


ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO OPENDSS *ANALYSIS OF THE IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON AN ELECTRICAL POWER SYSTEM THROUGH OPENDSS*

Vitor Jose Lemes¹ 

Guilherme Henrique Alves² 

Lucio Rogerio Junior³ 

Resumo: O crescente aumento da demanda energética nos últimos anos e a preocupação com a preservação do meio ambiente têm impulsionado a busca por novas fontes de energia. Nesse contexto, as fontes renováveis vêm ganhando destaque. Especialmente, a geração solar. Devido às políticas de incentivo à geração de energia limpa e à maior disponibilidade de tecnologias, tem sido observado um expressivo aumento na instalação de unidades de geração fotovoltaica conectadas à rede elétrica, por meio da geração distribuída. O presente estudo tem como objetivo analisar o impacto da geração distribuída nos níveis de tensão e nas perdas de um sistema elétrico, utilizando o *software* OpenDSS e o sistema de 13 barras do IEEE como padrão. Após as simulações e análises, foram observados impactos positivos, através da diminuição de perdas, devido à redução das correntes, e negativos, em razão do aumento dos perfis de tensão das barras.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Geração distribuída. OpenDSS. Fluxo de potência.

Abstract: The growing increase in energy demand in recent years and the concern for preserving the environment have driven the search for new energy sources. In this context, renewable sources have been gaining prominence, especially solar generation. Due to policies to encourage the generation of clean energy and the greater availability of technologies, a significant increase in the installation of photovoltaic generation units connected to the electrical grid through distributed generation has been observed. This study aims to analyze the impact of distributed generation on voltage levels and losses in an electrical system, using the OpenDSS *software* and the IEEE 13-bus system as standard. After the simulations and analyses, positive impacts were observed through the reduction of losses due to the reduction of currents and negative impacts due to the increase in the voltage profiles of the bars.

Keywords: Photovoltaic system. Distributed generation. OpenDSS. Power flow.

¹ Graduado em Engenharia Elétrica, Universidade de Uberaba, lemesvitorjose@gmail.com

² Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de Uberaba, guilherme.alves@uniube.br

³ Mestre em Engenharia Elétrica, Universidade de Uberaba, lucio.junior@uniube.br

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas a população cresceu exponencialmente e de forma paralela os avanços tecnológicos evoluíram consideravelmente, aumentando o consumo de energia elétrica em níveis consideráveis. No Brasil, por exemplo, houve o salto de 331,18 TWh em 2004 para 508,71 TWh, no final de 2022 um crescimento de 53,3% ao longo de 18 anos. A crescente demanda disparou um alerta em relação ao meio ambiente, tornando-se necessário repensar as formas de geração de energia (ALVES; GUIMARÃES; MOURA, 2023). No mundo, ainda há predominância das fontes não renováveis. O Brasil porém, em 2023, já detém de 56,69% de sua matriz elétrica por meio de hidrelétricas, apenas uma fonte renovável já supre mais do que a metade do consumo brasileiro, estando assim em grande vantagem frente ao mundo (SIGA, 2023).

A geração distribuída (ALVES; GUIMARÃES; MOURA; DE SOUZA *et al.*, 2023) no Brasil começou a tomar forma em torno de 2012, crescendo em ritmo acelerado após isso. A GD é a forma de geração de energia no local de consumo ou próximo a ele, podendo ser de qualquer fonte de geração, como por exemplo, eólica, hidrelétrica, solar, termoelétrica etc., sendo classificada como microgeração sistemas com potência instalada de até 75 kW e minigeração distribuída de 75 kW até 3 MW, podendo chegar a 5 MW em situações específicas (ANEEL, 2022).

Graças ao interesse por fontes limpas, muitos investimentos na geração eólica e solar foram realizados. Desta forma, os custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos vêm diminuindo, de maneira a aumentar a acessibilidade às fontes renováveis (ALVES; GUIMARÃES; MOURA; DE SOUZA *et al.*, 2023).

A energia solar tem participação relevante na matriz energética brasileira (SIGA, 2023), sendo expandida constantemente e contribuindo para a redução do custo de energia elétrica paga pelo consumidor. Neste cenário de crescente aumento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, surgem também preocupações acerca da estabilidade da rede de distribuição, apresentando desafios para manter o sistema elétrico funcional, confiável e com grande disponibilidade (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009). Além

disso, há um número crescente de consumidores conectados na baixa tensão que estão instalando GD Fotovoltaica em suas propriedades. Este efeito aumenta a quantidade de energia gerada que é injetada no sistema conectado. Conseqüentemente, esta grande quantidade de geração FV pode refletir em impactos de qualidade de energia para os outros consumidores de baixa e média tensão (PINHEIRO RIBEIRO; DUAILIBE MONTEIRO; BORGES; ZAMBOTI FORTES et al., 2022).

