

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

Ivan Santos Pereira

**Estratégias para a Mitigação de Fluxo Reverso em
Redes de Distribuição com Alta Inserção de
Geração Solar Fotovoltaica**

Goiânia
2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): Ivan Santos Pereira

Título do trabalho: ESTRATÉGIAS PARA A MITIGAÇÃO DE FLUXO REVERSO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garces Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 02/07/2025, às 14:48, 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 **Ivan Santos Pereira, Discente**, em 03/07/2025, às 15:20, 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 https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5477661** e o código CRC **838EADE5**.

Referência: Processo nº 23070.015346/2025-41

SEI nº 5477661

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

Ivan Santos Pereira

Estratégias para a Mitigação de Fluxo Reverso em Redes de Distribuição com Alta Inserção de Geração Solar Fotovoltaica

Trabalho de Conclusão do Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação como requisito (disciplina Projeto Final de Curso) para a obtenção do grau acadêmico de Bacharelado em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador(a): Lina Paola Garces Negrete
Coorientador: Gustavo da Costa Vergara

Goiânia
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Pereira, Ivan Santos

Estratégias para a Mitigação de Fluxo Reverso em Redes de Distribuição com Alta Inserção de Geração Solar Fotovoltaica [manuscrito] / Ivan Santos Pereira. - 2025.

0 19 f.: il.

Orientador: Prof. Lina Paola Garces Negrete; co-orientador Gustavo da Costa Vergara.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2025.

Bibliografia.

Inclui mapas, fotografias, gráfico, tabelas, algoritmos.

1. Baterias. 2. Fluxo de carga. 3. Fluxo reverso de potência. 4. OpenDSS. 5. Sistemas elétricos de potência. I. Negrete, Lina Paola Garces, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos dois dias do mês de julho do ano de 2025, iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “**Estratégias para a Mitigação de Fluxo Reverso em Redes de Distribuição com Alta Inserção de Geração Solar Fotovoltaica**”, de autoria de **Ivan Santos Pereira**, do curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da UFG. Os trabalhos foram instalados pela Profa. Dra. Lina Paola Garces Negrete - Orientadora (EMC/UFG) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Eng. Gustavo da Costa Vergara (SGG/GO), Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior (FCT/UFG) e Prof. Dr. Igor Kopcak (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição do estudante. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de 10,0 (Dez), tendo sido o TCC considerado APROVADO.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professora do Magistério Superior**, em 02/07/2025, às 09:51, 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 **Lina Paola Garces Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 02/07/2025, às 09:51, 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 **Fernando Nunes Belchior, Professor do Magistério Superior**, em 02/07/2025, às 09:55, 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 **Gustavo Da Costa Vergara, Usuário Externo**, em 02/07/2025, às 10:22, 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 https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5475610** e o código CRC **091F5E6D**.

Estratégias para a Mitigação de Fluxo Reverso em Redes de Distribuição com Alta Inserção de Geração Solar Fotovoltaica

Ivan Santos Pereira e Lina Paola Garcés Negrete (Orientadora)
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação - UFG

