

Estudo analítico para avaliação das perdas técnicas considerando o aumento da penetração da geração distribuída nas redes de distribuição

¹Pedro Lucas Berto de Faria Menezes, ²Erik Vinícius Rodrigues dos Santos Messias, ³Cássio Hideki Fujisawa
Engenharia Elétrica

Pontifícia Universidade Católica de Goiás, Goiânia, Brasil

¹pedro.lberto01@gmail.com ²erikvinicius662@gmail.com ³hideki@pucgoias.edu.br

Abstract—This paper presents an analytical study of the technical losses in electric power distribution networks considering the increasing penetration of photovoltaic distributed generation. The simulations were conducted on the IEEE 13-bus reference feeder, using the OpenDSS software integrated with Python through the py-dss-interface library. The penetration sweep was carried out from 0 to 120 % of the feeder's total load, in steps of 10 %, for ten distinct connection points, covering three-phase, two-phase and single-phase buses. The load profiles were obtained from ANEEL's CTR System, filtered for the CELG utility, and the irradiation and temperature data were extracted from the NASA POWER API with the coordinates of Goiânia. The results show that highly loaded terminal buses provide the largest loss reductions, reaching 31.20 % at bus 675, whereas buses on low-capacity lateral branches exhibit loss increases due to reverse power flow from moderate penetration levels onward. The results indicate that the regulatory methodology currently in force in Module 7 of PRODIST may underestimate the differentiated impact of distributed generation according to the connection point along the feeder.

Index Terms—technical losses, distributed generation, photovoltaic energy, power flow, IEEE 13-bus, OpenDSS, DG penetration

Resumo—Este trabalho apresenta um estudo analítico das perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica considerando o aumento da penetração de geração distribuída fotovoltaica. As simulações foram conduzidas no alimentador de referência IEEE 13 barras, utilizando o software OpenDSS integrado ao Python por meio da biblioteca py-dss-interface. A varredura de penetração foi realizada de 0 a 120 % da carga total do alimentador, em passos de 10 %, para dez pontos de conexão distintos, abrangendo barras trifásicas, bifásicas e monofásicas. Os perfis de carga foram obtidos do Sistema CTR da ANEEL, filtrados para a distribuidora CELG, e os dados de irradiação e temperatura foram extraídos da API NASA POWER com coordenadas de Goiânia. Os resultados mostram que barras terminais de alto carregamento proporcionam as maiores reduções de perdas, atingindo 31,20 % na barra 675, enquanto barras em ramais laterais de baixa capacidade apresentam aumento de perdas por inversão de fluxo a partir de penetrações moderadas. Os resultados indicam que a metodologia regulatória vigente no módulo 7 do PRODIST pode subestimar o impacto diferenciado da geração distribuída conforme o ponto de conexão no alimentador.

Palavras-Chave—perdas técnicas, geração distribuída, energia fotovoltaica, fluxo de potência, IEEE 13 barras, OpenDSS, penetração de GD

I. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é complexo e suas atividades principais são a geração, transmissão e distribuição. Para cada um desses estágios em que a energia elétrica percorre existem as chamadas perdas, que se referem à parcela não comercializada da energia gerada. Isso ocorre em razão de fatores técnicos e comerciais [1].

As perdas de energia podem ser classificadas como técnicas e não técnicas. As perdas não técnicas são apuradas pela diferença entre as perdas totais observadas e as perdas técnicas calculadas. Sua origem se dá principalmente pelo furto de energia e erros de leitura. Já as perdas técnicas, foco do presente trabalho, são consequências físicas explicadas por fenômenos como o efeito Joule (aquecimento de cabos) e perdas em núcleos de transformadores [1].

As perdas são inevitáveis, conforme sugere-se o princípio da conservação da energia [2]. Além disso, considerando o porte dos sistemas de distribuição mensurar e identificar potenciais formas de redução das perdas torna-se um desafio importante que é de interesse tanto para as concessionárias de energia, quanto para os consumidores finais, porquanto os custos da energia perdida são rateados em 50% para geração e 50% para os consumidores, o que influi diretamente nos preços das tarifas de energia que são definidas a cada ciclo de revisão tarifária [1] [2].

Para além da notória complexidade do setor elétrico, observa-se seu comportamento dinâmico alinhado à crescente demanda energética e a preocupação mundial com as mudanças climáticas. Diante desse cenário, verifica-se de maneira pujante a inserção de fontes renováveis de energia, tais como eólica, fotovoltaica, entre outras [3]. Nesse sentido, o estudo sobre as perdas técnicas é uma maneira de avaliar a eficiência das concessionárias no uso de recursos energéticos [2].

No Brasil, as diretrizes para o cálculo das perdas técnicas são definidas pelo módulo 7 do PRODIST (Regras e Procedimentos de Distribuição) [4]. Outro aspecto importante foi a definição do software a ser utilizado pelo ente regulador (ANEEL). Conforme a Nota Técnica nº 57/2014-SRD/ANEEL, estabeleceu-se o uso do OpenDSS [6] como

motor de cálculo para execução dos fluxos de potência [5].

O presente trabalho, diante do contexto acima explicado, propõe um estudo analítico que avalie o comportamento das perdas técnicas variando-se a penetração de sistemas fotovoltaicos (geração distribuída) nas redes de distribuição de média/baixa tensão. Para isso, serão utilizados o software OpenDSS e o caso base IEEE 13 Barras para realizar as simulações de impacto. Ademais, tem-se por objetivo verificar a metodologia regulatória definida pelo módulo 7 do PRODIST para a apuração de perdas técnicas.

A estrutura do presente artigo está dividida em cinco seções. Na seção "II. Fundamentação Teórica" são apresentados os conceitos basilares que permitem o entendimento sobre as perdas de energia, sua metodologia de cálculo, e ferramentas utilizadas. A seção "III. Metodologia" define os procedimentos adotados nas simulações. Na seção "IV. Resultados" avalia-se e pondera-se sobre os resultados obtidos e por fim na seção "V. Conclusão" apresenta-se as considerações finais e sugestões para próximas pesquisas.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção tem por objetivo, a apresentação, discussão e definição dos principais conceitos explorados por esse trabalho, o que confere o embasamento teórico necessário para entendimento amplo do estudo realizado.