Em consequência do aumento da demanda de eletricidade, os modelos de transmissão e distribuição de energia elétricas começaram a sofrer alterações e cada vez se tornando mais complexos. A partir desse problema, foi necessário a criação de recursos e ferramentas capazes de gerenciar e modelar essa complexidade (ALVES; MOURA; GUIMARÃES; DE SOUZA et al., 2021).

Neste cenário, ferramentas de *software* capaz de realizar soluções para o fluxo de potência surgiram, com destaque para o OpenDSS (Open Distribution Simulation System), *software* específico para solução de fluxo de potência, dessa forma auxiliando nas análises e soluções de problemas relacionadas a esse tema.

Outros trabalhos realizaram estudos relacionados a solução de fluxo de potência, no caso (NIE; FU; LI; GAO *et al.*, 2012) no qual foi analisado o impacto da GD na reconfiguração da rede, considerando dois casos, primeiramente com o sistema operando normalmente, e o segundo caso, uma condição posterior a uma falta no sistema. Como constatado, por (NIE; FU; LI; GAO *et al.*, 2012), a inserção de elementos de GD, conseguiu identificar cenários onde foi possível encontrar soluções viáveis para a reconfiguração da rede. Em ambos os casos, principalmente no segundo caso, o número de soluções viáveis, aumenta conforme a capacidade de GD aumenta (NIE; FU; LI; GAO et al., 2012).

Nesse contexto, esse trabalho propõe a verificação de possíveis impactos causados pela geração fotovoltaica, através da análise de parâmetros de um circuito, considerando o padrão de 13 barras do IEEE (SHAABAN; PETINRIN; ENERGY, 2013), a fim de determinar quais são os impactos da inserção de um sistema de geração solar no circuito.

2. METODOLOGIA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Software OpenDSS

O OpenDSS é um dos *software* responsáveis para resolução de fluxo de potência em sistemas elétricos. A partir dos dados inseridos o *software* fornece ao usuário os parâmetros do circuito analisado. Para realizar a solução do fluxo de potência, é necessário realizar a escrita do código, definir seus componentes, adicionar os dados referentes ao circuito analisado e a definição dos elementos medidores do *software*.

A seguir, será brevemente apresentada a elaboração do código necessário para a solução do fluxo de potência do circuito a ser analisando, sendo inicialmente definida a subestação:

```
new circuit.IEEE13Nodeckt
~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus
~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000
```

Onde:

basekv: tensão nominal da subestação;

pu: a tensão da subestação em pu;

bus1= a barra onde é ligado a subestação por padrão SourceBus;

MVAsc3 e MVAsc1: respectivamente potência de curto-circuito trifásica e monofásica do sistema

A partir desta subestação, é declarado o transformador que irá reduzir a tensão aos níveis de distribuição, no caso desse sistema é de 4,16 kV:

```
New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
XHT=4
```

~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
XLT=4

Onde:

Phases: número de fases do transformador;

Windings: número de enrolamentos do transformador;

Wdg=1: determinado o lado de alta ou primário, com:

Bus: barra em que é conectado o primário;

Conn: conexão do transformador (Delta ou Estrela);

Kv: tensão primaria;

Kva: Potência nominal;

r e XHT: impedância do primário (r+jx)

Wdg=2: determinado como sendo o lado de baixa ou secundário, com:

bus: barra onde é conectado o secundário;

conn: conexão do transformador (Delta ou Estrela);

kv: tensão secundaria;

kva: Potência nominal;

r e XLT: impedância do secundário (r+jx)

Após a declaração do transformador é necessário inserir o elemento das linhas, onde já se informa a barra inicial e a final de cada linha, tendo assim todas as barras e linhas do circuito (QUESADA; ARGUELLO; QUIRÓS-TORTÓS; VALVERDE, 2016) :

New Line.650632 Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3
LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft

Onde

Phases: o número de fases da linha

Bus1:a barra inicial

Bus2:a barra final

LineCode: dados com impedância das linhas

Lenght: comprimento da linha

Units: unidade utilizada, no caso pés.