Resumo—O setor elétrico tem sofrido grandes mudanças nos últimos tempos em razão da crescente demanda por uma matriz energética mais limpa e sustentável. Seguindo este cenário, o governo brasileiro passou a incentivar a geração de energia pelos próprios consumidores através do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei N°14300/2022), razão pela qual a geração distribuída fotovoltaica se tornou tendência no Brasil. Contudo, o crescimento da geração distribuída (GD) pode provocar impactos negativos para a rede, como a presença de fluxo reverso e sobretensão nas barras do sistema. Tal fato preocupa as concessionárias e enseja a realização de estudos para monitoramento e atenuação desses efeitos prejudiciais. Este estudo tem como objetivo propor estratégias para mitigar a presença de fluxo reverso em redes de distribuição com alta inserção de geração fotovoltaica e avaliar os seus impactos no sistema elétrico. A pesquisa propõe 3 estratégias para mitigar fluxo reverso: um sistema de armazenamento com baterias (BESS), um controle via inversor *Grid Zero* e o *PV Curtailment*, que consiste em limitar a injeção de potência dos módulos quando ocorre aumento de tensão na barra. As estratégias propostas foram implementadas numa rede de distribuição de São Paulo através do *OpenDSS*, um *software* de código aberto gerenciado pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) que permite a realização da análise do fluxo de carga da rede. A avaliação dos efeitos consistiu na visualização do fluxo de potência de transformadores críticos, da subestação e do monitoramento da tensão nas barras e das perdas de energia da rede. Os resultados demonstram que as estratégias propostas foram eficazes na mitigação do fluxo reverso. A alocação de baterias apresentou os melhores resultados, viabilizando o aproveitamento integral da energia gerada pelas usinas fotovoltaicas. O inversor *Grid Zero* eliminou parte da geração, porém foi eficaz para mitigar o fluxo reverso e é uma alternativa mais econômica. O *PV Curtailment* foi o menos eficaz para atenuação do fluxo reverso, mas foi o mais eficiente em reduzir as elevações de tensão nos barramentos em comparação com as outras estratégias.

Palavras-chave—Baterias, Fluxo de carga, Fluxo reverso de potência, *OpenDSS*, Sistemas elétricos de potência.

Abstract—The electric power sector has undergone significant changes in recent times due to the growing demand for a cleaner and more sustainable energy matrix. In line with this trend, the Brazilian government began encouraging energy generation by consumers themselves through the Legal Framework for Distributed Generation (Law No. 14,300/2022 from Brazil), which has made photovoltaic distributed generation a rising trend in Brazil. However, the expansion of distributed generation (DG) can lead to negative impacts on the grid, such as reverse power flow and overvoltage at system buses. This situation raises concerns for utility companies and motivates studies aimed at monitoring and mitigating these adverse effects.

This study aims to propose strategies to mitigate reverse power flow in distribution networks with high photovoltaic generation penetration and to assess their impact on the electrical system.

The research proposes three strategies for mitigating reverse flow: a battery energy storage system (BESS), an inverter-based Grid Zero control, and PV Curtailment, which consists of limiting the power injected by the modules with an inverter when an increase in bus voltage is detected. The proposed strategies were implemented in a distribution network in São Paulo using *OpenDSS*, an open-source *software* developed by Electric Power Research Institute (EPRI) that performs power flow analysis.

The assessment of effects included the analysis of power flow through critical transformers, the substation, as well as the monitoring of bus voltages and network energy losses. The results demonstrate that the proposed strategies were effective in mitigating reverse power flow. Battery allocation yielded the best results, enabling the full use of energy generated by photovoltaic plants. The Grid Zero inverter curtailed part of the generation but was effective in mitigating reverse flow and presents a more economical alternative. PV Curtailment was the least effective in attenuating reverse flow, but managed to decrease the voltage rises in the nodes more efficiently than the other cases did.

Index Terms—Storage system, Electrical power systems, Load flow, *OpenDSS*, Reverse power flow.

I. INTRODUÇÃO

Transição energética é uma das tendências mais fortes do momento no setor elétrico. A elaboração e a proposição dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) pela ONU ratificam a preocupação de grande parte da sociedade com sustentabilidade, que é a capacidade de uma sociedade de prover suas necessidades atuais sem comprometer as necessidades das gerações futuras. Dentre os objetivos propostos para que a civilização alcance a sustentabilidade, está o ODS 7, que define como meta garantir o acesso universal à energia limpa e renovável [1]. O entendimento básico é que uma sociedade sustentável precisa ser capaz de suprir suas demandas energéticas com fontes de geração que não agridam o meio ambiente ou provoquem alterações climáticas, portanto, os governos de todos os países do mundo passaram a receber cobranças da sociedade para promover a adoção de fontes de energia limpas e renováveis. Como parte dos esforços para aumentar a participação de formas de energia sustentáveis na matriz energética do Brasil e acelerar a transição energética com ajuda do setor privado, o governo brasileiro aprovou a regulamentação do setor, primeiro em 2012, com a Resolução n°482 da ANEEL, e por último por meio do Marco Legal da Geração Distribuída, aprovado em 2022 [2] [3].

