



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ALEXANDRE ALVES ANTUNES

IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA UFMT

CUIABÁ – MT
DEZEMBRO, 2022

ALEXANDRE ALVES ANTUNES

IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA UFMT

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof^ª Dra. Camila dos Anjos Fantin

CUIABÁ – MT
DEZEMBRO, 2022

Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

A636i Antunes, Alexandre Alves.
Impactos da inserção de geração distribuída na UFMT [recurso eletrônico] / Alexandre Alves Antunes. -- Dados eletrônicos (1 arquivo : 23 f., il. color., pdf). -- 2022.

Orientadora: Camila dos Anjos Fantin.
TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso, Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2022.

Modo de acesso: World Wide Web: <https://bdm.ufmt.br>.

Inclui bibliografia.

1. Fator de Potência. Geração Distribuída. Geração Solar, OpenDss, Perdas Técnicas, Tensão. I. Fantin, Camila dos Anjos, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

DESPACHO

Processo nº 23108.103091/2022-55

Interessado: ALEXANDRE ALVES ANTUNES

FOLHA DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA MONOGRAFIA:

IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA UFMT.

ALUNO: ALEXANDRE ALVES ANTUNES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 19 de dezembro de 2022.

Nota: 9,83

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dra. Camila dos Anjos Fantin

Orientadora

Prof. Dr. Jorge Luiz Brito de Faria

Examinador

Prof. Dr. Fillipe de Vasconcelos

Examinador



Documento assinado eletronicamente por **CAMILA DOS ANJOS FANTIN, Coordenador(a) de Ensino de Graduação em Engenharia Elétrica - FAET/UFMT**, em 19/12/2022, às 12:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JORGE LUIZ BRITO DE FARIA, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 19/12/2022, às 13:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **FILLIPE MATOS DE VASCONCELOS, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 19/12/2022, às 15:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5364303** e o código CRC **6BF84A10**.

Dedico esse trabalho para os meus pais e familiares, que sempre me apoiaram em toda essa jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos amigos e familiares por todo o apoio e incentivo, para que a realização desse trabalho se tornasse possível.

Em especial aos meus pais, Rogéria Maria e Luiz Walter, assim como meus amigos e colegas de curso: Aleph M.; Alexandre N.; Amanda L.; Fernando M.; Jader J.; João A.; Lucas R.; Maria B.; Vinicius N. e William C. que sempre estiverem ao meu lado.

Agradeço também aos professores do curso de engenharia elétrica por sempre instigarem a busca por conhecimento, em especial a minha orientadora deste trabalho, Camila dos Anjos Fantin, que sempre se mostrou solícita a ajudar em momentos de necessidade e pela sua paciência durante todo o curso.

Agradeço também todos que contribuíram de alguma forma durante essa caminhada, direta ou indiretamente.

RESUMO

ANTUNES, A.A. **Impactos da inserção de geração distribuída na UFMT.** 2022. 24f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2022.

O aumento da geração distribuída em todo o território nacional, assim como em vários outros países do mundo é inegável devido ao seu bom custo benefício, praticidade na instalação e longa duração dos equipamentos que a tornou uma solução interessante para os consumidores. Entretanto, é necessário verificar possíveis problemas em um determinado alimentador ao inserir elevados índices de potência de geração distribuída, especificamente a geração fotovoltaica, no sistema. Assim, por meio do software OpenDss, direcionado para sistemas elétricos de potência, foi modelado e analisado o sistema interno da Universidade Federal De Mato Grosso de forma a se verificar a qualidade de energia para três grandezas diferentes: Tensão, fator de potência e perdas técnicas. Para uma amplitude maior de análises, foi utilizado 4 cenários de potência de geração distribuída instalada distintos, além de 3 perfis de demanda de cargas, como forma a simular 3 dias distintos dentro da instituição, analisando os resultados ao longo do horizonte de um dia de simulação.

Palavras-chave: Fator de Potência. Geração Distribuída. Geração Solar. OpenDss. Perdas Técnicas. Tensão.

ABSTRACT

The increase in generation distributed throughout the national territory, as well as in several other countries around the world, is undeniable due to its good cost-effectiveness, practical installation and long-lasting equipment, making it an interesting solution for consumers. However, it is necessary to verify possible problems in a given feeder when inserting high levels of distributed generation power, specifically photovoltaic generation, in the system. Thus, using the OpenDss software, aimed at electrical power systems, the internal system of the Federal University of Mato Grosso was modeled and analyzed in order to verify the quality of energy for three different magnitudes: Voltage, power factor and technical losses. . For a greater range of analyses, 4 different installed distributed generation power scenarios were used, in addition to 3 load demand profiles, in order to simulate 3 different days within the institution, analyzing the results over the horizon of a day of simulation.

Keywords: Distributed Generation. OpenDss. Power Factor. Solar Generation. Technical Losses. Voltage.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURAS

Fig 1. Esquemático da ligação da concessionária, a subestação de barro duro e a UFMT.	16
Fig. 2. Alimentador da subestação de barro duro e circuito elétrico interno da universidade.	17
Fig. 3. Perfis de carga leve, média e pesada criados a partir dos dados de potência ativa da concessionária.....	17
Fig. 4. Curva de Potência de geração solar para os cenários utilizados na simulação.	18
Fig. 5. Curva de irradiação diária utilizada na simulação.	18
Fig. 6 Tensão para carga leve ao longo do dia.	19
Fig. 7. Tensão para carga média ao longo do dia.	20
Fig. 8. Tensão para carga pesada ao longo do dia.	20
Fig. 9. Fator de Potência para carga leve ao longo do dia.	20
Fig. 10 Fator de Potência para carga média ao longo do dia.	21
Fig. 11. Fator de potência para carga pesada ao longo do dia.	21
Fig. 12. Perdas Técnicas para carga leve ao longo do dia.	21
Fig. 13. Perdas Técnicas para a carga média ao longo do dia.	22
Fig. 14. Perdas Técnicas para a carga pesada ao longo do dia.	22

LISTA DE TABELAS

Tabela I - Transformadores Modelados.....	17
Tabela II - Faixa de variação da tensão em regime permanente	18

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

UFMT	Universidade Federal de Mato Grosso
GD	Geração Distribuída
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
OPENDSS	Open Distribution System Simulator
NDU	Norma de Distribuição Unificada

LISTA DE SÍMBOLOS

pu	Por Unidade
Y- Δ	Conexão estrela-delta entre primário e secundário

SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO	15
II. MODELAGEM	16
A. Linhas e transformadores	16
B. Perfis de cargas	17
C. Painéis fotovoltaicos	18
III. METODOLOGIA.....	18
A. Tensão em regime permanente.....	18
B. Fator de potência	18
C. Perdas Técnicas.....	19
IV. RESULTADOS	19
A. Tensão	19
B. Fator de potência	20
C. Perdas técnicas	21
V. CONCLUSÕES	22
ANEXO	24

IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA UFMT

Alexandre Alves Antunes

Universidade Federal do Mato Grosso/ Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia/ Departamento de Engenharia Elétrica, Cuiabá– Mato Grosso, Email - alexandre.antunes0303@gmail.com

Resumo - O aumento da geração distribuída em todo o território nacional, assim como em vários outros países do mundo é inegável devido ao seu bom custo benefício, praticidade na instalação e longa duração dos equipamentos que a tornou uma solução interessante para os consumidores. Entretanto, é necessário verificar possíveis problemas em um determinado alimentador ao inserir elevados índices de potência de geração distribuída, especificamente a geração fotovoltaica, no sistema. Assim, por meio do software OpenDss, direcionado para sistemas elétricos de potência, foi modelado e analisado o sistema interno da Universidade Federal De Mato Grosso de forma a se verificar a qualidade de energia para três grandezas diferentes: Tensão, fator de potência e perdas técnicas. Para uma amplitude maior de análises, foi utilizado 4 cenários de potência de geração distribuída instalada distintos, além de 3 perfis de demanda de cargas, como forma a simular 3 dias distintos dentro da instituição, analisando os resultados ao longo do horizonte de um dia de simulação.