A. Perdas Técnicas

Conforme abordado de maneira breve, na seção anterior, as perdas técnicas são inerentes as condições e limitações físicas/construtivas dos equipamentos existentes nas redes de distribuição. A parcela mais significativa dessas perdas é observada em decorrência do efeito Joule, que acarreta no aquecimento de cabos [8]. A equação a seguir define a perda por efeito Joule:

$$Perda_T = R \times I^2 [W] \quad (1)$$

Onde:

- $Perda_T$: Perda por efeito Joule [W];
- R : Resistência dos cabos [Ω];
- I : Corrente elétrica [A].

O módulo 7 do PRODIST caracteriza também as perdas em transformadores e medidores. Porém, vale destacar que outros fatores como o níveis inadequados de fator de potência (associado às cargas com potências reativas) e desequilíbrio entre fases contribuem muito para o aumento das perdas técnicas [4] [8].

Outro equacionamento importante, refere-se a estimativa percentual das perdas técnicas [4] e é descrita pela equação a seguir:

$$PDD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) \times 100[\%] \quad (2)$$

Onde:

- PDD: Percentual de perdas Técnicas;
- EF: Energia Fornecida, refere-se à energia ativa entregue;
- EI: Energia Injetada, refere-se à energia ativa proveniente dos agentes supridores (Transmissores).

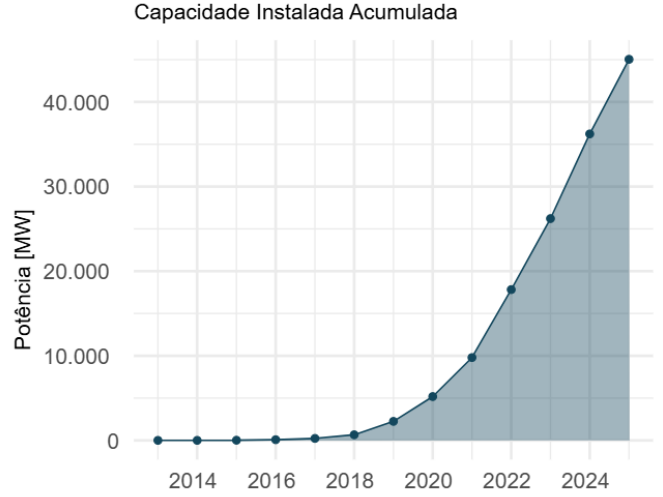


Figura 1. Capacidade instalada acumulada [9].

No Brasil, conforme o relatório de perdas do ano de 2025 [1], os níveis percentuais de perdas técnicas observados no recorte de 2008 a 2024 tiveram comportamento quase estático com suave crescimento (valor médio 7%), apresentado na Tabela I. Essa tabela apresenta três informações, sendo que "PTec/EI" é a relação entre as perdas técnicas e a energia injetada, "PNTreal" mostra as perdas não técnicas e "Perda Total/EI" reflete a soma das duas componentes anteriormente citadas. O comportamento de pouca variação é, de fato, esperado, visto que a metodologia de cálculo estabelecida é única. Embora a geração distribuída (GD) seja incorporada ao cálculo regulatório nos próprios pontos de conexão, a partir da base de dados georreferenciada da distribuidora, o módulo 7 do PRODIST prevê um tratamento diferenciado apenas quando o alimentador possui GD com potência injetada significativa em relação às cargas alimentadas pelo circuito, situação na qual a metodologia padrão de fluxo de potência é substituída pela adoção das perdas apuradas pela própria distribuidora, sujeitas à avaliação da ANEEL [4]. Dessa forma, entende-se que a atual metodologia não reflete de maneira assertiva o cenário de crescente inserção das GDs nas redes de distribuição. Esse acelerado crescimento pode ser observado nas Fig. 1 e 2 provenientes do painel de dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) sobre micro e minigeração distribuída [9] que mostram, respectivamente, a evolução da capacidade instalada e o número de sistemas de geração.

Além disso, é possível também visualizar a distribuição das perdas técnicas geograficamente, sendo que as regiões com os maiores índices regulatórios são: Norte, Nordeste e Centro-Oeste conforme mostra a Fig. 3.

B. Geração Distribuída

Tradicionalmente, os sistemas de distribuição possuem um nó central em que a potência é gerada (Barra central de geração) e as cargas encontram-se distribuídas na rede [10].

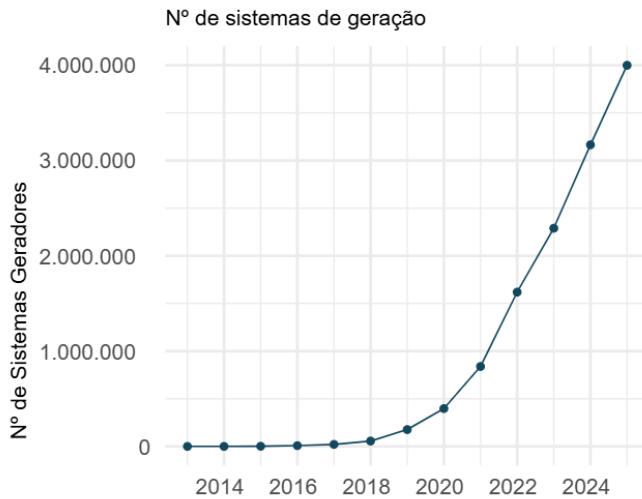


Figura 2. Evolução do número de sistemas de geração [9].

Tabela I
PERDAS SOBRE A ENERGIA INJETADA (% DA EI), 2008–2024 [1].