A atratividade do sistema de compensação parcial dos créditos de energia, que permite aos consumidores abaterem

suas contas de energia quando injetam a energia excedente gerada pelas usinas na rede, provocou um grande aumento na geração solar fotovoltaica, que é predominante nos sistemas de geração distribuída. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), de setembro de 2022 a maio de 2025, a capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica saltou de 18.654 MW para 56.573 MW, o que configura um aumento de 203,3% [4]. Deste valor, 68,6% vem da geração distribuída (GD), o que reforça a relevância do setor [5]. Os benefícios da adoção crescente da energia solar fotovoltaica são muitos: ainda segundo a ABSOLAR, desde 2012, mais de 81,4 bilhões de toneladas de dióxido de carbono deixaram de ser liberadas na atmosfera pelo Brasil. A expansão desse setor aliada de estratégias para compensar a intermitência da geração pode, no futuro, reduzir a necessidade de construção de novas usinas hidrelétricas ou até mesmo evitar a ativação de usinas termelétricas — frequentemente acionadas em períodos de estiagem — que resultam tanto no aumento das tarifas de energia quanto na intensificação da emissão de gases de efeito estufa [4].

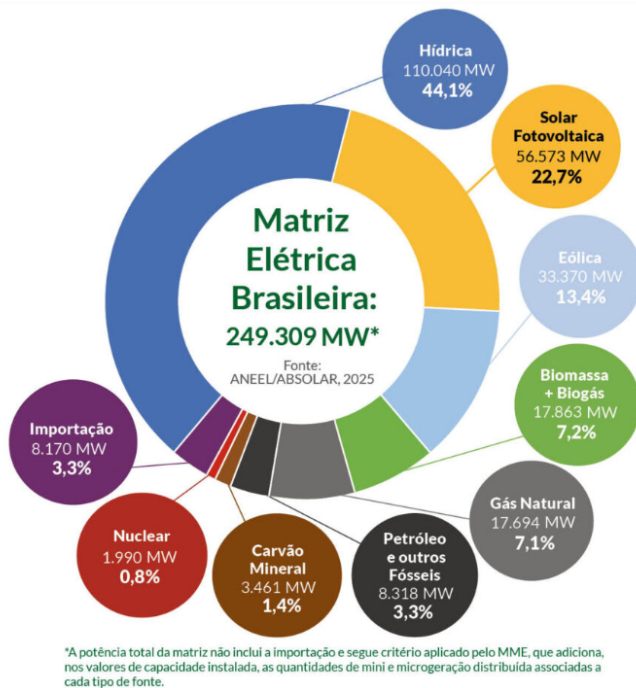


Figura 1. Matriz Elétrica Brasileira (2025). Fonte: ABSOLAR [4].

Infelizmente, no entanto, o aumento da inserção de geração solar fotovoltaica na rede elétrica pode provocar problemas técnicos preocupantes para as concessionárias de energia. A ocorrência da "curva do pato", fenômeno no qual um período de baixo consumo de energia coincide com o pico de geração da usina fotovoltaica, é comum em ambientes industriais com grandes usinas de geração distribuída e redes com alta penetração solar [6].

A inversão do fluxo de potência, fenômeno no qual os geradores da geração distribuída injetam energia na rede porque estão gerando mais energia do que os consumidores estão consumindo, pode provocar diversos problemas técnicos, como sobretensão nas barras do sistema e sobrecarga nos

transformadores, que podem comprometer a operação segura e eficiente da rede elétrica [6] [7].

O interesse em aproveitar os benefícios que a geração distribuída proporciona em conjunto com a necessidade de mitigar os efeitos prejudiciais que ela pode provocar ensejam diversos estudos com o objetivo de atenuar o fluxo reverso ou combater o aumento de tensão.