Palavras-Chave – Fator de Potência. Geração Distribuída. Geração Solar. OpenDss. Perdas Técnicas. Tensão.

IMPACTS OF INSERTING DISTRIBUTED GENERATION AT UFMT

Abstract - The increase in generation distributed throughout the national territory, as well as in several other countries around the world, is undeniable due to its good cost-effectiveness, practical installation and long-lasting equipment, making it an interesting solution for consumers. However, it is necessary to verify possible problems in a given feeder when inserting high levels of distributed generation power, specifically photovoltaic generation, in the system. Thus, using the OpenDss software, aimed at electrical power systems, the internal system of the Federal University of Mato Grosso was modeled and analyzed in order to verify the quality of energy for three different magnitudes: Voltage, power factor and technical losses. . For a greater range of analyses, 4 different installed distributed generation power scenarios were used, in addition to 3 load demand profiles, in order to simulate 3 different days within the institution, analyzing the results over the horizon of a day of simulation.

Keywords – Distributed Generation. OpenDss Power Factor. Solar Generation. Technical Losses. Voltage.

I. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade é uma das pautas centrais nas discussões de políticas e econômicas em todo o mundo. Assim, é normal que se tenha uma importância e investimentos cada vez maiores para estudos sobre temas relacionados a fontes renováveis de energia elétrica, diversificação da matriz energética e de políticas energéticas e ambientais [1-4].

Nesse contexto, o Brasil busca diversificar e expandir sua matriz energética para suprir o crescente consumo de energia elétrica. Alinhado às tendências e políticas internacionais, uma das principais estratégias é intensificar o uso de geração solar fotovoltaica [5,6]. Essa tendência se mostra no caminho correto, visto que houve uma expansão de 5418MW de potência instalada de geração solar entre os anos de 2018 a 2020 [7]. Um dos motivos por trás desse rápido crescimento se dá pelos custos para a instalação e manutenção dos painéis solares fotovoltaicos, que se apresentam mais viáveis do que formas mais tradicionais de geração, como a hídrica, por exemplo [8].

Dessa forma, por se tratar de uma fonte limpa, sustentável e com custos a longo e médio prazos mais favoráveis, a fonte solar fotovoltaica apresenta-se como uma excelente alternativa na expansão da matriz energética brasileira. Todavia, existem certas preocupações relacionadas a qualidade deste tipo de energia quando se há a presença de certos fatores envolvidos, como um grande índice de potência de geração distribuída instalada em um mesmo sistema elétrico de potência. Neste sentido, a norma brasileira estabelecida nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, em seu Módulo 8, o qual foi criado no ano de 2008, orienta quanto as condições ideais de funcionamento. Assim, este modulo define a qualidade do produto, onde estabelece parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente, de forma a realmente proteger a instalação elétrica como um todo [9].

Com o avanço da tecnologia e a inserção de equipamentos eletrônicos, há cada vez mais uma preocupação das concessionárias de energia e dos consumidores para que haja uma evolução constante na qualidade de energia como um todo, visto que se encontra circuitos eletrônicos mais complexos em funcionamento atualmente, como os inversores, por exemplo, presentes na instalação dos módulos fotovoltaicos, que são muito sensíveis a estes distúrbios de qualidade de energia [10].

O custo envolvendo os problemas de qualidade de energia estimados na União Europeia, chegam aos 10 bilhões de Euros, o que demonstra a constante busca por mitigar cada vez mais esses distúrbios [11].

Outra medida importante é evitar que haja um aumento do consumo de energia elétrica que não é utilizada, que pode ser verificada em um sistema elétrico quando há um fator de

potência baixo, ou quando se tem um número muito alto de perdas técnicas.

De acordo com a ANEEL no ano de 2020, as perdas totais na distribuição representam aproximadamente 14,8% do mercado consumidor, onde as perdas técnicas atingem uma porcentagem de 7,6%, um valor em montante de 38,8TW/h. No centro-oeste essa situação é ainda mais preocupante, onde foi constatado 9,3% de perdas técnicas. Assim, os custos financeiros dessas perdas técnicas foram da ordem de R\$ 8,5 bilhões, no qual uma parte desse valor é repassada para os consumidores [12].

Assim, tem-se como objetivo analisar esses índices em um sistema elétrico de potência em regime permanente, verificando esses fatores, em um cenário que se insere uma grande quantidade de geração solar em um único ponto de um sistema elétrico. Para a criação e modelagem desse sistema de potência, utilizou-se o alimentador presente na Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT), o qual foi modelado no software de simulação Open Distribution System Simulator (OpenDSS), considerando perfis de cargas e porcentagens de inserção fotovoltaica distintos, de maneira a expandir as possíveis análises de tensão, fator de potência e perdas técnicas, de forma a verificar os possíveis riscos ao sistema elétrico da universidade e definir qual o melhor modelo de dimensionamento de forma a ajudar em futuras tomadas de decisões.

Portanto, softwares computacionais de simulação se tornam cada vez ferramentas mais presentes dentro de estudos científicos e em normas e organizações. O OpenDss é o software que a ANEEL, em 2014, decidiu utilizar juntamente com o seu software próprio, o Progeoperdas, para realizar a modelagem e cálculos de perdas técnicas [13]. O OpenDss permite a simulação de sistemas elétricos de distribuição que trabalhem no domínio da frequência, de forma que as tensões e correntes fiquem em regime permanente, assim possibilitando uma modelagem verossímil e a obtenção de resultados precisos.

II. MODELAGEM

A modelagem do sistema elétrico da UFMT, especificamente do campus Cuiabá, foi realizada pela ferramenta de simulação OpenDSS, um software de código aberto utilizados em estudos de sistemas de potência [14,15].

Para que a modelagem correspondesse a realidade, os dados utilizados foram baseados em valores de medições reais, os quais foram obtidos junto a concessionária Energisa, responsável pela distribuição de energia elétrica na cidade de estudo.

A representação das linhas de programação presentes no software, assim como a sua interface, podem ser vista no ANEXO A.

A. Linhas e transformadores

1) Linhas de distribuição.

A unidade consumidora do campus é suprida por um alimentador localizado na subestação conhecida como Barro Duro, dentro da cidade de Cuiabá. Foram fornecidos pela concessionária dados do fator de carregamento do alimentador que alimenta a universidade e das cargas equivalentes dos

alimentadores adjacentes a esse alimentador, cuja potência é de 100MVA.

Uma linha de transmissão de 4 quilômetros conecta este alimentador em barro duro, até a unidade consumidora da UFMT, a qual possui três fases e um condutor neutro, cujas características elétricas foram modeladas de acordo com parâmetros conforme a norma NDU 006 para um condutor de alumínio com alma de aço. A ligação entre a subestação e a universidade é demonstrada na Figura 1 [16].