Ano	PTec/EI (%)	PNtreal/EI (%)	Perda Total/EI (%)
2008	7,2	6,4	13,7
2009	7,2	7,0	14,3
2010	7,2	6,6	13,8
2011	7,2	6,2	13,4
2012	7,1	6,8	13,9
2013	7,2	6,3	13,5
2014	7,3	6,2	13,5
2015	7,4	6,2	13,6
2016	7,5	6,6	14,1
2017	7,4	6,3	13,8
2018	7,4	6,6	14,0
2019	7,4	6,8	14,2
2020	7,4	7,5	14,9
2021	7,3	6,7	14,0
2022	7,3	6,4	13,7
2023	7,4	6,8	14,1
2024	7,4	6,6	14,0

Porém, conforme visto nas Fig. 1 e 2, observa-se um relevante aumento de pequenas unidades geradoras, denominadas como geração distribuída (GD) [9] [10]. Esse crescimento é, de fato, uma resposta direta a crescente demanda energética e também com preocupação sobre os fatores climáticos [1].

No Brasil, a modalidade mais relevante de GD é a geração fotovoltaica verificada em comércios, casas e indústrias. Em complemento a isso, a análise do balanço energético de 2025 fornecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [11] demonstra mais uma vez a crescente difusão dos sistemas fotovoltaicos: a geração solar fotovoltaica saltou de patamares próximos de zero, até meados da década de 2010, para 70.665 GWh em 2024, com um incremento de quase 20 TWh apenas no último ano da série. No mesmo período, a geração eólica atingiu 107.654 GWh e a biomassa 61.433 GWh, enquanto a geração nuclear permaneceu praticamente estável, em torno de 15.767 GWh [11].

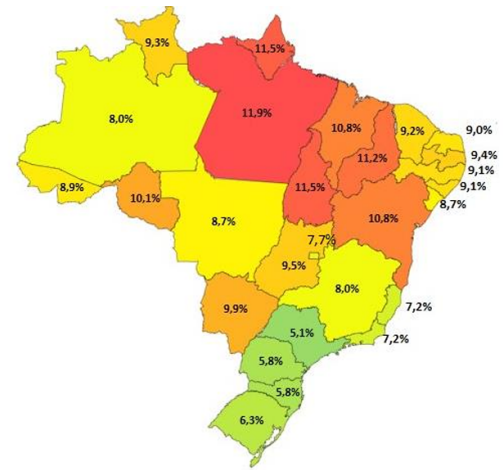


Figura 3. Mapa de calor de perdas técnicas no Brasil [1].

Os parâmetros e as características do sistema fotovoltaico utilizado no presente estudo serão mostrados na seção de metodologia.

C. Fluxo de Potência

O cálculo de fluxo de potência é a ferramenta que fornece o alicerce teórico para as análises de redes de distribuição [12]. Seu cálculo tem por objetivo determinar, considerando o regime permanente e na condição de frequência fundamental, todas as potências dos elementos de uma rede, tensões nodais e correntes injetadas [13] [21].

De posse dos resultados obtidos pelo cálculo de fluxo de potência é possível verificar o perfil de tensão de uma rede [16], avaliar critérios técnicos relacionados ao carregamento de transformadores e linhas. Além disso é por meio dessa ferramenta de cálculo que as estimativas e análises sobre as perdas técnicas podem ser realizadas [13] [17].

A complexidade desse cálculo depende de vários fatores, dentre os quais destacam-se: o número de barras do sistema, a existência de cargas desbalanceadas, presença de GD, relação elevada do fator R/X (Razão entre resistência e reatância), entre outros. Vale destacar, ainda, que os métodos clássicos de resolução são [13] [16]:

- Gauss-Seidel;
- Newton-Raphson;
- Desacoplamento rápido.

Conforme visto em trabalhos anteriores, o desenvolvimento da computação facilitou a resolução dos cálculos de fluxo de potência uma vez que os métodos tradicionais não apresentam uma convergência adequada quando consideradas as características reais de redes de distribuição [12] [13] [16] e na Fig.4 pode-se observar de maneira simplificada os elementos e suas nomenclaturas representados por um sistema hipotético.

4

Tabela II
CLASSIFICAÇÃO DAS CARGAS DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

Carga	Barra	Conexão	kV	kW	Perfil
Load.634a	634.1	Estrela	0,277	160	Residencial
Load.634b	634.2	Estrela	0,277	120	Residencial
Load.634c	634.3	Estrela	0,277	120	Residencial
Load.645	645.2	Estrela	2,4	170	Comercial
Load.652	652.1	Estrela	2,4	128	Comercial
Load.670a	670.1	Estrela	2,4	17	Comercial
Load.670b	670.2	Estrela	2,4	66	Comercial
Load.670c	670.3	Estrela	2,4	117	Comercial
Load.675a	675.1	Estrela	2,4	485	Comercial
Load.675b	675.2	Estrela	2,4	68	Comercial
Load.675c	675.3	Estrela	2,4	290	Comercial
Load.611	611.3	Estrela	2,4	170	Comercial
Load.646	646.2.3	Delta	4,16	230	Industrial
Load.671	671.1.2.3	Delta	4,16	1155	Industrial
Load.692	692.3.1	Delta	4,16	170	Industrial

III. METODOLOGIA

A. Requisitos Computacionais

As simulações foram executadas em ambiente computacional com processador Intel Core i7, 32 GB de memória RAM e sistema operacional Windows 11. O desenvolvimento do código foi realizado na IDE PyCharm, com Python 3.10 como linguagem de programação.

A integração entre o Python e o OpenDSS foi feita por meio da biblioteca `py-dss-interface`, versão 2.3.0, que permite compilar circuitos, editar parâmetros de elementos, executar soluções de fluxo de potência e recuperar resultados de forma programática. Essa abordagem viabilizou a execução iterativa dos fluxos de potência na varredura de penetração de geração distribuída.

A biblioteca Pandas foi utilizada tanto no tratamento dos resultados das simulações quanto nas análises estatísticas para o levantamento das curvas de carga, irradiação e temperatura. O processamento numérico foi realizado com NumPy e a geração dos gráficos com Matplotlib, configurado com o `backend Agg`. A interface gráfica foi implementada com Tkinter e o módulo `ttk`, ambos nativos do Python.

A Tabela III lista as dependências do ambiente computacional utilizado.