Na literatura especializada, podem ser encontrados diversos trabalhos sobre o tema. No estudo apresentado em [7], a alocação de BESS de forma concentrada nas regiões de um circuito IEEE 8500 com maiores casos de sobretensão permitiu a redução dos níveis de tensão de forma eficaz. O trabalho em [8] analisou que a alocação otimizada de BESS é capaz de reduzir perdas de energia em circuitos de 33 e 141 barras, mesma conclusão em que chega o estudo em [9] para alocação ótima de baterias em redes de distribuição. Diversificando a análise, em [10], 5 estratégias são testadas para mitigar sobretensão em uma rede de 55 barras com alta inserção fotovoltaica e duas estratégias conseguem mitigar satisfatoriamente a sobretensão e o fluxo reverso: o autoconsumo com armazenamento por baterias e o *PV Curtailment*. Por fim, em [11], são analisadas diversas tecnologias adaptadas ao propósito de mitigar fluxo reverso, dentre elas inversores inteligentes. O estudo avalia que os inversores são capazes de fortalecer o sistema elétrico e minimizar o impacto nos recursos centrais do sistema, embora exija modificações estruturais profundas para ser implementado. A existência de estudos para avaliar os impactos que os sistemas fotovoltaicos provocam e para encontrar estratégias que mitiguem os efeitos negativos que os recursos energéticos distribuídos podem provocar na rede é de extrema relevância para o embasamento teórico da atuação das concessionárias de energia quanto ao monitoramento das redes de distribuição e quanto às ações preventivas para evitar danos ao sistema elétrico.

Este estudo propõe e avalia o desempenho de 3 estratégias para mitigar a ocorrência de fluxo reverso em uma rede de distribuição com alta inserção de geração solar. A primeira estratégia consiste em alocar sistemas de armazenamento por baterias às barras das unidades geradoras, de modo que elas absorvam a energia excedente e a injetem de volta para o consumidor quando o consumo for superior à geração. Este controle pode ser realizado de forma simples por inversores eletrônicos nos sistemas fotovoltaicos atuais. A segunda estratégia é bloquear diretamente a injeção de energia na rede através de inversores que monitorem o fluxo de potência na barra e sejam projetados para impedir a inversão de fluxo, equipamentos normalmente empregados em sistemas *Grid Zero*. Por fim, a última estratégia consiste em limitar dinamicamente a potência nominal dos módulos fotovoltaicos por meio de um controle implementado em um inversor que utiliza a tensão da barra como sinal de referência.

As simulações foram conduzidas no *OpenDSS*, um *software* livre de código aberto desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) que permite a simulação de redes de distribuição e a realização da análise do fluxo de potência do sistema. Os testes foram executados em uma rede de distribuição do Estado de São Paulo para o período de 2 dias e utilizaram dados reais de irradiância solar para a modelagem

dos módulos fotovoltaicos e a definição de seus parâmetros. [12].

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. Análise de Fluxo de Carga

O problema do fluxo de carga (PFC), que também é referido como análise do fluxo de potência, é uma análise cujo cálculo visa determinar as condições de operação de uma rede elétrica em regime permanente. Seu objetivo é elucidar as tensões nas barras do sistema e outros parâmetros que sejam desconhecidos, como a potência transferida entre as barras e as perdas de potência do sistema. Para esta análise, é necessário que a topologia e as condições de consumo e geração de energia no sistema elétrico sejam previamente conhecidas.

Uma vez de posse da solução deste problema, os operadores do sistema são capazes de planejar a manutenção, a operação e as futuras expansões da rede elétrica, além de deter a base para a realização de outras análises importantes, como a de curto-circuito para planejamento dos mecanismos de proteção do sistema. A modelagem do fluxo de carga (PFC) baseia-se na formulação da equação nodal da rede, expressa pela **Equação 1**

$$[I] = [Y_{bus}][V] \quad (1)$$

Essa equação representa um sistema de equações não lineares em forma matricial. Nela, $[I]$ é o vetor de correntes injetadas, composto pelas correntes fornecidas pelas fontes de geração do sistema; $[Y_{bus}]$ é a matriz de admitância nodal, construída a partir do cálculo e da agregação das admitâncias dos elementos da rede; e $[V]$ é o vetor das tensões nodais, que contém as tensões em cada barra do sistema — as variáveis a serem determinadas na solução do sistema.