Com a inserção via código da subestação, transformador e as linhas, falta apenas as cargas do circuito, que também são declaradas pelo usuário (QUESADA; ARGUELLO; QUIRÓS-TORTÓS; VALVERDE, 2016) :

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16
kW=1155 kvar=660 daily=Industrial

Onde

Bus1: barra na qual a carga e conectada

Phases: número de fases da carga

Conn: conexão da carga

Model: modelo de carga (Potência constante, impedância constante e magnitude de corrente constante)

kV: tensão nominal da carga

kW: potência ativa nominal

kvar: potência reativa nominal

daily: modelo da curva (24 pontos)

Após a declarar todos os elementos do modelo, o *software* é capaz de realizar as soluções do fluxo de potência. De acordo com o manual do OpenDSS, essa solução é realizada por dois métodos, o método iterativo e o método direto. O método direto é mais utilizado para a análise de estudos de falta, sendo assim, como não é o escopo deste trabalho não será discorrido sobre. A seguir uma breve discussão sobre os métodos iterativos, que são utilizados no *software*.

O método iterativo é o método que é de interesse deste trabalho, afinal é o método utilizado na solução do fluxo de potência utilizado pelo OpenDSS, que de acordo com o manual emprega dois métodos de solução iterativa, o método normal e o de Newton.

O método normal é baseado na solução de iteração de ponto fixo, que consiste em um método iterativo para encontrar o valor ponto fixo, cuja definição é “o ponto fixo para uma função é um número em que o valor da função não muda quando a função é aplicada” (BURDEN, 2011). Este valor, ponto fixo, pode ser usado para encontrar as raízes de determinadas funções, ou até mesmo, resolução de sistemas não lineares, a partir de um processo iterativo, com um valor inicial escolhido, e realizado as iterações até que se atinja a convergência desejada (BURDEN, 2011). Assim esse método pode ser utilizado para solução de fluxo de potência (AHMADI; MARTI; VON MEIER, 2016) e é o método padrão utilizado pelo OpenDSS.

O método de Newton é outro método iterativo que possibilita encontrar valores de raízes de funções ou resolução de sistemas não lineares (BURDEN, 2011). Este método apresenta uma diferença em relação ao primeiro, onde, com um sistema de equações, a partir da derivada primeira das equações, em relação as variáveis do sistema, pode ser construída a matriz jacobiana (ZANETTA JR, 2006), a partir desta com um processo iterativo é encontrada a solução para as equações.

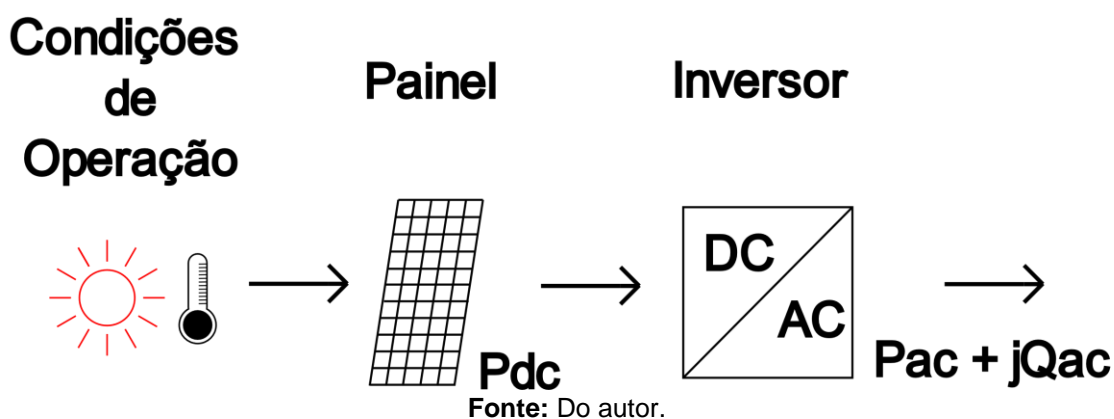
No fluxo de potência as equações do sistema são escritas com base nas equações nodais (ZANETTA JR, 2006) e montada a matriz jacobiana com relação aos valores de tensão, potência (ativa e reativa), ângulo e corrente, das barras e conseqüentemente de todo o sistema e aplicado os processos iterativos, assim se chega à solução do fluxo de potência (ALVES; CAIXETA; MOURA; DE SOUZA, 2021). Esse método, de acordo com o manual do OpenDSS, é um método mais robusto e indicado para circuitos mais difíceis de se encontrar a solução do fluxo de potência.

