técnica ao sistema no que tange às perdas de energia, com destaque para o segundo caso, que obteve a maior redução nas perdas, de 29,73%, comparado ao caso 1 que provocou uma queda de 25,96%, como ilustrado na Fig.5.

Em relação ao perfil de tensão, em ambos casos, verificou-se que as tensões foram elevadas, no máximo, até cerca de 3% em relação ao caso base.

Por fim, a análise do fluxo de potência trifásico apontou a existência de fluxo reverso em alguns pontos do sistema para ambos casos. No caso 1, a quantidade total de energia injetada na rede pelas GDs foi de 13.874,18 kWh e no caso 2 foi de 23.104,95 kWh. As situações de fluxo reverso com maior módulo de potência negativa, respectivamente, para cada caso são apresentadas na Fig. 6, que ilustra o fluxo do transformador 145, de potência igual a 75 kVA, e na Fig. 7, que ilustra o fluxo do transformador 70, de potência igual a 112 kVA. Como medida para a mitigação do fluxo reverso, e com o intuito de dar complementariedade e eficiência ao conjunto dos recursos energéticos, instalaram-se baterias gerando mais dois casos de estudo (casos 3 e 4).

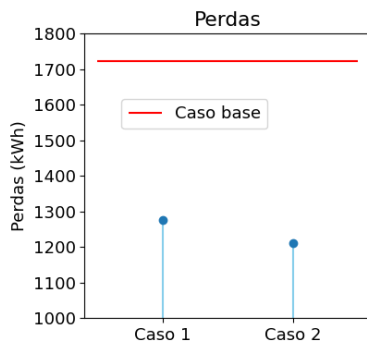


Fig. 5. Perdas de energia nos casos 1 e 2.

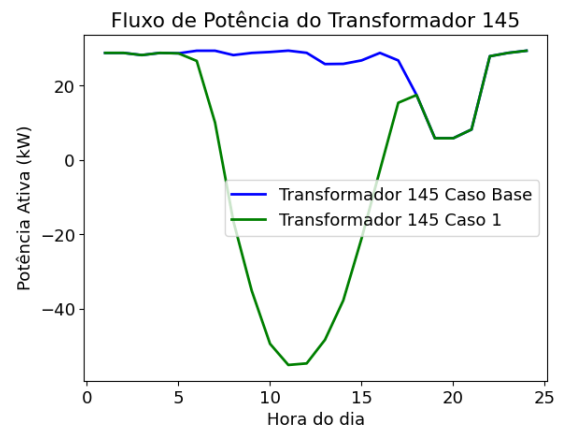


Fig. 6. Fluxo de potência do transformador 145.

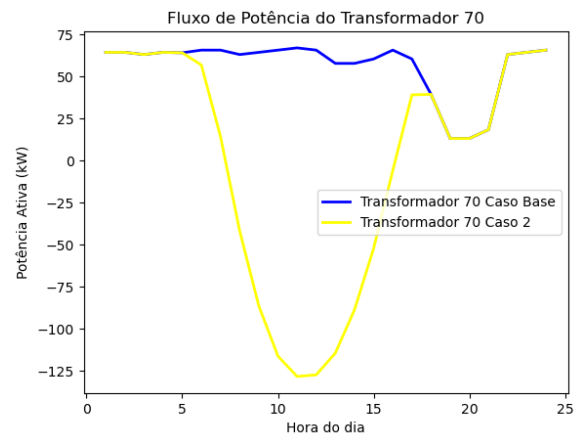


Fig. 7. Fluxo de potência do transformador 70.

Dos resultados apresentados nas Fig. 6 e Fig. 7 é importante destacar que a ocorrência do pico negativo do fluxo reverso nos dois casos coincide para a mesma faixa de horário, das 11h às 15h, que correspondem ao período de máxima irradiação solar durante o dia e, conseqüentemente, a maior injeção de potência advinda das UFV.

B. Casos com UFV e baterias – Casos 3 e 4

Com o intuito de definir se a curva de carga utilizada para a bateria seria a curva típica do estudo em [12] ou a curva projetada para liquidar o fluxo reverso, a rede foi simulada durante 48 horas considerando a alocação de UFV seguindo o critério do caso 2.

Para analisar o fluxo de potência de vários transformadores, escolhe-se o transformador 70 que apresenta grande fluxo reverso, conforme mostrado na Fig. 8. Ao simular o sistema, adicionando as baterias, usando a curva de carga/descarga típica do estudo [12], o transformador 70 apresentou o fluxo de potência mostrado na Fig. 9 e, com a curva aproximada, o fluxo de potência exposto na Fig. 10.