B. Fluxo de Potência no OpenDSS

O *OpenDSS* é um *software* de código aberto criado pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) em 1997. A ferramenta computacional possui uma vasta área de atuação que abrange desde análise de fluxo de potência até estudo de faltas e curto-circuito, análise de harmônicos, análise de correntes geomagneticamente induzidas, modelagem de geração distribuída, entre outros. A metodologia adotada pelo *OpenDSS* para cálculo do fluxo de potência, que é a função a ser empregada neste estudo, é a análise nodal através da formulação da matriz de admitância nodal do sistema, processo esquematizado conforme a **Figura 2**

O *software* diferencia os elementos do sistema em elementos PC (*Power Conversion*) e PD (*Power Delivery*). Os elementos PC são aqueles que realizam a conversão de outra forma de energia em elétrica ou de energia elétrica em outra fonte de energia; portanto, são as cargas, as baterias e os geradores do sistema. Estes elementos são modelados como um circuito equivalente de Norton (**Figura 3**), apresentando fonte de corrente de compensação a ser adicionada no vetor de correntes de injeção e uma matriz de admitância primitiva.

Os elementos PD são aqueles que transportam energia de um ramo a outro da rede; portanto, são as linhas e transformadores do sistema, cujo modelo no *OpenDSS* está representado

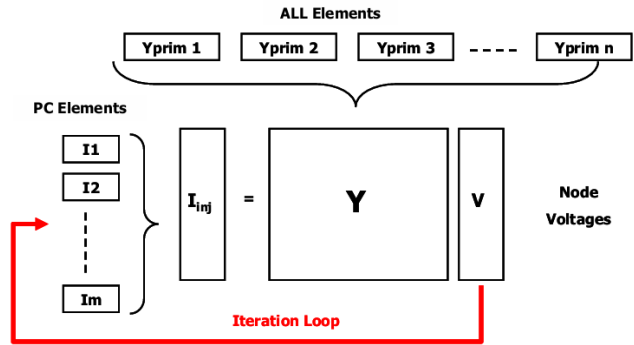


Figura 2. Método de resolução do fluxo de potência. Fonte: Manual do *OpenDSS* [12].

na **Figura 4**. Todos os elementos da rede, tanto elementos PC quanto PD, contribuem para a matriz de admitância do sistema Y_{sist} com a matriz de admitância primitiva Y_{prim} , que constitui a definição do respectivo elemento no *software*. Já o vetor de corrente de injeção é constituído pelas correntes de compensação dos elementos PC [12].

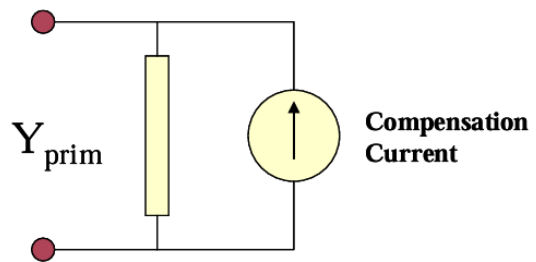


Figura 3. Esquema dos Elementos *Power Conversion* (PC). Fonte: Manual do *OpenDSS* [12].

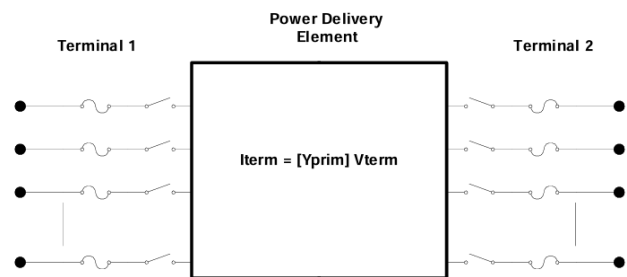


Figura 4. Esquema dos Elementos *Power Delivery* (PD). Fonte: Manual do *OpenDSS* [12].