Tabela III
AMBIENTE COMPUTACIONAL E DEPENDÊNCIAS DE SOFTWARE

Componente	Versão / Especificação
Sistema Operacional	Windows 11
Processador	Intel Core i7
Memória RAM	32 GB
IDE	PyCharm
Linguagem de programação	Python 3.10
Interface Python-OpenDSS	<code>py-dss-interface</code> 2.3.0
Manipulação e análise de dados	Pandas
Processamento numérico	NumPy
Geração de gráficos	Matplotlib (<code>backend Agg</code>)
Interface gráfica	Tkinter/ttk

B. Etapas de Simulação

O desenvolvimento das simulações seguiu uma sequência estruturada em seis etapas interdependentes, ilustradas na Figura 6.

Etapla 1 — Caso base (sem modificações). O alimentador IEEE 13 barras foi carregado em sua configuração original, sem alterações nos parâmetros de carga ou inserção de geração distribuída, estabelecendo o estado inicial do sistema.

Etapla 2 — Classificação das cargas e curvas de carga. As cargas do alimentador foram classificadas por tipo de consumidor e associadas a curvas de carga típicas, conforme detalhado na Seção III-C.

Etapla 3 — Fluxo de potência com curvas de carga (energia de referência). Com as curvas de carga associadas, executou-se o fluxo de potência em modo diário sem geração distribuída. A energia fornecida pela subestação e as perdas técnicas acumuladas nesta etapa constituem a referência para as comparações subsequentes.

Etapla 4 — Modelagem do PVSyst. O sistema fotovoltaico foi modelado a partir de dados meteorológicos horários obtidos via API NASA POWER, conforme descrito na Seção III-D.

Etapla 5 — Fluxo de potência com curvas de carga e PVSyst. Com o PVSyst inserido no alimentador, executou-se o fluxo de potência diário integrando as curvas de carga, o perfil de irradiação e o perfil de temperatura, representando o sistema com penetração inicial de geração distribuída.

Etapla 6 — Varredura da penetração de GD. O nível de penetração de geração distribuída foi variado sistematicamente. Para cada nível configurado, o fluxo de potência foi reexecutado e os resultados de perdas técnicas e energia medida foram registrados, compondo a curva de perdas em função da penetração de GD.

C. Levantamento das Curvas de Carga

As curvas de carga utilizadas na simulação foram obtidas a partir dos dados do Sistema CTR (Curva de Carga Típica de Rede) da ANEEL, que reúne medições realizadas pelas distribuidoras brasileiras durante os ciclos de revisão tarifária periódica [22]. Os dados foram filtrados para a distribuidora CELG, correspondente ao estado de Goiás, considerando apenas dias úteis.

A base filtrada foi segmentada em três subgrupos tarifários associados às classes de consumidores presentes no alimentador IEEE 13 barras: subgrupo B1 (residencial), subgrupo B3 (comercial) e subgrupo A4 (industrial). Para cada subgrupo, os registros de demanda foram normalizados pela média aritmética da demanda do respectivo subgrupo, obtendo-se o fator de carga em valores por unidade (p.u.), conforme a Equação (5):

$$LS(t) = \frac{D(t)}{\bar{D}} \quad (5)$$

onde $D(t)$ é a demanda medida na janela t e $\bar{D}$ é a demanda média do subgrupo.

Os fatores de carga calculados em base de 15 minutos foram agregados para intervalos horários, adotando-se o valor de pico dentro de cada hora. O resultado são três vetores de 24 pontos

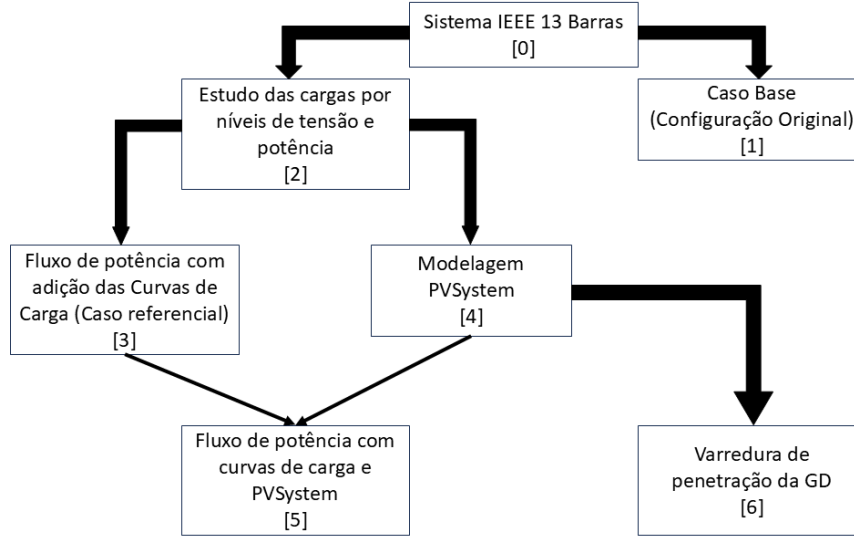


Figura 6. Fluxograma de desenvolvimento. Fonte: Os autores.

— um por subgrupo — exportados como arquivos `.csv` e lidos pelo OpenDSS como *Loadshapes* na simulação diária.

D. Levantamento das Curvas de Irradiação e Temperatura

Os perfis de irradiação solar e temperatura utilizados na modelagem do PVSystem foram obtidos por meio da API NASA POWER (*Prediction of Worldwide Energy Resources*) [23]. A consulta foi parametrizada com as coordenadas de Goiânia (latitude $-16,67$, longitude $-49,25$), cobrindo o período de janeiro de 2010 a dezembro de 2025. Os parâmetros extraídos foram a irradiação solar na superfície (`ALLSKY_SFC_SW_DWN`, em W/m^2) e a temperatura do ar a 2 metros de altura (`T2M`, em $^{\circ}\text{C}$).

A partir da série histórica horária, calculou-se a média por hora do dia ao longo de todo o período, resultando em uma curva média diária de 24 pontos para cada grandeza. A curva de irradiação foi normalizada pelo valor máximo da série, obtendo-se o perfil em p.u. utilizado como *Loadshape* de irradiação no OpenDSS. A curva de temperatura foi mantida em graus Celsius e referenciada como *Tshape*, parâmetro que o OpenDSS emprega para corrigir a eficiência dos painéis em função da temperatura de operação. Ambos os vetores foram exportados como arquivos `.csv` e referenciados diretamente na definição do PVSystem.