O OpenDSS, de acordo com seu manual, realiza a solução do fluxo de potência em vários modos, como *snapshot*, *daily*, *dutycycle*, *monte carlo*, entre outros. Neste trabalho serão utilizados os modos de *snapshot* e *daily*. No modo *snapshot*, o valor das cargas do circuito é alterado por um multiplicador global, que é aplicado a todas essas cargas que é, por padrão, igual a 1.

No modo *daily*, o *software* realiza várias simulações em um intervalo de 24 pontos, dando a possibilidade de realizar a simulação de um dia de operação do circuito. Além disso, o valor do multiplicador global das cargas pode ser

modificado através de um arquivo em formato csv, contendo os novos multiplicadores para cada um dos pontos desse intervalo. Neste trabalho será utilizado esses dois modos de solução apresentados, essas informações foram obtidas no manual do usuário do OpenDSS. Como o propósito deste trabalho é analisar o impacto da GD oriunda da geração fotovoltaica, será utilizado o elemento *PVSystem* que simula um sistema de geração fotovoltaica para os dois modos de solução apresentados anteriormente, *snapshot* e *daily*. O elemento pode ser entendido através do diagrama abaixo, mostrado na Figura 1:

Figura 1 – Diagrama de Geração Fotovoltaica



São necessários esses 3 conjuntos de dados para que o *PVSystem* funcione corretamente. As condições de operação se referem aos aspectos do ambiente que afetam a geração do sistema, como a radiação solar e a temperatura. Desta maneira, nesse conjunto se define radiação e temperatura de operação para modo *snapshot* e radiação base, curva diária de temperatura e radiação para o modo *daily*. No conjunto do painel se deve utilizar os aspectos físicos e construtivos do painel como a potência nominal e a curva de correção da geração em função da temperatura. No último conjunto, temos o inversor, onde se deve inserir a potência aparente nominal, a tensão CA nominal e a curva de eficiência do inversor. Com todos esses dados pode-se obter a potência entregue ao sistema em cada um dos modos de solução.

Snapshot:

$$PDC = Pmpp * Kradt * Kpxtd \quad (1)$$

Sendo

PDC: Potência ativa DC gerada;
Pmpp: Potência nominal do painel;
Krad: irradiância de operação;
Kpxt: temperatura de operação.

$$PAC = PDC * EffCurva(Pdc) \quad (2)$$

Sendo

PAC: Potência ativa AC gerada;
Effcurva: curva de eficiência do inversor.

Daily:

$$PDC = Pmpp * Kradb * Kradt * Kpxtd \quad (3)$$

Sendo

Kradb: radiação base
Kradt: curva de radiação diária
Kpxt: curva de temperatura diária