O *OpenDSS* monta as matrizes através de seus algoritmos e resolve iterativamente a equação nodal $I_{inj}(V) = Y_{sist}V$ apresentada na Subseção **Análise de Fluxo de Carga**. Primeiro, o *software* procura uma solução direta para o sistema acima modelando cargas e geradores como seus equivalentes lineares, só que sem suas correntes de injeção. Esse primeiro cálculo é descrito pelo manual do *OpenDSS* como "análogo ao *flat start* dos outros algoritmos usados para solucionar fluxos de potência", embora esse método leve em conta todas as fases de uma vez. O cálculo inicial obtém a magnitude e a fase das

tensões nodais para comparação com as iterações do passo seguinte. Por fim, o *software* obtém as correntes de injeção dos elementos PC, as adiciona ao vetor I_{prim} e inicia o ciclo de iterações. Os novos valores de tensões nodais são comparados com os da iteração anterior e o processo se repete até que as tensões nodais da rede entrem em convergência com os valores da iteração anterior, apresentando uma diferença de apenas 0,0001 pu [12].

C. Declaração de Elementos no OpenDSS

O funcionamento do *OpenDSS* é bastante simples e intuitivo. Caracterizado como um *software* de códigos, o *OpenDSS* permite a alocação de elementos em uma rede elétrica por meio de códigos que "declaram" a existência dos elementos e informam os seus parâmetros. A estrutura utilizada é a seguinte:

```
New Load.Carga_1 kw=10 phases=3 pf=0.8
kv=0.38 bus=barra daily=residencial
```

A linha acima declara a existência de uma carga que está conectada em um barramento chamado "barra", possui potência útil (kw) de 10 kW, fator de potência (pf) 0,8 e curva de carga (daily) "residencial", sendo esta uma curva definida em outra linha de código. Alguns parâmetros podem ser acrescentados ou retirados do código deste elemento, desde que informações importantes não fiquem faltando e desde que a informação de um não choque com a do outro. Por exemplo, o usuário poderia informar a potência reativa ou a potência aparente no lugar do fator de potência, mas ele não poderia deixar de informar todas as 3 potências ou omitir a tensão nominal da declaração. Elementos PC, como cargas e geradores, estão conectados a apenas um terminal, por isso a definição apresenta apenas um barramento conectado à carga. No entanto, um elemento PD, como uma linha ou um transformador, precisaria da declaração de 2 barramentos, que são as duas barras interligadas pelo elemento.

A definição de um transformador precisa informar parâmetros sobre as perdas do núcleo ou as resistências e reatâncias do equipamento, além do número de enrolamentos, número de fases e nome dos barramentos conectados aos enrolamentos. Veja abaixo um exemplo de um transformador, para o qual foram definidos os enrolamentos (wdg), reatância entre os enrolamentos (xhl), e também a tensão nominal (kv), a conexão (conn) e a potência aparente (kva) de cada enrolamento.

```
New Transformer.TRAFO_2 phases=3 windings=2 xhl=3.5
~ wdg=1 bus=73 conn=Delta kv=13.8 kva=112
~ wdg=2 bus=74 conn=wye kv=0.38 kva=112
```

Por fim, a definição de uma linha precisa apresentar as resistências e reatâncias de sequência zero e de sequência positiva (por unidade de comprimento), o seu comprimento, a unidade de medida do tamanho informado, o número de fases e os barramentos interligados. Os parâmetros sobre as perdas, que são comuns ao tipo de cabo utilizado, podem ser informados no próprio código da linha ou podem ser informados no código de um "linecode", um arranjo de linhas que pode ser informado no código da linha. Veja abaixo a definição da linha com um linecode.

```
New Line.linha3 bus1=1 bus2=3 length=18.632923
units=m phases=3 linecode=120
```

```
New Linecode.120 r0=0.0007242 r1=0.0002297
x0=0.0016570 x1=0.0002929 b0=0.0016031
b1=0.0058872
```

A definição de um circuito completo requer, no mínimo, a descrição de todos os elementos da rede, a da subestação e a do modo de simulação.