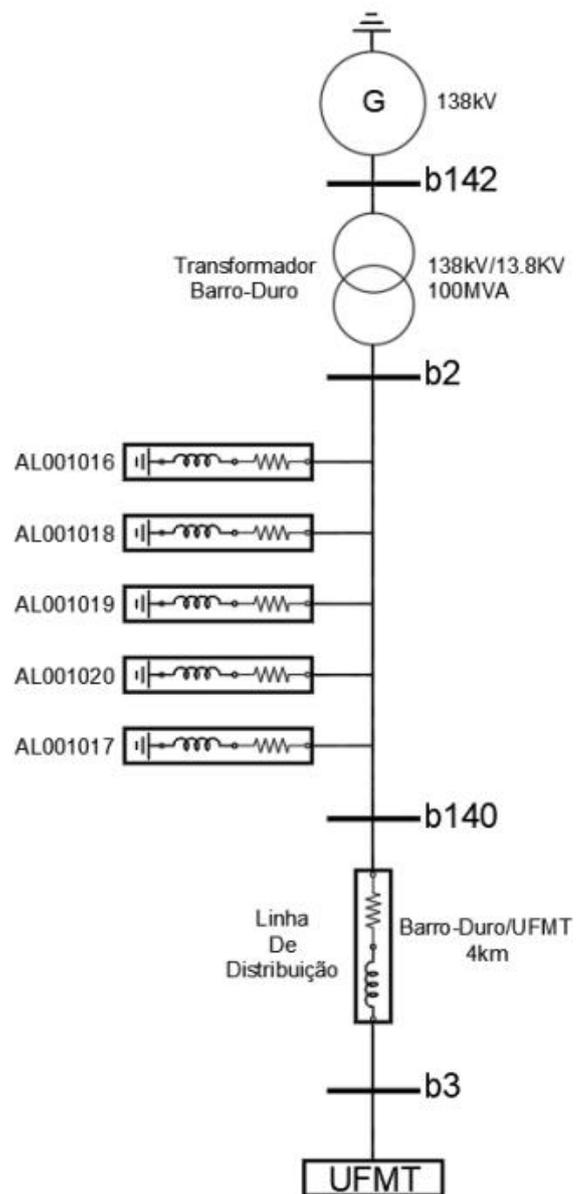


Fig 1. Esquemático da ligação da concessionária, a subestação de barro duro e a UFMT.

O sistema elétrico interno da universidade é grande e complexo, visto que a área total do campus é de 149.000m² de área construída. Para uma melhor visualização, pode-se verificar a ligação entre Barro Duro e as conexões internas da universidade por meio da figura 2.

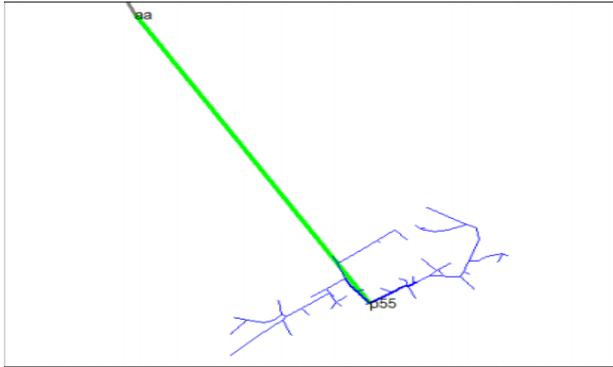


Fig. 2. Alimentador da subestação de barro duro e circuito elétrico interno da universidade.

As linhas de transmissão e distribuição, tanto externa quanto interna ao campus, foram modeladas no OpenDss de acordo com os seguintes parâmetros:

- Phases - Define o número de fases de cada linha.
- Bus - Define as 2 barras que a linha está conectada, o seu começo e o seu final.
- Length - Comprimento da linha entre as 2 barras definidas anteriormente.
- Units - Define qual unidade de medida será utilizada, foi definida em quilômetros.

2) Transformadores

Os 71 transformadores presentes dentro da instituição de ensino foram modelados baseados em transformadores reais da marca WEG, de diversas potências distintas, com parâmetros de acordo com a tabela 1. Todos utilizam a ligação Y- Δ , cuja relação de transformação é de 13,8/0,22kV [17].

TABELA 1
Transformadores Modelados

Potência Nominal (KVA)	Relação de transformação (KV)	Quantidade
30	13,8/0,22	1
45	13,8/0,22	9
75	13,8/0,22	10
112,5	13,8/0,22	7
150	13,8/0,22	15
225	13,8/0,22	13
300	13,8/0,22	9
500	13,8/0,22	5
750	13,8/0,22	2

A partir do fator de carregamento destes transformadores e dos dados de consumo entre as 24 horas do dia, obtidos por meio das informações provenientes dos horários em que os blocos dentro da universidade estão em funcionamento, foi possível definir uma proporção entre a potência ativa e reativa dos transformadores, no qual a potência reativa foi modelada como 25% da potência ativa total.

Dentro do software, é possível definir alguns parâmetros presentes nos transformadores, tais como:

- Windings - Define o número de enrolamentos do transformador. Foi definido como 2, pois se trata de um transformador com primário e secundário.
- Conn - Define o tipo de conexão entre o primário e o secundário. Foi definido como Y- Δ .

- Xhl - Define a reatância do transformador.
- %loadloss: Define a porcentagem da perda em vazio presente no transformador.
- Kv - Define os valores de tensão de entrada e saída do transformador.
- Kva - Potência nominal do transformador
- Bus - Serve para definir em quais barras o transformador está conectado.

B. Perfis de cargas

Após os transformadores serem definidos e inseridos dentro do programa OpenDss, foi realizada a modelagem dos perfis de cargas presentes na instituição. Para uma inspeção mais verossímil, foi criado 3 perfis de cargas distintos que serão utilizados para analisar todos os fatores presentes neste artigo.

Para criar esses perfis, utilizou-se de dados de consumo provenientes da concessionária Energisa do ano de 2019, em valores de potência ativa (KW) ao longo do dia, assim, os dias e critérios escolhidos para a criação dos perfis foram os seguintes:

Carga Leve - Criado a partir do consumo de um dia de final de semana, com pouco consumo de energia elétrica por parte dos blocos do campus da UFMT.

Carga média - Selecionado a partir de um dia de semana com uso médio dos equipamentos, porém ainda abaixo da demanda máxima presente no campus.

Carga Pesada - Escolhido como um dia com grande consumo no campus. O perfil de carga pesada corresponde a maior concentração de cargas conectadas simultaneamente, tais como computadores, condicionadores de ar, iluminação, refrigeradores, dentre outras cargas.

Os 3 perfis de cargas com suas respectivas potências podem ser visualizadas na figura 3.

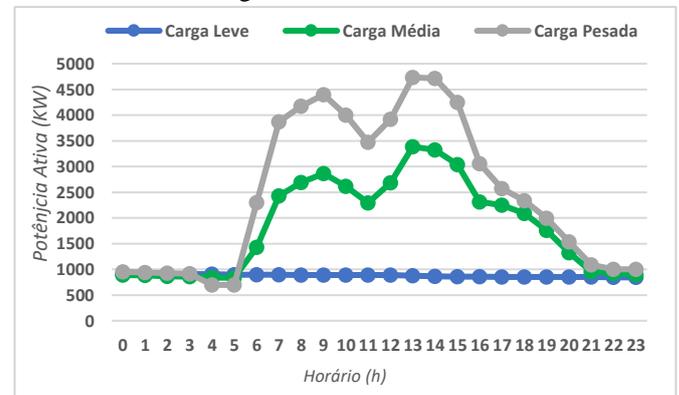


Fig. 3. Perfis de carga leve, média e pesada criados a partir dos dados de potência ativa da concessionária.