E. Modelagem do PVSystem no OpenDSS

O elemento PVSystem do OpenDSS é um modelo de elemento de conversão de potência (*PCE, Power Conversion Element*) que representa um sistema fotovoltaico conectado à rede por meio de um inversor [6]. O modelo integra três componentes interdependentes: o arranjo fotovoltaico, o

inversor e as curvas de operação que regem o comportamento dinâmico do sistema ao longo da simulação.

1) *Arranjo fotovoltaico*: A potência de saída do arranjo é determinada a partir de dois parâmetros fundamentais: a potência de pico P_{mpp} e a curva de correção térmica *P-TCurve* [6]. O parâmetro P_{mpp} define a potência máxima do arranjo, em kW, para irradiação de referência de 1 kW/m^2 e temperatura de 25°C . A curva *P-TCurve*, implementada como objeto *XYCurve*, aplica um fator multiplicativo em p.u. sobre P_{mpp} em função da temperatura instantânea do painel, conforme a Equação (6):

$$P_{array}(t) = P_{mpp} \times G(t) \times f_T(T(t)) \quad (6)$$

onde $G(t)$ é a irradiação normalizada em p.u. no instante t e $f_T(T(t))$ é o fator de correção obtido da *P-TCurve* para a temperatura $T(t)$.

No presente trabalho, a curva *P-TCurve* foi configurada com quatro pontos de operação, conforme os valores padrão documentados pelo EPRI [6]: fator 1,2 em 0°C , 1,0 em 25°C , 0,8 em 75°C e 0,6 em 100°C , refletindo a queda de eficiência do painel com o aumento de temperatura. Os perfis horários de irradiação (`Loadshape.Irrpu`) e de temperatura (`Tshape.Temperatura`) foram derivados dos dados históricos da API NASA POWER, conforme descrito na Seção III-D.

2) *Inversor*: A potência CA entregue à rede é obtida pela aplicação da curva de eficiência do inversor (*EffCurve*) sobre a potência CC do arranjo. A *EffCurve*, também definida como objeto *XYCurve*, relaciona a eficiência em p.u. com a potência CC em p.u. da capacidade nominal do inversor (kVA) [6]. No modelo adotado, a eficiência varia de 86% em

10% de carga até 97% em carga plena, valores consistentes com inversores fotovoltaicos de uso comercial.

A capacidade do inversor foi dimensionada com margem de 15% sobre P_{mpp} , conforme a Equação (7):

$$kVA = \max(P_{mpp} \times 1,15; 10 \text{ kVA}) \quad (7)$$

Esse sobredimensionamento garante que o inversor não limite a saída do arranjo em nenhum ponto da varredura de penetração. O fator de potência foi fixado em $PF = 1,0$ (modo de potência ativa constante), e os limiares de entrada e saída do inversor foram configurados em $\%cutin = \%cutout = 0,1\%$ da capacidade nominal, valor suficiente para evitar oscilações na partida sem impor restrições à geração [6].

3) *Configuração por barra de conexão*: A tensão nominal (kV) e o número de fases do PVSystem foram definidos em função da barra de conexão selecionada, conforme a topologia real do alimentador IEEE 13 barras. Barras trifásicas (671, 675, 632, 692 e 680) foram configuradas com $phases=3$ e $kV=4,16$. Barras bifásicas (684, 645 e 646) foram configuradas com $phases=2$ e $kV=2,402 \text{ kV} (= 4,16/\sqrt{3})$. Barras monofásicas (652 e 611) foram configuradas com $phases=1$ e $kV=2,402 \text{ kV}$. A Tabela IV sintetiza esses parâmetros.

Tabela IV
PARÂMETROS DO PVSYSTEM POR TIPO DE BARRA DE CONEXÃO

Barras	Tipo	phases	kV
671, 675, 632, 692, 680	Trifásica	3	4,16
684, 645, 646	Bifásica	2	2,402
652, 611	Monofásica	1	2,402

A instrução completa de criação do elemento, tal como executada iterativamente pelo código de simulação para cada ponto da varredura, assume a forma:

```
New PVSystem.PV1 phases=N bus1=BUS kV=kV
kVA=kVA irradiance=0.98 Pmpp=P_GD
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1 effcurve=Inveff
P-TCurve=PV_system daily=Irrpu
Tdaily=Temperatura
```

onde N, BUS, kV e P_{GD} são parametrizados em tempo de execução pelo laço de varredura de penetração, permitindo a avaliação sistemática de diferentes níveis e pontos de conexão da geração distribuída no alimentador.

IV. RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos nas simulações de fluxo de potência em modo diário para o alimentador IEEE 13 barras. A varredura de penetração de geração distribuída fotovoltaica foi conduzida de 0 a 120% da carga total do alimentador, em passos de 10%, para cada uma das dez barras de conexão avaliadas.

A. Caso de Referência

O caso de referência, executado sem inserção de GD e com os perfis de carga associados conforme descrito na Seção III,

resultou em energia medida pela subestação de 89.739,11 kWh e perdas técnicas de 3.254,40 kWh no período de 24 horas simulado. A taxa de perdas, calculada conforme a metodologia apresentada na Seção III-A, foi de 3,63%. Esses valores constituem a referência para as comparações realizadas nas subseções seguintes.

B. Barras Trifásicas — Conexão em 4,16 kV

Cinco barras trifásicas foram avaliadas: 671, 675, 632, 692 e 680. Nesse grupo, as perdas apresentaram comportamento monotonicamente decrescente ao longo de toda a faixa de penetração simulada, sem que nenhuma barra atingisse o ponto de cruzamento com a referência. A Tabela V apresenta os indicadores de desempenho para esse grupo e a Fig. 7 demonstra graficamente a evolução das perdas conforme aumenta-se a penetração de GD.