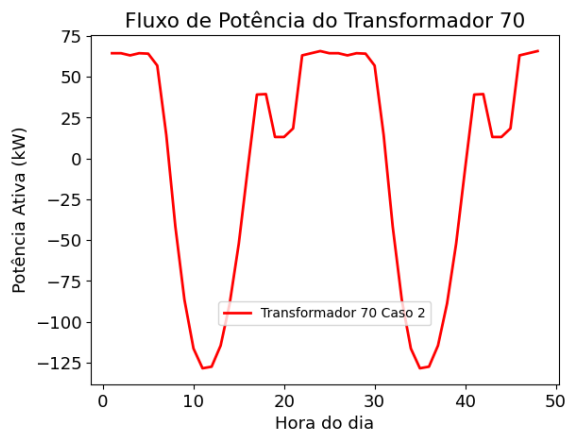


Fig. 8. Fluxo de potência do transformador 70 com sistema fotovoltaico.

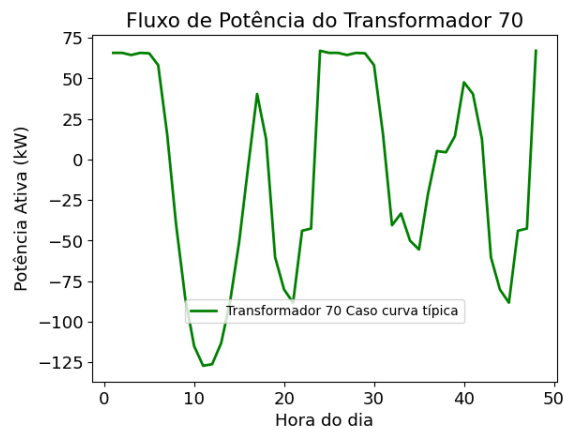


Fig. 9. Fluxo de potência do transformador 70 com sistema fotovoltaico e baterias com a curva típica de carga/descarga descrita em [12].

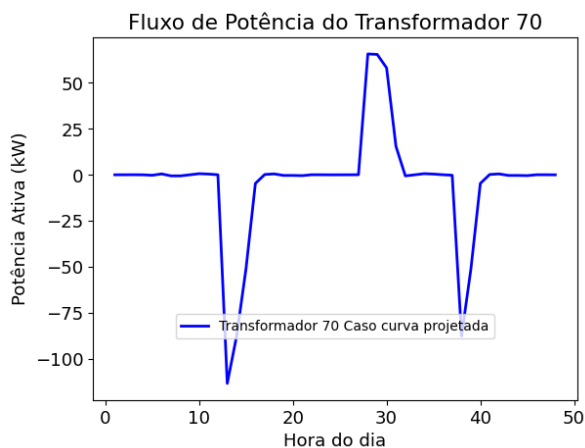


Fig. 10. Fluxo de potência do transformador 70 com sistema fotovoltaico e baterias com curva de carga/descarga aproximada.

É notável que após as 24h, a bateria com a curva típica proposta em [12] atenuou o fluxo reverso em certos momentos, porém gerou fluxo reverso em momentos que não haviam (durante a noite, por exemplo). O caso da curva projetada, por outro lado, permitiu a supressão de grande parte do fluxo reverso após as 24h. Com base nesses resultados, decidiu-se por adotar a curva aproximada proposta neste trabalho para a simulação dos casos 3 e 4.

É importante destacar que a operação das baterias não ocorre de forma regular no primeiro dia da simulação, em razão do estado inicial da bateria, o que justifica a ocorrência de picos de consumo e de fluxo reverso pouco alterados nas primeiras horas do primeiro dia em ambos casos. Essa configuração é uma característica da modelagem do OpenDSS e é a razão pela qual a simulação, para estes dois últimos casos, foi realizada para o período de 48 horas.

Analisando as perdas de energia ativa, o caso 3 produziu uma redução de 31,80% nas perdas de energia ativa em relação ao caso base, enquanto o caso 4 proporcionou uma queda de 39,46%.

No que se refere às tensões nodais, assim como nos casos 1 e 2, os casos 3 e 4 também não apresentaram mudanças significativas nos níveis de tensão das barras que receberam GD com BESS. As maiores elevações percentuais de tensão nodal verificadas, em todos os casos simulados, estão representados na Fig. 11.