$$PAC = PDC * EffCurva(Pdc) \quad (4)$$

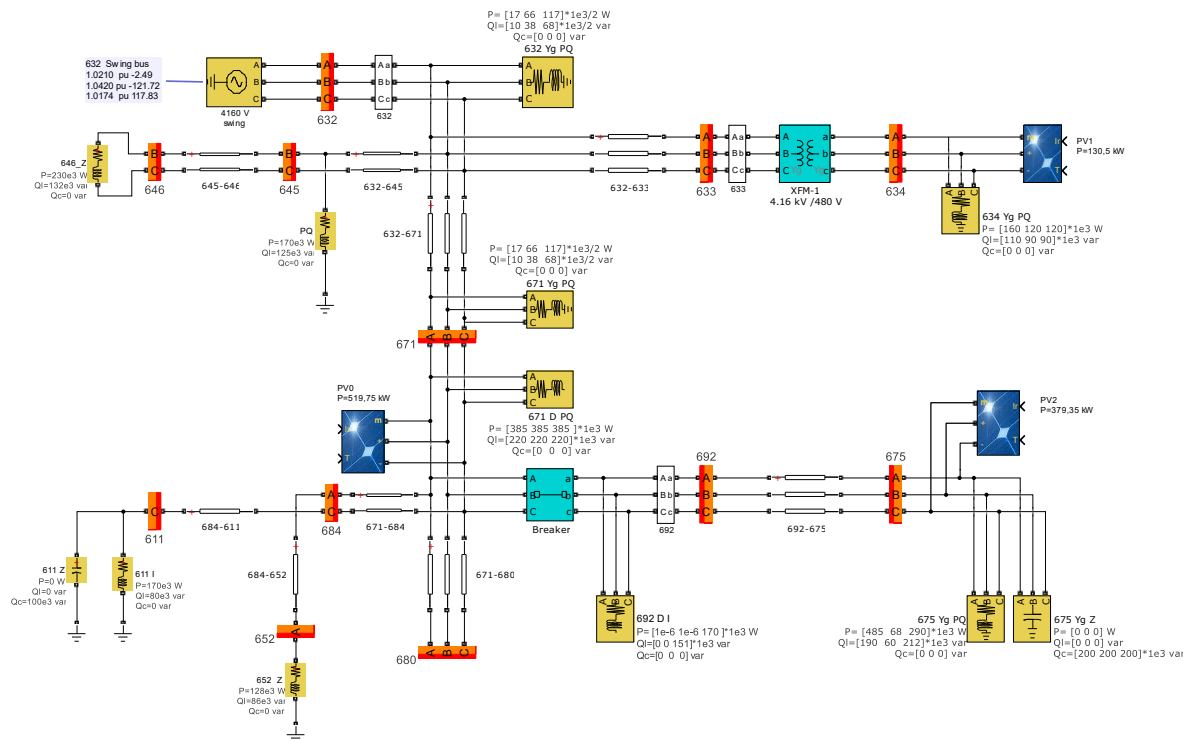
Sendo

PAC: Potência ativa AC gerada;
 Effcurva: curva de eficiência do inversor.

2.2. O Sistema de 13 Barras do IEEE modificado

O modelo do circuito a ser analisado neste trabalho será o de um alimentador de 13 barras do IEEE, normalmente utilizado em testes de solução de problemas de fluxo de potência (SHAABAN; PETINRIN; ENERGY, 2013). É um sistema pequeno, mas com uma carga relativamente alta, operando com 4,16 kV, utiliza de um regulador de tensão na subestação, banco de capacitores e possui uma carga desbalanceada. A maior concentração de carga está nas barras 671 e 675 com 1155 kW 660 MVA e 843 kW 540 MVA respectivamente.

Figura 2 – Alimentador 13 barras IEEE



Fonte: Do autor.

Na tabela 1, a seguir, são apresentadas as informações gerais do sistema, onde por escolha do autor foi adicionado os modelos de cargas: comercial, residencial e industrial.

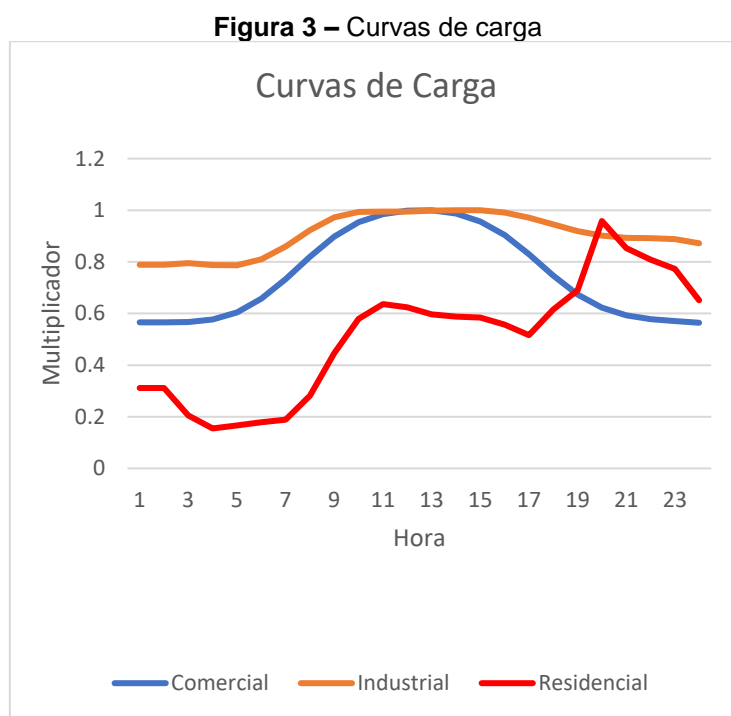
Tabela 1 – Dados do Sistema

Dados	Valor	Unidade
Carga Total	3454,7	kW
Tensão nominal	4,16	kV
Número de consumidores residenciais	9	unidades
Número de consumidores Industriais	3	unidades
Número de consumidores comerciais	3	unidades

Fonte: Do autor.