Para a modelagem das cargas, os principais parâmetros definidos no software foram:

- Phases - Número de fases da carga, foi definido o valor de 3, visto que a carga é trifásica.
- Bus - Em qual local a carga está conectada, serve para definir qual transformador irá sustentar cada carga.
- Kv - Define a tensão de linha da carga, foi utilizada um valor de 220V.
- Kw - Define a potência total que a carga irá demandar do sistema.

- Conn - Define a conexão da carga.

C. Painéis fotovoltaicos

Para a modelagem da geração distribuída no OpenDss, foi definido 4 patamares de inserção de potência instalada dos painéis fotovoltaicos até que 100% do consumo diário do perfil de carga pesada fosse suprida por meio da geração distribuída.

Um cenário adicional foi utilizado nas análises, o qual é quando não há nenhuma GD instalada no sistema da universidade, para efeito de comparação. De tal forma que, os 4 patamares de geração solar e suas respectivas potências podem ser vistas pela figura 4. O software permite a inserção da potência total dos módulos, e para complementar os demais parâmetros internos de uma placa solar, utilizou os dados fornecidos pela Longi para uma placa de 550Wp [18].

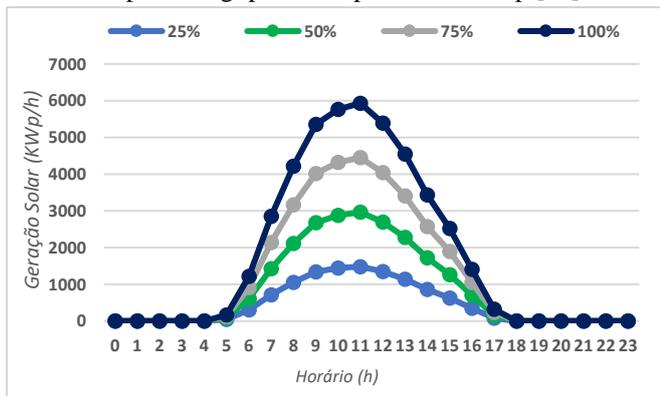


Fig. 4. Curva de Potência de geração solar para os cenários utilizados na simulação.

É sabido que para que os painéis solares continuem gerando energia, é preciso que haja incidência de luz solar, o que ocorre em horários específicos do dia, comumente entre o período da manhã, até o final da tarde. Logo, foi produzida uma curva de irradiação diária, de forma a simular horários com maior ou menor incidência de radiação solar. A curva de irradiação escolhida foi obtida por dados de medição, em KW/m^2 , disponibilizados pelo INMET, para a cidade de Cuiabá, no ano de 2019, referente a um dia ensolarado e com poucas nuvens [19]. Essa curva de irradiação pode ser visualizada pela figura 5.

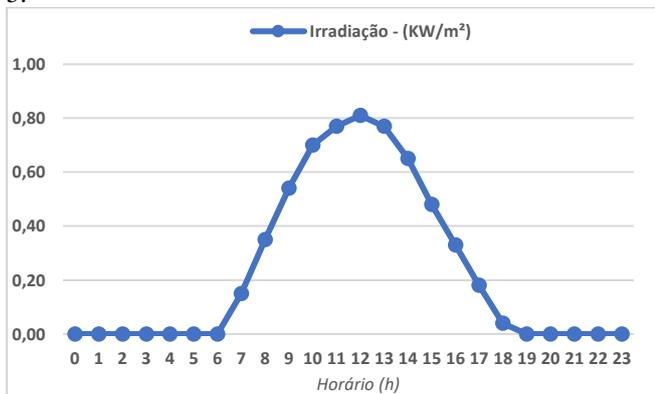


Fig. 5. Curva de irradiação diária utilizada na simulação.

Assim, dentro da ferramenta computacional, os principais parâmetros utilizados para modelar os módulos fotovoltaicos foram definidos da seguinte maneira:

- Bus - Em qual local os inversores das placas solares estão conectados, aqui, foi conectado em apenas um local.
- Kva - Define a potência das placas solares, no qual varia de acordo com a potência instalada.
- Temperature - Define a temperatura de funcionamento da placa, neste caso, foi definido como 25°C.
- Daily - Define a curva de irradiação diária presente nas placas. Foi definido uma curva igual ao da Figura 5.

III. METODOLOGIA

A. Tensão em regime permanente

O módulo 8 do PRODIST define a qualidade do fornecimento de energia elétrica, sendo uma de suas diretrizes, a definição dos limites para as variações de tensão em regime permanente. Onde deve ser feita a comparação do valor da tensão obtido por medição, no ponto a ser analisado, como na entrada do alimentador do campus, e comparar com os níveis de tensão especificados na norma como adequados, precários e críticos.[9]

A universidade está classificada como consumidor do grupo A, visto que recebe uma tensão de fornecimento de 13,8KV. Portanto, os valores limites de tensão em pu, ao se comparar os valores simulados com o valor de referência de tensão, podem ser vistos na tabela 2, que é a tabela para tensões de fornecimento superior a 2,3kV e inferior a 69kV [9].

TABELA II

Faixa de variação da tensão em regime permanente

Tensão de atendimento	Faixa da tensão medida (pu)
Adequada	0,95 até 1,05
Precária	0,93 até 0,95 1,05 até 1,07
Crítica	Menor que 0,93 Maior que 1,07

Momentos constantes com tensões em situações precárias ou críticas, pode acarretar em danos a rede elétrica e equipamentos, sendo recomendável que o sistema de potência possua relés de proteção específicos para desligar o sistema até que este distúrbio seja resolvido.

B. Fator de potência

A relevância de se investigar os dados de fator de potência vem em conformidade com a intenção do cenário global em diminuir custos e aumentar a qualidade de fornecimento.

A resolução normativa da ANEEL N°1000, que estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, determina que o fator de potência de referência tem o limite mínimo permitido de 0,92 para unidades consumidoras do grupo A. Nesse sentido, a concessionária pode optar por fazer medições na unidade consumidora para verificação, e se comprovado um fator de potência abaixo do limite, a distribuidora deve cobrar o montante de energia elétrica e demanda de potência reativa excedente [20].

A maioria das cargas presentes no campus consome energia reativa indutiva, como os motores presentes em laboratórios,

condicionadores de ar das salas de aulas, transformadores presentes em toda o campus, entre outros, de tal forma que essas cargas necessitam de um campo eletromagnético para o seu funcionamento.

A potência ativa, medida em KW, é a que efetivamente gera trabalho. A potência reativa, medida em Kvar, é utilizada para criar e manter os campos eletromagnéticos para que essas cargas funcionem de forma correta. Por fim, tem-se a potência aparente, no qual é a potência total requisitada pelo sistema, sendo a soma da potência ativa com a potência reativa.

Assim, é calculado o fator de potência, que de acordo com a resolução normativa é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumida num mesmo período [20].