Por fim, quanto à análise do fluxo reverso, cuja correção era um dos objetivos da alocação de BESS nas barras com módulos fotovoltaicos, os casos 3 e 4 apresentaram resultados satisfatórios. Nos cenários mais críticos de fluxo reverso, observados nos casos 1 e 2 — especificamente nos transformadores 145 e 70, respectivamente —, a alocação de baterias reduziu significativamente o fluxo reverso existente, conforme ilustrado nos gráficos das Fig. 12 e 13.

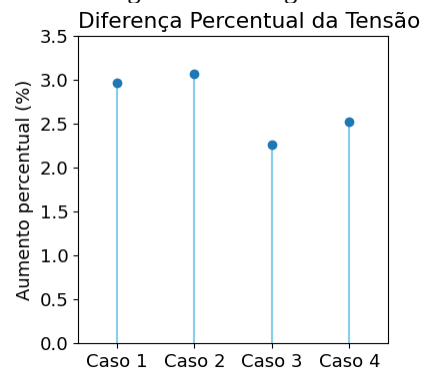


Fig. 11. Maiores elevações de tensão relativas a cada caso.

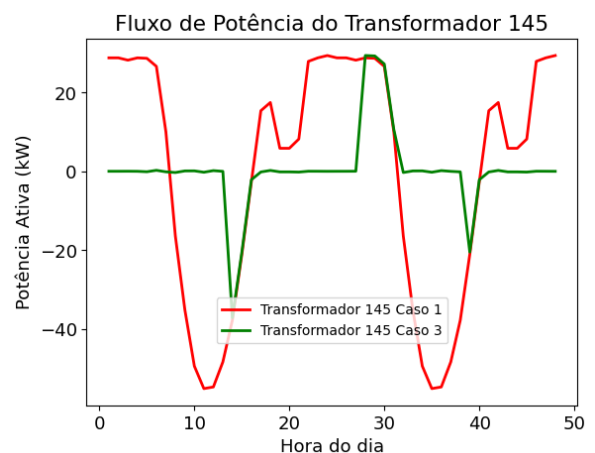


Fig. 12. Fluxo de potência do transformador 145 nos casos 1 e 3.

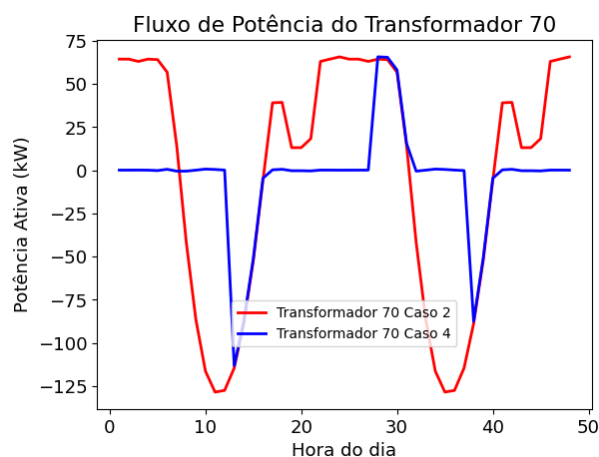


Fig. 13. Fluxo de potência do transformador 70 após alocação das baterias.

Em uma análise mais geral, a energia injetada na rede no caso 3 foi de 8.292,39 kWh, enquanto no caso 4 foi de 13.177,83 kWh. Ambos os valores são inferiores às injeções registradas nos casos 1 e 2, respectivamente, corroborando o fato de que a alocação de baterias atenuou a ocorrência de fluxo reverso em ambos.

IV. CONCLUSÃO

A realização desse estudo verificou de forma dinâmica o desempenho de uma rede de distribuição de energia elétrica na presença de recursos energéticos distribuídos, que, em face dos incentivos governamentais recentes e da campanha ambientalista pela adoção de geração de energia limpa e renovável, tem se tornado cada vez mais utilizados pelos consumidores e, consequentemente, mudado o cenário dos sistemas de energia tradicionais.

Os resultados obtidos da simulação no sistema real de teste mostraram melhorias técnicas de desempenho, principalmente associados à redução das perdas de energia, tanto nos casos da instalação apenas de módulos fotovoltaicos quanto nos casos em que foram instaladas também as baterias. Os casos em que o critério de seleção para alocação de módulos fotovoltaicos considerou os de maior densidade de carga, ao invés da maior irradiância solar média no local, produziram reduções maiores de perdas de energia, assim como os casos que consideram alocação de baterias produziram uma redução de perdas maior do que os casos sem a presença de baterias.

Contudo, na rede de distribuição testada, em nenhum dos casos se observou mudança significativa nos níveis de tensão. A relevância do efeito de aumento na tensão poderia ter sido mais proeminente em um caso de estudo com maior inserção de GD, porém nos casos estudados o resultado observado foi pouco expressivo.