2.2.1. Curvas de Carga

Como mencionado anteriormente, a solução utilizando o modo *daily* pode ser utilizada uma curva de carga, com multiplicadores diferentes do padrão, para realizar o fluxo de potência, assim foram escolhidas as seguintes curvas de carga (EPRI, 2023):



Fonte: Do autor.

As curvas foram obtidas do banco de dados do EPRI na temporada de pico com valor médio de um dia útil (EPRI, 2023). Cada setor (comercial, industrial e residencial) possui curvas de carga específicas para cada finalidade. No setor comercial, foi usada a curva de Equipamentos de Escritório (*Office Equipment*), para o Industrial utilizou-se a curva de Máquinas (*Machine Drives*)

e a para o Residencial o modelo escolhido foi Lava Louças (*Dish Washer*) (EPRI, 2023).

2.2.2. PVSystem

Foram criados três sistemas de geração, utilizando o elemento *PVSystem* do OpenDSS. Por escolha do autor, foram escolhidas três barras para alocar esses sistemas. O valor de geração corresponde a 45% da carga em que cada sistema está conectado.

Na definição dos elementos *PVSystem* deve-se criar dois arquivos diferentes, um para cada modo de simulação (*daily* e *snapshot*). Ambos serão basicamente iguais, a diferença será que no modo *daily*, é necessário a criação de duas curvas, uma de irradiância e outra de temperatura, que serão correspondentes aos respectivos valores durante um dia. No *snapshot* não há necessidade dessas curvas.

As barras em que foram inseridos os sistemas foram 634, 671 e 675. A barra 634 tem uma carga conectada de 290 kW, assim a potência gerada pelo painel será de 130,5 kW, na barra 671, com carga de 1155 kW, e geração de 519,75 kW e por fim na barra 675 com carga de 843 kW e geração de 379,35 kW.

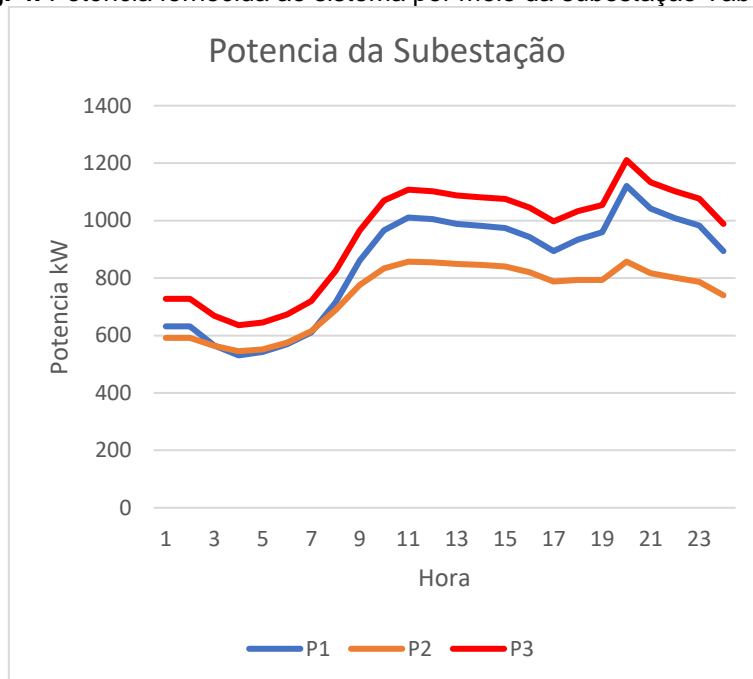
3. Simulações e resultados

A análise do resultado é apresentada em dois casos, o primeiro caso, a simulação será realizada sem os elementos de geração distribuída. Já no segundo caso, será inserido os elementos de geração distribuída e realizada a simulação novamente. Em ambos os casos, se usará os dois métodos de solução, *daily* e *snapshot*, onde, no primeiro, será obtido os dados simulados diariamente a partir das curvas de carga inseridas. O modo *snapshot* irá fornecer alguns parâmetros do circuito, sendo as perdas, máximos e mínimos de tensão nas cargas, corrente de entrada do sistema e potência total.

3.1 Caso 1

No caso 1, foi realizada a simulação do fluxo de potência utilizando o sistema sem o elemento *PVSystem*, apenas adequando as cargas ao modo *daily* para a obtenção do gráfico:

Fig. 4. Potência fornecida ao sistema por meio da subestação Tabela 2



Fonte: Do autor.