Por meio dos resultados obtidos de potência ativa e potência reativa proveniente das simulações no OpenDss foi possível calcular o índice de fator de potência de acordo com a equação 1:

$$FP = \frac{KWh}{\sqrt{KWh^2 + KVARh^2}} \quad (1)$$

Onde:

KWh – Potência Ativa por hora.

KVARh – Potência Reativa por hora.

C. Perdas Técnicas

Sabe-se que desde o momento da geração, até a energia chegar ao consumidor final, uma parte é dissipada no processo de transporte, transformação da tensão e das medições.

Assim, alguns fatores aumentam a porcentagem de perdas, tais como a distância desde a fonte de geração até o uso, a transmissão da tensão ser feita em tensões baixas e as condições dos transformadores e do sistema elétrico, caso não haja uma manutenção coerente.

Os locais onde se tem as maiores porcentagens de perdas dentro de um sistema de distribuição, nas redes primárias e secundárias são nos condutores primários e secundários, onde ocorre perda por efeito Joule por meio da dissipação de energia elétrica em calor. Ocorre também perdas nos transformadores no momento da transformação, que é agravada com uma manutenção deficiente. Locais como os ramais de ligação, equipamentos de proteção e de manobra tem um valor desprezível dessas perdas e não necessitam ser considerados [21].

As perdas técnicas são calculadas conforme as regras definidas pelo Módulo 7 do PRODIST, onde cada rede, seja de baixa, média ou alta tensão, tem modelos específicos para este cálculo. De forma que se utiliza informações como comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida a unidade consumidora para realizar o cálculo [22].

Assim, o OpenDss permite verificar a porcentagem de perdas técnicas para todo o sistema, desde a subestação de barro duro, em conjunto com todo o sistema interno da universidade, o que é interessante pois pode-se verificar se a utilização de uma outra forma de geração mais próxima ao consumo, como a geração solar, irá reduzir os valores de perdas técnicas neste sistema.

IV. RESULTADOS

Os resultados abordarão os dados relacionados a tensão, fator de potência e perdas técnicas.

A. Tensão

Sabe-se que valores irregulares de tensão tendem a causar aquecimento e danos a equipamentos que estão conectados à rede elétrica, dessa forma, fez-se a análise dos valores de tensão em por unidade (pu) em todos os patamares de geração distribuída inserida, assim como em momentos quando não há nenhum painel fotovoltaico, de forma a averiguar os impactos da energia solar dentro do sistema da universidade.

Os valores de tensão foram retirados do alimentador presente na entrada da instituição.

1) Carga Leve

A figura 6 mostra os resultados para as 24 horas do dia analisado com pouco consumo de carga.

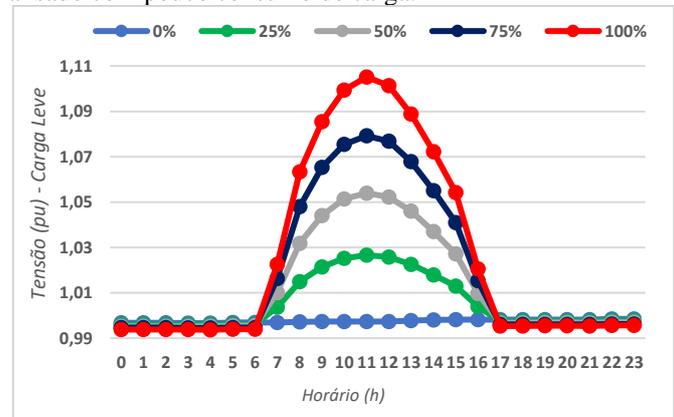


Fig. 6 Tensão para carga leve ao longo do dia.

Verifica-se que os valores para as tensões ao longo deste dia, quando não há geração distribuída se mostram dentro dos padrões.

Já para 25% há um pequeno aumento nos momentos onde se tem incidência de geração solar, mas nada que prejudique os equipamentos.

Em 50% há um pico de tensão que chega a 1,05pu e persiste por 4 horas consecutivas, entre as 10h até as 13h, ficando em um patamar limite de tensão considerada adequada pela norma. Dessa forma, esse cenário, em relação a tensão de fornecimento, ainda pode ser considerado um bom cenário que está dentro dos padrões adequados.

Para 75% de potência máxima instalada, esses valores tendem a subir até 1,08pu, um resultado que não é recomendado, já se definindo um cenário precário em alguns momentos, e crítico, no momento do pico, as 11 horas da manhã.

Em 100% se tem um pico de 1,11pu, resultado bem acima do recomendado, ainda mais que se encontram diversas horas em faixa crítica de atendimento da tensão, assim, essa quantidade de potência instalada não é recomendada em dias de carga leve, visto que pode causar danos a rede e equipamentos.

2) Carga Média

Na figura 7, em um dia com curva de carga média, notam-se diferenças perante a carga leve.

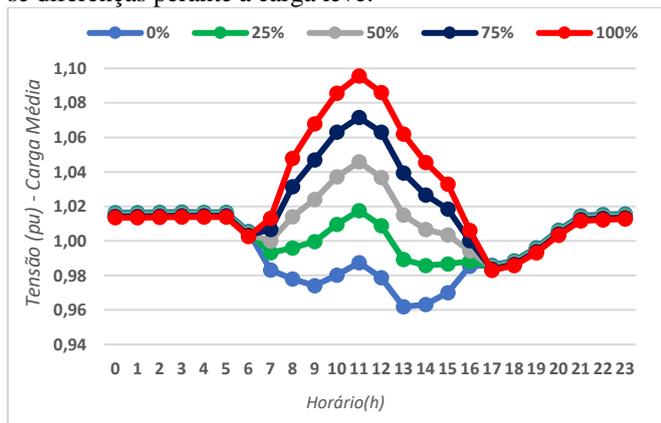


Fig. 7. Tensão para carga média ao longo do dia.

Aqui, sem as GDS há um nível de tensão de 0,92pu no momento mais instável, o que corresponde a uma tensão de fornecimento de 202,4V da concessionária, visto que a tensão de saída dos transformadores dentro do campus é de 220V, esse momento é considerado precário.

Nota-se que esse problema de subtensão é atenuado para os patamares de 25% e 50%, sendo que, este último, fica em uma faixa entre 0,96 a 1,01pu, no qual melhoraria a tensão e não comprometeria os equipamentos e a rede.

Essa melhora não é encontrada nos patamares de 75% e 100%, onde há um pico de tensão que chega a 1,04pu e 1,07pu respectivamente, definido com um fornecimento precário de tensão nesses momentos.

Portanto, em um dia de demanda média, as potências instaladas de 25 e 50% tendem a melhorar o nível de tensão ao longo do dia ao ponto que a tensão de atendimento fique o dia completo em nível adequado.

3) Carga Pesada

Por fim, encontra-se o período de maior consumo para o modelo atual da universidade, onde pode ser visto pela figura 8.

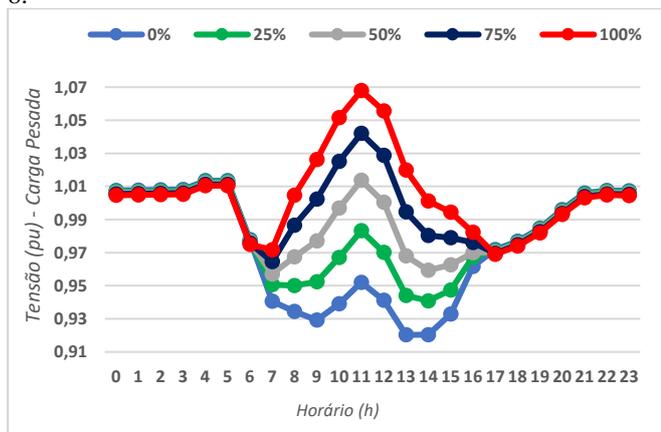


Fig. 8. Tensão para carga pesada ao longo do dia.