Tabela V
INDICADORES DE DESEMPENHO — BARRAS TRIFÁSICAS

Barra	P_{GD} (kW)	Pen. (%)	Perd. mín. (kWh)	Red. máx. (%)
675	1.300	37,5	2.239,12	31,20
671	1.800	51,9	2.272,28	30,18
692	1.800	51,9	2.272,28	30,18
680	1.000	28,9	2.363,58	27,37
632	1.800	51,9	2.716,19	16,54

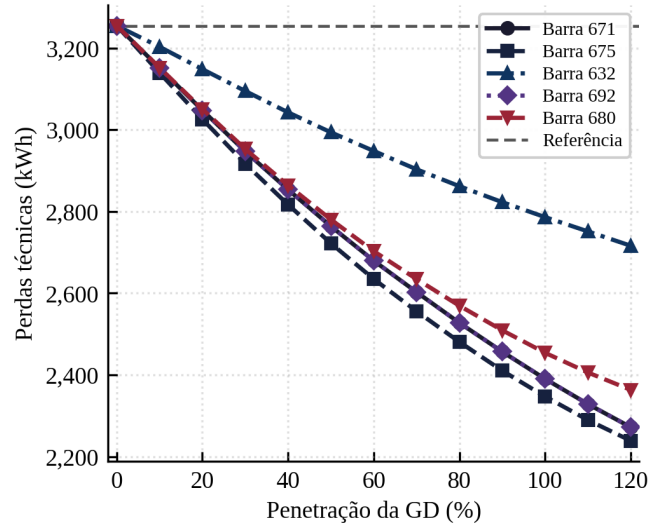


Figura 7. Perdas técnicas em função da penetração de GD — barras trifásicas (4,16 kV). Fonte: Os autores.

A barra 675 apresentou a maior redução de perdas do estudo, alcançando 31,20% em relação à referência na penetração de 120%, com perdas mínimas de 2.239,12 kWh. Esse resultado contraria a expectativa inicial de que a barra 671 — ponto de maior carga do alimentador — seria o ponto de inserção mais eficiente. A explicação reside na posição elétrica da barra 675 em relação ao ramal 692-675: por ser um nó terminal com carga local elevada (843 kW somando as três fases) e estar no extremo de um ramal com alta resistência, a injeção

de GD nessa barra alivia simultaneamente as linhas 692-675 e reduz o carregamento no trecho 671-692, maximizando a redução de I^2R no sistema.

As barras 671 e 692 produziram resultados praticamente idênticos, com perdas mínimas de 2.272,28 kWh em ambas e diferença inferior a 0,001 kWh. Esse comportamento é esperado: as barras estão conectadas por um switch de impedância nula no modelo IEEE 13 barras, sendo eletricamente equivalentes para fins de fluxo de potência [6] [20].

A barra 680, extremidade do alimentador sem carga conectada no modelo padrão, apresentou redução de 27,37 %. A injeção de GD em 680 reduz o fluxo de corrente no trecho 632-671, que concentra a maior parte da resistência e do carregamento do alimentador, produzindo efeito semelhante ao da barra 671 sobre as perdas globais.

A barra 632, nó central do alimentador, apresentou o menor desempenho entre as trifásicas, com redução de 16,54 %. A posição elétrica próxima à subestação limita o benefício da GD, pois os ramais laterais continuam sendo alimentados a partir da subestação, mantendo o carregamento nessas linhas independentemente da geração em 632 [2] [14].

C. Barras Bifásicas — Conexão em 2,402 kV

As três barras bifásicas avaliadas — 684, 645 e 646 — apresentaram comportamento distinto das trifásicas, com ponto de mínimo de perdas em penetrações inferiores a 120 %, seguido de aumento de perdas por fluxo reverso [15]. A Tabela VI apresenta os indicadores para esse grupo e para as barras monofásicas.

A barra 684 obteve a maior redução do grupo bifásico, de 25,97 %, com ponto ótimo em 50 % de penetração (1.733 kW). A partir de 90 %, as perdas superaram a referência: a injeção excessiva no ramal 692-684 provoca inversão de fluxo em direção à barra 692, sobrecarregando os condutores além do nível de referência [3] [15].

As barras 645 e 646 apresentaram as menores reduções do estudo, de 6,65 % e 5,95 % respectivamente, com pontos ótimos em apenas 30 % e 20 % de penetração. O excesso de geração deteriora rapidamente as perdas nesses ramais de comprimento curto e carga local reduzida: a barra 645 atinge o ponto de cruzamento com a referência em 60 % de penetração, e a barra 646 em 50 %. Na penetração de 120 %, as perdas em 646 alcançam 8.090,31 kWh, valor 148,6 % superior à referência.

D. Barras Monofásicas — Conexão em 2,402 kV

As barras monofásicas 652 (fase A) e 611 (fase C) apresentaram comportamento semelhante entre si. A barra 652 alcançou redução máxima de 10,51 % com ponto ótimo em 40 % de penetração (1.386,4 kW), enquanto a barra 611 atingiu 8,26 % com o mesmo ponto ótimo. Os pontos de cruzamento com a referência ocorreram em 90 % para a barra 652 e em 80 % para a barra 611.

A diferença entre as duas barras decorre da posição elétrica: a barra 652 está ligada ao ramal 684-652, cujo trecho acumula mais resistência do que o ramal 684-611, de forma que a

redução de corrente na linha 684-652 representa maior ganho em I^2R . Esse comportamento pode ser observado na Fig. 8, que ilustra as curvas de perdas em função da penetração para as barras bifásicas e monofásicas.