Tabela 2 – Parâmetros do circuito para a condição x de simulação.

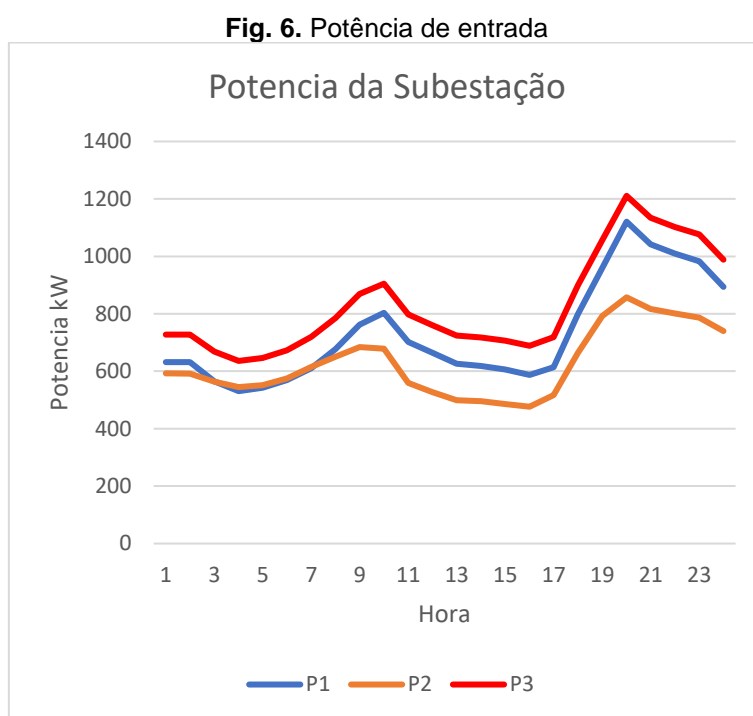
Dados	Valor	Unidade	Barra
Potência Ativa	3.579	kW	–
Maior tensão na carga	1,043	pu	675
Menor tensão na carga	0,9596	pu	611
Perdas do sistema	113,8	kW	–
Corrente Subestação	18,024		–
	19,79	A	
	22,459		
Corrente Transformador Redutor	598,72		–
	433,47	A	
	628,91		

A primeira simulação foi feita utilizando o modo de solução *daily*, assim se obteve o gráfico da potência de entrada da subestação. Logo após a realização das alterações para o modo *snapshot* foi obtido os dados da tabela acima. As perdas do sistema se compõem em perdas na linha e perdas nos transformadores. Nessas condições as perdas totais foram de 113,8 kW, as

perdas na linha foram 107,9 kW e 5,9 kW nos transformadores. A potência ativa das cargas foi de 3.466 kW, fazendo das perdas 3,28% da potência total do sistema. Nas cargas a tensão não ultrapassou os limites máximos e mínimos (PRODIST, 2022), mas no regulador de tensão esse valor foi acima, sendo 1,056 pu.

3.2 Caso 2

Na simulação do caso 2, primeiramente foram atualizados os valores das cargas para o modo *daily* novamente, a fim de se obter o gráfico da potência de entrada da subestação. Após isso, foi alterado para a configuração *snapshot* e nos dois casos adicionados os elementos PVSystem ao sistema, mostrado na Figura 6.



Fonte: Do autor.

Tabela 3 – Resultados do sistema após solução do fluxo de potência

Dados	Valor	Unidade	Barra
Potência Ativa	2.466	kW	–
Maior tensão na carga	1,047	pu	675
Menor tensão na carga	0,9663	pu	611
Perdas do sistema	68,8	kW	–
Corrente Subestação	13,217 14,307 17,03	A	–

Corrente	Transformador	451,12		
	Redutor	296,1	A	–
		477,23		

Fonte: Do autor

Após as alterações do sistema e obtidos as soluções nos dois modos (*daily* e *snapshot*), nota-se nitidamente a redução da potência fornecida por meio da subestação ao sistema, entre as 6:00 e as 19:00 horas onde se tem a geração dos elementos PVSystem. Nesse caso, as perdas do sistema reduziram para 68,8 kW, onde nas linhas obtivemos 63,1 kW e nos transformadores 5,7 kW, sendo perdas de 1,99% da potência total do circuito.