Nesta demanda, inspeciona-se um valor de fornecimento de 0,92pu de tensão sem as placas solares, seguido de vários outros momentos de tensões precárias e críticas no decorrer do dia.

Já com a inserção da GD, como visto na carga média, ocorre um aumento gradual da tensão, de tal forma que a subtensão é amenizada no cenário com 25% de energia solar, onde não ocorrem mais tensões críticas, apenas precárias.

A tensão fica em valores satisfatórios em todo o período do dia nos cenários de 50% e 75%. A geração distribuída foi capaz de transformar a tensão em valores satisfatórios em momentos de geração solar.

Já na potência máxima das placas, tende-se a ter uma tensão preocupante, com um pico de 1,07pu às 14h. Esse valor é o limite entre a faixa precária e crítica.

Similar a carga média, tem-se patamares de potência instalada dos painéis solares que aliviam os problemas das tensões em faixas inadequadas presentes na universidade, sendo que o patamar de 50 e 75% se demonstraram com a melhor faixa de tensão ao longo do dia.

B. Fator de potência

Um valor de fator de potência abaixo de 0,92 pode gerar custos para a unidade consumidora, como muitas recebidas da concessionária por estar inserindo uma grande quantidade de potência reativa na rede. Assim, deve-se verificar qual é o comportamento do fator de potência com a inserção de geração distribuída.

Os resultados para o fator de potência foram obtidos a partir do alimentador presente na universidade.

1) Carga Leve

Assim, os dados referentes ao fator de potência em carga leve estão definidos na figura 9.

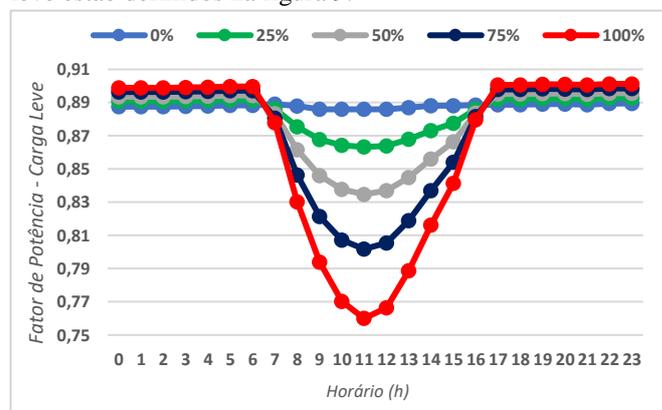


Fig. 9. Fator de Potência para carga leve ao longo do dia.

Verifica-se que sem GD é o melhor momento em dias de pouca carga dentro da instituição. O fator de potência atinge valores acima de 0,92 na maior parte do tempo.

Nota-se uma certa condição que se segue ao adicionar cada vez mais porcentagens de energia solar, ocorrendo um afundamento em horários com irradiação solar, mais notável entre as 9h até as 15h, esse afundamento se torna cada vez maior até atingir um valor de fator de potência de 0,76 às 11h em 100% da demanda provida por painéis solares.

Assim, nota-se que a geração solar causa uma piora nos valores de fator de potência em carga leve, uma das possíveis causas é a instalação de ambos os módulos em um só local, de forma que uma variação maior dos mesmos dentro do campus poderia trazer melhores condições desta grandeza.

2) Carga Média

A figura 10 demonstra os resultados para um dia com consumo médio d.

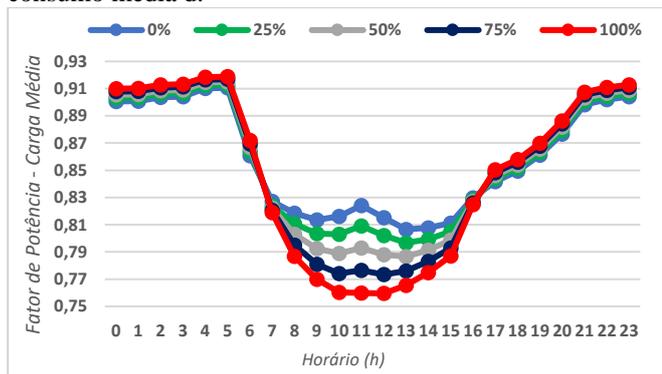


Fig. 10 Fator de Potência para carga média ao longo do dia.

No caso da carga média, o afundamento de tensão se mostra ainda mais agressivo nos horários de funcionamento da UFMT. Sem GD, a faixa crítica se concentra entre as 7 às 16. É interessante notar que mesmo sem as placas solares, os resultados de fator de potência na universidade têm valores baixos quando a demanda é maior.

O comportamento do fator de potência é similar para os cenários de 25%, 50% e 75%, ao se comparar com a carga leve, esses valores de descida aumentam a cada porcentagem, chegando a cifras de 0,80; 0,79 e 0,77, respectivamente.

Por fim, com a potência máxima solar instalada, a curva diária do fator de potência comporta de maneira similar a carga leve, sendo que o valor mais baixo registrado se mantém em 0,76.

Assim, é notável que na carga média, que os resultados ficam bem abaixo do aconselhado quando se tem uma grande demanda, e pioram em momentos que se tem irradiação solar. Que se dá no momento em que as aulas se iniciam, por volta das 7 horas da manhã, e se perduram até as 18h, para que voltem em valores mais próximos dos aceitáveis novamente.

Na carga média, é interessante notar que o pico do afundamento é o mesmo se comparado a carga leve de 0,76, porém o afundamento do fator de potência tem uma descida muito mais rápida, que se percebe claramente para os cenários de 25 a 75%.

3) Carga Pesada

A figura 11 mostra o panorama quando se há um grande consumo de carga requisitada.

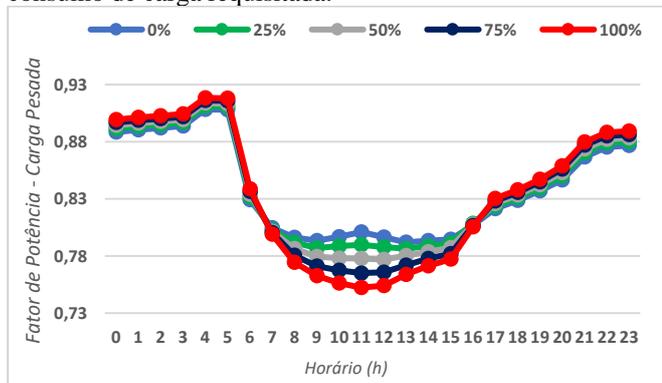


Fig. 11. Fator de potência para carga pesada ao longo do dia.

Em carga pesada, o comportamento é bem parecido com a carga média, com uma pequena diferença que é notável entre os horários das 8 às 15, onde para os cenários de 25 até 100%, o fator de potência não chega a 0,8, o que é preocupante do ponto de vista de qualidade energética.

Uma outra possível causa deste fator de potência ter se demonstrado tão baixo, é que os bancos de capacitores presentes no campus, não foram modelados neste estudo, o que poderia aliviar resultados tão preocupantes.