Tabela VI
INDICADORES DE DESEMPENHO — BARRAS BIFÁSICAS E MONOFÁSICAS

Barra	Fases	P _{GD} (kW)	Pen. ótima (%)	Red. máx. (%)	Cruzamento (%)
684	2	500	50	25,97	90
652	1	200	40	10,51	90
611	1	300	40	8,26	80
645	2	300	30	6,65	60
646	2	400	20	5,95	50

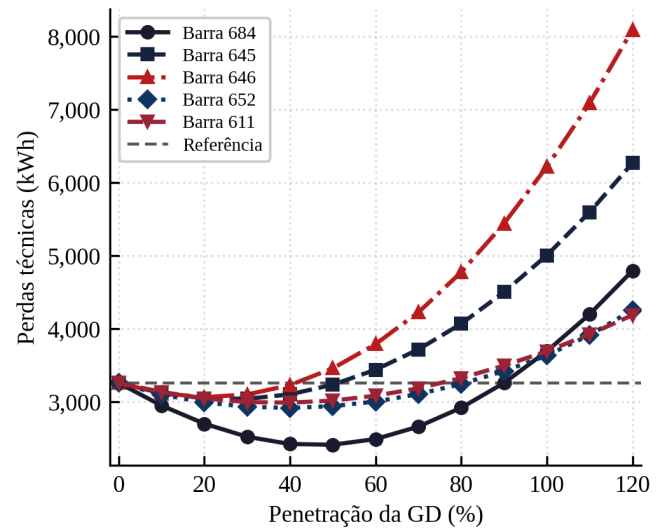


Figura 8. Perdas técnicas em função da penetração de GD — barras bifásicas e monofásicas (2,402 kV). Fonte: Os autores.

E. Análise Comparativa

A Fig. 9 apresenta as reduções máximas das perdas para todas as barras avaliadas. Os resultados confirmam que a posição elétrica da GD no alimentador é o fator determinante da efetividade da redução de perdas [2] [14] [26]: barras terminais de alto carregamento (675 e 671) produzem os melhores resultados globais, enquanto barras próximas à subestação (632) ou em ramais laterais de baixa capacidade (645, 646) oferecem benefícios reduzidos.

Nas barras trifásicas, nenhuma penetração na faixa de 0 a 120 % causou aumento de perdas, indicando que, para as configurações de rede do IEEE 13 barras, a inserção de GD trifásica em qualquer ponto do alimentador é benéfica dentro da faixa regulatória típica. Nas barras bifásicas e monofásicas, o ponto ótimo de penetração variou de 20 % a 50 %, com aumento de perdas a partir de 50 % a 90 %, o que reforça a necessidade de dimensionamento criterioso da GD em ramais de menor capacidade [3] [8] [27].

O módulo 7 do PRODIST, ao reservar a adoção das perdas apuradas pela distribuidora apenas aos alimentadores com GD

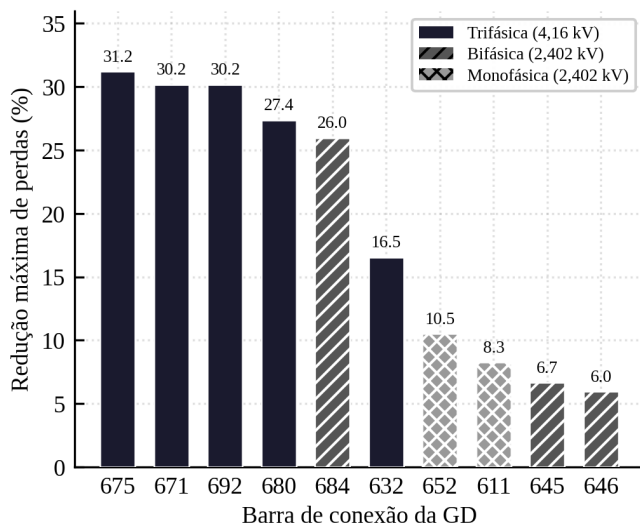


Figura 9. Redução máxima de perdas técnicas por barra de conexão da GD. Fonte: Os autores.

de potência injetada significativa em relação às cargas do circuito, adota um critério qualitativo e agregado, sem detalhar o efeito diferenciado por ponto de conexão [4]. Os resultados obtidos indicam que essa abordagem pode subestimar o impacto da GD em cenários de inserção em ramais laterais de baixa capacidade, onde o aumento de perdas pode superar 100 % da referência em faixas de penetração moderadas, como verificado nas barras 645 e 646.

V. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou um estudo analítico das perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica considerando diferentes níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica no alimentador de referência IEEE 13 barras. As simulações foram conduzidas com o software OpenDSS integrado ao Python, com perfis de carga obtidos do Sistema CTR da ANEEL e dados meteorológicos provenientes da API NASA POWER, compondo uma metodologia reproduzível e aderente ao arcabouço regulatório brasileiro.

Os resultados demonstraram que o impacto da GD sobre as perdas técnicas é fortemente dependente do ponto de conexão no alimentador. Nas barras trifásicas, verificou-se redução monotonicamente crescente ao longo de toda a faixa de penetração avaliada (0–120 %), com destaque para a barra 675, que alcançou a maior redução do estudo — 31,20 % em relação ao caso de referência. Esse resultado evidencia que barras terminais com elevada carga local e alta resistência no ramo de conexão maximizam o alívio das perdas por efeito Joule, conforme equacionado pela relação $P_{\text{perda}} = R \times I^2$. O menor desempenho observado na barra 632, nó central próximo à subestação, corrobora a literatura no sentido de que a proximidade elétrica à fonte de geração convencional limita o benefício da GD sobre as linhas de distribuição [2] [14] [26].

Nas barras bifásicas e monofásicas, identificou-se um comportamento distinto: a redução de perdas apresentou ponto ótimo situado entre 20 % e 50 % de penetração, com posterior inversão de tendência decorrente do fenômeno de fluxo reverso [15]. As barras 645 e 646 ilustraram de forma expressiva esse efeito, com perdas chegando a 148,6 % acima da referência na penetração de 120 %, reforçando que o dimensionamento inadequado da GD em ramais de baixa capacidade pode agravar significativamente as perdas do sistema [3] [8] [27]. Esse limiar de degradação é consistente com a faixa de 40 % sugerida pela literatura para sistemas de baixa tensão [19].

No que diz respeito à metodologia regulatória, os resultados obtidos indicam que o módulo 7 do PRODIST, ao reservar um tratamento diferenciado apenas aos alimentadores com GD de potência injetada significativa em relação às cargas do circuito e sem discriminar o efeito por ponto de conexão [4], pode subestimar o impacto diferenciado da geração distribuída — especialmente em cenários de inserção em ramais laterais de menor capacidade. Diante do crescimento acelerado da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil, conforme evidenciado pelo Painel de Dados da EPE [7] [9], torna-se cada vez mais relevante que a metodologia de apuração de perdas técnicas incorpore a localização elétrica da GD como variável determinante do cálculo.