A subestação é declarada como um elemento de nome "circuit", para o qual o usuário deve declarar os parâmetros de tensão de base, a tensão entregue pela subestação em pu, o barramento, o número de fases e as impedâncias de sequência zero e positiva no modelo de um equivalente de Thévenin do gerador trifásico. As impedâncias podem ser substituídas pelas potências de curto trifásico e monofásico, a partir das quais o *software* consegue calcular as impedâncias necessárias.

O modo de simulação define a forma como o *OpenDSS* simulará a rede e se o teste dará enfoque a fluxo de potência, espectro de harmônicas, curto-circuito ou outro tipo de estudo. Para o caso deste trabalho, os modos de simulação mais relevantes seriam o modo *snapshot*, que faz a análise de fluxo de potência para um circuito estático no tempo, e *daily*, que faz a mesma análise para o período de um dia completo, calculando o fluxo de potência para intervalos regulares de tempo. Embora tenha como padrão o período de um dia, pode ser configurado para fornecer resultados para múltiplos dias, caso necessário. Para este último modo, é necessário definir curvas de variação para cargas, baterias e geradores para que a variação nos perfis seja visualizada no estudo da operação diária da rede através do *software*, além de definir o intervalo de tempo da simulação. Todos esses elementos foram declarados juntos no circuito simples modelado como exemplo no código abaixo.

```
Clear
New circuit.exemplo phases=3 bus1=1 basekv=13.8
pu=1.05 mvasc3=20000 mvasc1=21000

New Linecode.arranjo r0=0.0007242 r1=0.0002297
x0=0.0016570 x1=0.0002929 b0=0.0016031 b1=0.0058872

New Line.linha3 bus1=1 bus2=3 length=18.632923
units=m phases=3 linecode=arranjo

New Transformer.TRAFO_1 phases=1 windings=2 xhl=2.5
~ wdg=1 bus=3 conn=Delta kv=13.8 kva=75
~ wdg=2 bus=4 conn=wye kv=0.38 kva=75

New Loadshape.carga_diaria npts=24 interval=1
~ mult=[1 0 0 0 0 0.24 0.25 0 0 0 0.33 0.5 0.6 0.5
0.2 0 0.5 0.8 1 1 1 1 0.5 1]

New Load.LOAD_1 phases=3 bus1=4 kw=23.6898
kvar=12.652975 kv=0.38 daily=carga_diaria

set mode=daily
set stepsize=1h
set number=24
solve
```

No código do circuito, os parâmetros definidos não explicados anteriormente foram tensão nominal em pu (pu), as potências de curto trifásico (mvasc3) e de curto monofásico (mvasc1), a tensão de base (13.8 kV), potência reativa (kvar), número de pontos da curva (npts) e a própria curva de carga

(definida em "New Loadshape" e iniciada por *mult*). As últimas linhas definem o modo de simulação, o intervalo entre os pontos amostrados (1 hora) e o número da última simulação do modo (24ª hora).

D. Barramentos no OpenDSS

A modelagem do *software* para o sistema elétrico a ser descrito e analisado realiza a conexão dos elementos da rede através dos barramentos (*bus*). No *OpenDSS*, o barramento é um elemento do circuito que contém N nós e é criado no momento em que o usuário declara um elemento que precisará se conectar a ele. Isso significa que um nó não existe para o *software* se não há elementos conectados a ele. No momento de definição de um elemento, é possível determinar quais terminais do elemento serão conectados aos respectivos nós do barramento. Por exemplo, é possível fazer a seguinte declaração de elemento:

```
New Load.LOAD1 kw=10 phases=2 pf=1 kv=0.22 bus=1.1.3
```

Na definição acima, a carga descrita está conectada ao barramento de nome "1" e com as duas fases conectadas aos nós 1 e 3, pulando o nó 2. A estrutura da declaração do barramento é simples como o apresentado, o usuário precisa apenas criar um nome qualquer, que será interpretado pelo *software* como uma *string* (portanto, é conveniente que o nome não possua espaços), e o barramento será criado. Todos os elementos com o barramento "1" declarados na definição serão conectados a este mesmo barramento.