C. Perdas técnicas

Apesar de não haver uma limitação máxima ou multas por perdas técnicas para o consumidor, é ideal que esse valor seja o menor possível, pois quanto mais perdas técnicas, mais o consumidor irá requisitar de energia da concessionária, conseqüentemente a fatura de energia elétrica terá um custo maior para suprir a potência perdida proveniente dessas perdas. Portanto, é preciso verificar se a instalação de módulos fotovoltaicos irá piorar ou melhorar esse quesito. Para essa grandeza, foi analisado o sistema como um todo, desde a subestação, juntamente com o sistema elétrico de potência da universidade.

1) Carga Leve

Os níveis de perdas técnicas para o sistema completo da universidade podem ser vistos na figura 12.

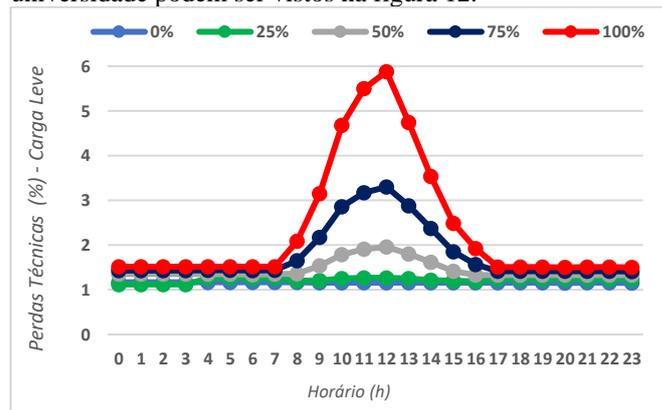


Fig. 12. Perdas Técnicas para carga leve ao longo do dia.

As perdas técnicas em carga leve se mostram com valores constantes enquanto não há GD instalada, com valores favoráveis que não passam de 2% de energia sendo desperdiçada.

O patamar de 25% se mostra similar ao anterior, com perdas constantes ao longo do dia.

Em 50% essa constância se altera nos momentos onde as placas solares estão injetando energia no sistema, porém esses valores ainda não ultrapassam os 2%.

Para 75%, os horários sem irradiação nas placas se mantem similar ao caso anterior, já nos horários onde há irradiação eles têm um aumento considerável, com um pico que chega a mais de 3%.

Em 100%, todos os horários tem perdas maiores que os outros casos, isso se deve a universidade ter poucas cargas em utilização, e as GDS estarem funcionando em seu mais alto patamar, aqui, há um pico de 5,88%.

Percebe-se que apesar de a geração distribuída contribuir com a demanda total da instituição, ela provoca um aumento

de perdas técnicas em certos cenários, o que pode ir no sentido contrário ao objetivo principal, que é a diminuição de custos e melhora na qualidade de energia.

2) Carga Média

A figura 13 esclarece os resultados de perdas técnicas em carga média.

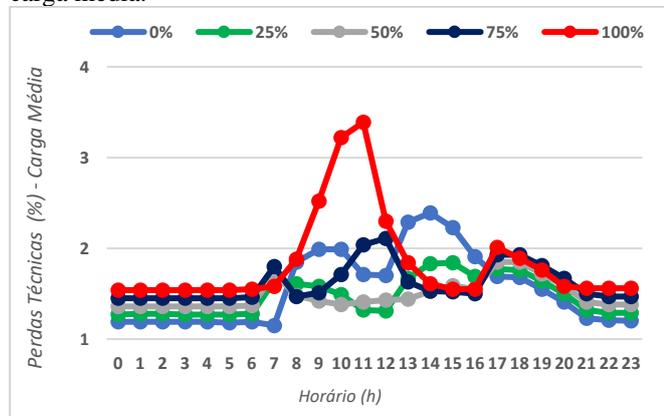


Fig. 13. Perdas Técnicas para a carga média ao longo do dia.

Em carga média a curva ao longo do dia não segue um padrão tão definido igual a carga leve.

Sem a GD os valores em horários que a uma maior irradiação, o que ocorre no período da tarde, ditam que as perdas técnicas tenham um formato aleatório, aumentando e diminuindo durante esse período, com um pico de 2,4%.

Para os cenários de 25%, 50% e 75%, neste mesmo período da tarde, onde além da grande demanda, há a geração solar, os valores ficam se alternando entre si, no qual ficam em porcentagens consideravelmente boas, com números de perdas técnicas menores que 2,5%.

É interessante notar que na potência máxima de painéis solares, as perdas técnicas em carga média atingem valores menores do que em carga leve, o que demonstra a inserção da geração solar não gera perdas consideráveis quando há uma demanda considerável no sistema.

3) Carga Pesada

A carga pesada é demonstrada na figura 14.

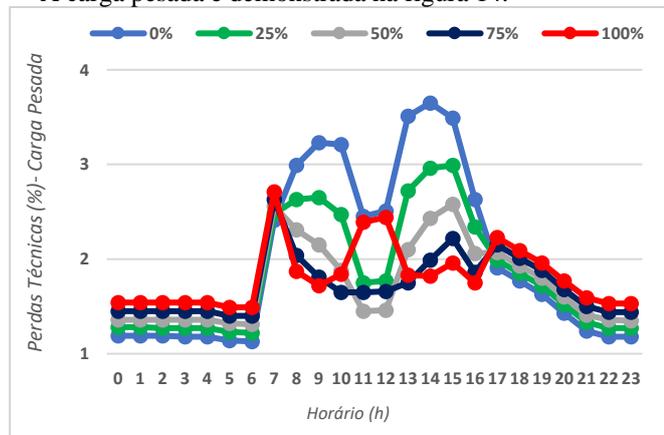


Fig. 14. Perdas Técnicas para a carga pesada ao longo do dia.

Diferente dos dois casos anteriores, quando não se há GD instalada, é o cenário onde se tem a maior incidência de perdas técnicas, com um pico de 3,65%.

O formato da curva diária de 25% e 50% é quase idêntica, alterando apenas os valores entre si, onde 25% se mostra com perdas maiores do que 50%.

O melhor cenário para se inserir GD, ao se analisar a demanda pesada diária é o patamar de 75%, já que não há grande picos de perdas técnicas nem mesmo em momentos de geração solar.

Ao se comparar os horários com geração solar das 3 cargas de demanda, o patamar de 100% de painéis solares em carga pesada é onde se encontra o pico de menor valor de perdas técnicas, com apenas 1,65%. Um valor muito bom.

Há um ponto positivo para a inserção de grandes potências de painéis solares em dias de grande demanda em um sistema elétrico, visto que a porcentagem de perdas técnicas tende a ser atenuadas com as GDS, já que boa parte da demanda será suprida por esses painéis que se encontram muito mais próximo a universidade do que a subestação de Barro Duro, o que ajuda a reduzir os custos da fatura de energia elétrica combinado com uma geração que possui um custo-benefício maior.

V. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi possível definir, por meio de simulações realizadas pelo software OpenDss, o comportamento do sistema elétrico de potência da Universidade Federal de Mato Grosso com a inserção de geração distribuída.

Assim, este estudo é importante, pois pode-se verificar quais grandezas estão de acordo com as normas regulamentadoras dentre os vários horizontes de cenários distintos analisados.

Os valores de tensão atingiram níveis preocupantes em vários dos cenários analisados, independente da curva de carga. Chegando as faixas precárias e críticas. O patamar que a geração distribuída mais trouxe benefícios foi ao se inserir 50% de potência instalada para um dia com alto consumo.