Por fim, os aspectos negativos se resumem à observância de fluxo reverso acentuado, especialmente nos casos que consideraram apenas a alocação de UFV. Com a estratégia usada na alocação de baterias e na definição da curva carga/descarga, o fluxo reverso foi bastante mitigado. Essa curva aproximada permitiu emular um possível controle inteligente dos inversores. Uma conclusão importante dessa análise dinâmica é que a alocação de sistemas de armazenamento de energia, através de baterias, no sistema contribui para atenuar o fluxo reverso, desde que integradas a uma lógica de controle adequada.

A superioridade do desempenho técnico do sistema que combina UFV e baterias, em comparação com a alocação apenas do sistema fotovoltaico, costuma ser comprometida pela relação custo-benefício repassada ao consumidor, já que ele deve lidar com um alto custo de investimento inicial. Além disso, como a política de créditos de energia dissocia a questão do fluxo reverso da preocupação do consumidor com a fatura de energia, torna-se uma alternativa viável que os esforços das empresas de tecnologia para reduzir os custos de fabricação e instalação dos sistemas de armazenamento sejam complementados por políticas governamentais de incentivo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte na realização deste trabalho, por meio da Chamada CNPq/MCTI/FNDCT N° 18/2021 - Faixa A - Grupos Emergentes - processo No. 408898/2021-6.

REFERÊNCIAS

- [1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. São Paulo: ABSOLAR, 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 20 jan. 2025.
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. São Paulo: ABSOLAR, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2022/09/2022.09.09-Infografico-ABSOLAR-n%C2%B0-47.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.
- [3] BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e dispõe sobre outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/14300.htm. Acesso em: 20 jan. 2025.
- [4] SILVA, Diego José da. Contributions to the planning and operation of electric power systems considering battery storage systems and renewable sources. 2024. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação da Universidade Federal do ABC, Santo André, 2024.
- [5] NAYAR, P.; MIROSHNICHENKO, A.; ANAVATTI, S. Battery Energy Storage Placement in a Solar PV Based Distribution System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 13, n. 3, p. 1638-1651, jul. 2022. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9715590>. Acesso em: 16 fev. 2025.
- [6] ALI, Asif; LIU, Zhizhen; ALI, Aamir; ABBAS, Ghulam; TOUTI, Ezzeddine; NURELDEEN, Waleed. Dynamic Multi-Objective Optimization of Grid-Connected Distributed Resources Along With Battery Energy Storage Management via Improved Bidirectional Coevolutionary Algorithm. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 14, n. 3, p. 1638-1651, jul. 2023. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10507845>. Acesso em: 16 fev. 2025.
- [7] SILVA, Bruno Takasume Nita da; CHRUN, Ivan Rossato. Impactos gerados pela conexão de unidades de geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica. *Journal of Exact Sciences – JES*, v. 43, n. 2, p. 5-15, out./dez. 2024. Disponível em: https://www.mastereditora.com.br/periodico/20241109_174242.pdf. Acesso em: 16 fev. 2025.
- [8] SRIPAKARACH, Panot; UNAHLEKHAKA, Pramuk. Reduction of Reverse Power Flow Using the Appropriate Size and Installation Position of a BESS for a PV Power Plant. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 56, n. 4, p. 3981-3991, jul. 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9099863>. Acesso em: 16 fev. 2025.
- [9] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *OpenDSS Manual*. Disponível em:

<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>. Acesso em: 6 fev. 2025.

[10] RADATZ, Paulo. OpenDSS. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=DfzIg1pCDuk&list=PLhdRxvt3nJ8zPYT9gH8rWPLFv3pPEhEtz>. Acesso em 12 dez. 2024.

[11] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 1000, de 1º de março de 2021*. Estabelece as condições para a aplicação da tarifa de disponibilidade no setor elétrico. Diário Oficial da União, Brasília, 2 mar. 2021. Seção 2, p. 129. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.

[12] SILVA, Diego Jose da; BELATI, Edmarcio Antonio; LÓPEZ-LEZAMA, Jesús M.; POURAKIBARI-KASMAEI, Mahdi. *Optimal allocation and operation of battery energy storage systems with photovoltaic generation in modern distribution networks: a new hybrid approach*. IET Research Journals, 2025. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/309202708_Optimal_Allocation_of_Battery_Energy_Storage_Systems_in_Distribution_Networks_Considering_High_PV_Penetration. DOI: [10.1109/PESGM.2016.7741191](https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741191). Acesso em: 20 jan. 2025.