A tensão máxima e mínima nas cargas ocorreu nas mesmas barras do primeiro caso, na 675 com aumento de 0,004 pu e 611 com aumento de 0,0067 pu. Porém, em relação aos limites de operação após a inserção dos elementos PVSystem, a tensão máxima ficou dentro dos parâmetros permitidos (PRODIST, 2022), com valor de 1,0499 pu, sendo 0,95 pu para tensões mínimas e 1,05 para tensões máximas.

4. Conclusão

Após as simulações realizadas, nota-se que a utilização de elementos de geração distribuída, para este caso particular de análise, a adequação da tensão mínima para os níveis aceitáveis, sendo 0,95 pu para as tensões mínimas e 1,05 para as tensões máximas (PRODIST, 2022). As correntes fornecidas por meio da subestação também se tornam menores, e conseqüentemente ocorreram menores correntes nas linhas, o que minimizou o estresse nos elementos de distribuição e reduziu as perdas, gerando uma economia no sistema.

Contudo, além dos benefícios alcançados, nos locais onde foi inserido o elemento PVSystem as tensões se elevaram, tanto nos níveis máximos, quanto mínimos. Diante disso, pode-se observar que o aumento de geração de energia fotovoltaica aplicada as cargas, produz um aumento dos perfis de tensão, que no caso analisado, não foi o suficiente para ultrapassar os limites, entretanto, para condições de maior injeção de potência ativa por parte da GD, a variação de tensão pode ultrapassar os limites.

Desta maneira, pode concluir que com o aumento crescente da GD, desvios na elevação da tensão das barras, conforme destacado neste trabalho, poderão causar problemas e instabilidades nos sistemas de distribuição, sendo necessário que se criem regulações em relação a GD e a realização de estudos para se encontrar formas de contornar esse problema.

5. Referências

AHMADI, H.; MARTI, J. R.; VON MEIER, A. J. I. T. o. P. S. A linear power flow formulation for three-phase distribution systems. 31, n. 6, p. 5012-5021, 2016.

ALVES, G. H.; CAIXETA, G.; MOURA, F. A. M.; DE SOUZA, A. C. Avaliação Operacional de Microrrede Mediante Ilhamento Intencional. 2021.

ALVES, G. H.; GUIMARÃES, G. C.; MOURA, F. A.; DE SOUZA, A. C. *et al.* Proposal of a Master–Slave Control for an Isolated Microgrid after an Intentional Islanding. p. 1-12, 2023.

ALVES, G. H.; GUIMARÃES, G. C.; MOURA, F. A. M. J. E. Battery Storage Systems Control Strategies with Intelligent Algorithms in Microgrids with Dynamic Pricing. 16, n. 14, p. 5262, 2023.

ALVES, G. H.; MOURA, F. A. M.; GUIMARÃES, G. C.; DE SOUZA, A. C. *et al.*, 2021, **Análise e avaliação operacional da metodologia de controle V/f aplicada em situações de ilhamento intencional**. IEEE. 567-574.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 07 de junho.

BURDEN, R. L. **Numerical analysis**. Brooks/Cole Cengage Learning, 2011.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and active distribution networks**. The Institution of Engineering and Technology, 2009.

EPRI. **End Use Load Shapes**. 2023. Disponível em: <https://loadshape.epri.com/enduse>. Acesso em: 14 de março.

NIE, S.; FU, X.-P.; LI, P.; GAO, F. *et al.*, 2012, **Analysis of the impact of DG on distribution network reconfiguration using OpenDSS**. IEEE. 1-5.

PINHEIRO RIBEIRO, T.; DUALIBE MONTEIRO, P. R.; BORGES, T. T.; ZAMBOTI FORTES, M. *et al.* Impacts on Medium-Voltage Industries due to the PV Generation in Low-Voltage Networks. 15, n. 4, 2022.

PRODIST. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist)**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 15 de março.

QUESADA, P.; ARGUELLO, A.; QUIRÓS-TORTÓS, J.; VALVERDE, G., 2016, **Distribution network model builder for OpenDSS in open source GIS software**. IEEE. 1-6.

SHAABAN, M.; PETINRIN, J. J. I. J. o. S. G.; ENERGY, C. Sizing and siting of distributed generation in distribution systems for voltage improvement and loss reduction. 2, n. 3, p. 350-356, 2013.

SIGA. **Geração**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 28 de março.

ZANETTA JR, L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. Editora Livraria da Física, 2006. 8588325411.