O fator de potência é entre as grandezas analisadas, a que mais gera preocupação, visto que, de acordo com as simulações, há vários momentos em que o fator de potência fica abaixo do recomendado pela norma em todos as demandas e para vários cenários. Uma das formas de mitigar o fator de potência baixo com ou sem geração distribuída é a instalação de bancos de capacitores em pontos estratégicos, desde que sua instalação não provoque efeitos transitórios ou ressonâncias no sistema de distribuição próprio ou de outras instalações.

As perdas técnicas se beneficiaram da geração distribuída para períodos de alta demanda energética do campus, no qual trouxe melhorias para todas as potências de geração instaladas.

Dentre todos os cenários analisados, o que contém 50% de potência solar instalada para um dia de carga pesada foi o patamar onde mais se houve benefícios, onde foi possível reduzir os custos, por conta da atenuação das perdas técnicas e melhora dos níveis de tensão, de forma que a qualidade de energia como um todo dentro do campus seria mais satisfatória neste cenário.

Portanto, nota-se que para a inserção de GD em um único ponto, há melhoras e piores, dependendo da grandeza, da demanda, e da potência fotovoltaica instalada.

É do interesse para trabalhos futuros, encontrar formas de mitigar os distúrbios fora dos padrões presentes nas análises, como mostrado nesse estudo, onde possa ser viável mais opções de geração solar, que estejam nas faixas aceitáveis normas regulamentadoras.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), instituição ligada ao Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações para incentivo a pesquisa no Brasil e também pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso (FAPEMAT).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. D. P. Castrillon, A. M. Quintero, “The energy planning according to the ISO 50001 contribute to the consolidation of a sustainable campus to the universidad autonoma de occidente”, *IEEE Internacional Conference on Automation/XXIII Congress of the Chilean Association of Automatic Control*, pp.1-7,2018.
- [2] P. Ramirez-Del-Barrio. et al, “Sustainable development through the use of solar energy for productive processes: the Ayllu solar Project”, *IEEE Global Humanitarian Technology*, San Jose, USA.
- [3] X. Yang, Y. Song, W. Guanghui, W. Wisheng, “A comprehensive review on the development of sustainable energy strategy and implementation in China”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, pp. 57-65, July 2010.
- [4] L. Ou-Yang, Y. Ren, “The development of wind-solar energy systems in China”, *Internacional Conference on Energy and Environment Technology*, pp. 626-627, Guilin, China, 2009.
- [5] J. C. Martins, D. P. Lacerda, “Estimating the long-term financial impact of solar microgeneration and energy efficiency for a brazilian médium-sized enterprise”, *IEEE Latin America Transactions*, pp.1607-1615, October 2019.
- [6] ZERVOS, Renewables 2019 global report, REN21, 2019.
- [7] ABSOLAR, Energia solar fotovoltaica no Brasil. ABSOLAR. - 2022.
Em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>
- [8] C. A. Tirmikci, C. Yavuz, “The setup cost payback times of 1 KW fixed and dual axis tracking solar energy systems”. *Internacional Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies*, Ankara, Turquia.
- [9] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8: Qualidade do fornecimento de energia elétrica. 2021.
- [10]ALUGALERA, Como a má qualidade de energia pode prejudicar os aparelhos elétricos. ALUGALERA.
Em: <https://alugagera.com.br/noticias/energia-ma-qualidade-aparelhos-eletricos>
- [11]D. Chapman. “Os custos da má qualidade de energia” Copper Development Association. Abril 2022.
- [12]ANEEL, Perdas de Energia Elétrica na Distribuição, 2021.Em:
<https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia +Edição+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a>
- [13]P. Radatz. OpenDss no Brasil. Paulo Radatz, 2022. Em:
<https://www.pauloradatz.me/openss>
- [14]R. Marques, H. Eichkoff, P. D. Mello, “Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS software” *IEEE*, Niteroi, 2018.
- [15]T. M. Josimar, M. Agustín, A. Pavas, “Simulation of modern distribution systems using Matlab and OpenDss”, *FISE-IEEE/CIGRE*, pp.1-6, Medellin, Colombia, 2019.
- [16]ENERGISA, Critérios básicos para elaboração de projetos de redes de distribuição áreas urbanas, NDU 006, 2018.
Em:
<https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%200006%20-%20Critérios%20Básicos%20para%20Elaboração%20de%20Projetos%20de%20Redes%20de%20Distribuição%20Aéreas%20Urbanas%20V5%20-%20R7.pdf>
- [17]WEG, Transformadores da WEG. Em:
<http://www.weg.net>
- [18]LONGI. Longi Solar 550w, Em:
<https://www.rosensolar.com/h-pd-419.html>
- [19]INMET, Banco de dados meteorológicos, 2019. Em:
<https://bdmep.inmet.gov.br/>
- [20]ANEEL, Resolução Normativa Aneel N°1000, 7 de dezembro de 2021,
Em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>
- [21]D. P. Bernardon, L. Comasseto, L.N. Canha, Perdas técnicas e comerciais de energia elétrica em sistemas de distribuição, *VII conferencia brasileira de qualidade de energia elétrica*, AGEPOC, Santa Maria, 2007.
- [22]Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 7: Cálculo de perdas na distribuição, 2021.

ANEXO

ANEXO A – Representação gráfica dos códigos de programação definidos para a modelagem do sistema completo da Universidade Federal de Mato Grosso, no software OpenDss.

The screenshot shows the OpenDSS software interface. The menu bar includes File, Edit, Do, Set, Make, Export, Show, Visualize, Plot, Reset, and Help. The toolbar contains icons for file operations and simulation. The address bar shows the file path: C:\Users\alexa\Desktop\UFMT\TCC\OPENDSS - PROGRAMA\Programação 1808s.dss. The main window is divided into two panes. The left pane displays simulation results for Actor ID # 1, including status (SOLVED), solution mode (Daily), number of iterations, and power flow data. The right pane shows configuration commands for the simulation, such as setting voltage bases, control mode, and mode.

```

File Edit Do Set Make Export Show Visualize Plot Reset Help
C:\Users\alexa\Desktop\UFMT\TCC\OPENDSS - PROGRAMA\Programação 1808s.dss

Results for Actor ID # 1
CPU selected : -1
Status = SOLVED
Solution Mode = Daily
Number = 24
Load Mult = 1.000
Devices = 546
Buses = 164
Nodes = 492
Control Mode =STATIC
Total Iterations = 2
Control Iterations = 1
Max Sol Iter = 2

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 23
Max pu. voltage = 1.0419
Min pu. voltage = 0.9991
Total Active Power: 15.3852 MW
Total Reactive Power: 5.93362
Mvar
Total Active Losses: 0.235375
MW, (1.53 %)
Total Reactive Losses: 1.26016
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Daily
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

-----

Clear

New Circuit.Transmissao bus1=B phases=3 mvasc3=165000 mvasc1=9900
~ basekv=138 pu=1.042

Redirect Transformadores2.dss
Redirect Carga.dss
Redirect Monitor.dss
Redirect Linhas.dss
Redirect PVsystem.dss

Set voltagebases=[138 13.8 0.22]
Set controlmode=dynamic
Set mode=daily
Set stepsize=1
Set number=24
set hour = 23
Calc voltagebases

Solve

```