Cabe ainda registrar as principais dificuldades enfrentadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho. O aprendizado do uso e da modelagem de circuitos no OpenDSS exigiu dedicação significativa, sobretudo na compreensão dos elementos de conversão de potência e na correta parametrização do alimentador. De igual modo, a elaboração do código em Python responsável pela integração com o OpenDSS, pela automação da varredura de penetração e pelo tratamento dos resultados demandou considerável esforço de programação e depuração. Apesar dos desafios, o resultado mostrou-se gratificante, sobretudo pelo aprendizado técnico consolidado ao longo de todo o processo.

Como sugestões para trabalhos futuros, recomenda-se: (i) a extensão da análise para alimentadores reais de distribuidoras brasileiras, em substituição ao alimentador de referência IEEE 13 barras; (ii) a avaliação do impacto conjunto de múltiplos pontos de inserção de GD, contemplando cenários de penetração dispersa; (iii) a incorporação de sistemas de armazenamento de energia para mitigação dos efeitos do fluxo reverso em ramais de baixa capacidade; e (iv) a análise do impacto sobre o perfil de tensão e o fator de desequilíbrio entre fases, variáveis que também contribuem para o aumento das perdas técnicas [4] [8].

REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Perdas de Energia Elétrica na Distribuição 2025/2024. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-divulga-relatorio-sobre-perdas-de-energia-eletrica-na-distribuicao>. Acesso em: 11 abr. 2026.
- [2] P. H. M. Nascimento, O. F. Ávila, L. E. de Oliveira, J. A. P. Filho, J. T. Saraiva and I. C. da Silva, "Impact of Distributed Generation Penetration on Distribution Network Technical Losses," 2019 16th International

- Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2019.8916383.
- [3] I. Diahovchenko, L. Petrichenko and A. Sauhats, "Energy Losses in Power Distribution Systems: PV Roof Prosumers vs. Energy communities," 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/RTUCON53541.2021.9711684.
 - [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição. Anexo VII da Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Brasília: ANEEL, 2021.
 - [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL: aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. Brasília: ANEEL, 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf. Acesso em: 13 abr. 2026.
 - [6] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). OpenDSS: Open Distribution System Simulator. Palo Alto: EPRI, 2024. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>. Acesso em: 13 abr. 2026.
 - [7] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Paineis de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD). Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 13 abr. 2026.
 - [8] A. Alshammari, M. Čerňan and Z. Müller, "Potential of Technical Losses Reduction in Low Voltage Feeder Using Small Photovoltaics," 2020 21st International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Prague, Czech Republic, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPE51172.2020.9269214.
 - [9] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Paineis de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD). Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 13 abr. 2026.
 - [10] K. R. Patil, S. R. Karnik and A. B. Raju, "Impacts of Distributed Generation on Power System Stability," 2021 International Conference on Intelligent Technologies (CONIT), Hubli, India, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/CONIT51480.2021.9498452.
 - [11] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2025: Relatório Síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-767/BEN_S%C3%ADntese_2025_PT.pdf. Acesso em: 14 abr. 2026.
 - [12] L. Wang, H. Zhao, Q. Yu, Q. Wen, Y. Zhang and W. Wang, "Linear Power Flow Calculation Methods for Urban Network," 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), Shanghai, China, 2022, pp. 58-62, doi: 10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949682.
 - [13] FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. 2015. 191 f. Trabalho de Formatura (Graduação em Engenharia Elétrica – Energia e Automação Elétricas) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
 - [14] P. Radatz, N. Kagan, C. Rocha, J. Smith and R. C. Dugan, "Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OpenDSS," 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil, 2016, pp. 71-76, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783416.
 - [15] J. Wu, Y. Xie, X. Hu, H. Zhao and G. Zou, "Analysis of the Influence of Reverse Power Flow on Transformer Leakage Magnetic Characteristics Under Photovoltaic Grid Connection," 2025 International Conference on New Power System Technology (PowerCon), Hefei, China, 2025, pp. 1-4, doi: 10.1109/PowerCon66300.2025.11294025.
 - [16] A. Laib and O. Bouddebouz, "Impact of Distributed Generation on Voltage Profile in Distribution Systems: A Current Mismatch based Load Flow Analysis Approach," 2023 2nd International Conference on Electronics, Energy and Measurement (IC2EM), Medea, Algeria, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/IC2EM59347.2023.10419716.
 - [17] B. Shi, Q. Xu, T. Liu and Y. Li, "Research on Line Loss Calculation Method of Distribution Network Based on Gaussian Mixture Modeling," in IEEE Access, vol. 13, pp. 148318-148329, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3601651.
 - [18] J. -W. Chang, G. -S. Lee and S. Oh, "Bus Impedance Matrix Estimation Using Non-PMU Measurements," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 38, no. 2, pp. 1743-1746, March 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3233772.
 - [19] K. D. Shinde and P. B. Mane, "Investigation of Effects of Solar Photovoltaic Penetration in an IEEE 13-bus Radial Low-Voltage Distribution Feeder System," 2022 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Prachuap Khiri Khan, Thailand, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ECTI-CON54298.2022.9795436.
 - [20] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. Resources – IEEE PES Test Feeder. [S. l.], 2017. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 23 abr. 2026.
 - [21] GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. Power system analysis. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1994.
 - [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). CTR – Curva de Carga Típica de Rede: Curvas de Demanda dos Consumidores Tipo. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ctr-curvas-carga-consumidor-tipo>. Acesso em: 2025.
 - [23] NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). NASA POWER – Prediction of Worldwide Energy Resources: Hourly Data Access API. NASA Langley Research Center, 2024. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov>. Acesso em: 2025.
 - [24] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975-985, Aug. 1991, doi: 10.1109/59.119237.
 - [25] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, 4th ed. Boca Raton: CRC Press, 2017.
 - [26] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, Jul. 2006, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.02.003.
 - [27] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and R. C. Bansal, "Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1700-1708, Apr. 2013, doi: 10.1109/TIE.2011.2112316.