Figura 5. Esquema dos Barramentos(BUS). Fonte: Manual do *OpenDSS* [12].

Por definição, o nó "0" de todos os barramentos é sempre a referência de tensão, portanto possui tensão exatamente igual a zero volts e não é considerado na matriz Y_{bus} . Em um barramento conectado a um elemento de N fases, os primeiros N nós são reservados de forma padrão para a conexão pelas fases dos condutores. Ou seja, os nós 1, 2, ..., N recebem as fases dos elementos conectados ao barramento. Esses nós são criados no momento em que o usuário define que o terminal de um elemento estará conectado ao barramento; no entanto, a definição do número de fases do elemento é importante nesse processo. Se o usuário define um elemento trifásico e declara no *bus* que irá conectar o terminal aos nós 1, 2, 3 e 4, por exemplo, ele fará com que o nó 4 seja convertido em um neutro.

Os barramentos do *OpenDSS* são simples pontos de conexão para os elementos da rede. Não há, portanto, nenhum tipo especial de barramento, nem mesmo a definição de uma barra *slack* ou algo similar. A modelagem simplificada dos barramentos permite, por exemplo, a alocação de muitas cargas de uma vez em um mesmo barramento sem nenhum impedimento

por parte das configurações do *software*, embora a solução possa não convergir ou demorar demais para convergir.

III. METODOLOGIA

A apresentação dos métodos adotados no desenvolvimento deste trabalho foi dividida em 3 subseções. Na subseção III-A, serão apresentados os dados técnicos da rede utilizada na simulação, a forma como eles foram apresentados e a metodologia utilizada para definir os parâmetros dos módulos fotovoltaicos a serem alocados e o critério de seleção das barras onde eles foram instalados. Na subseção III-B, será demonstrada a metodologia adotada para extrair e manipular os dados de irradiância e depois georreferenciar essas informações para as barras do sistema elétrico. Estes parâmetros são utilizados como variáveis de entrada para a modelagem dos módulos fotovoltaicos. Por fim, na subseção III-C, serão exibidos os 3 casos de estudo escolhidos para este trabalho e a forma como serão implementados no *software*, assim como os dados que se espera colher como resultados.

A. Dados da rede e modelagem do sistema com geração distribuída

A rede de distribuição utilizada é um sistema real e simplificado de um circuito alimentador do estado de São Paulo. Essa rede elétrica possui 2932 barramentos, interligados por 2622 segmentos de linha de distribuição, 335 transformadores abaixadores e 333 cargas. O sistema é trifásico, desequilibrado e opera na média tensão (13,8 kV) e na baixa tensão (380 V fase-fase ou 220 V fase-terra). A apresentação dos dados para cada tipo de elemento foi feita como se segue:

1) *Segmentos de Linha*: Os segmentos de linha de distribuição conectam os barramentos do sistema elétrico e operam nas duas faixas de tensão da rede. Para a modelagem adequada desses elementos, os dados das linhas compreendem os barramentos interligados por elas, o comprimento dos segmentos e as informações relativas às perdas técnicas que elas acarretam. As informações das linhas são apresentadas conforme a Tabela I, sendo que, além dos valores na tabela, a base de dados também apresenta as condutâncias (G0 e G1) e as suscetâncias (B0 e B1), ambas em μS .

Tabela I
SEGMENTOS DE LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

Linha	Fase	Nó de	Nó para	Comprimento (m)	R0 (Ω)	R1 (Ω)
2964	ABC	2963	2964	48.21	0.096	0.074
2965	ABC	2964	2965	27.46	0.054	0.042
2966	ABC	2965	2966	435.71	0.043	0.026
2967	ABC	2966	2967	37.07	0.045	0.027
2968	ABC	2967	2968	35.43	0.043	0.025
2969	ABC	2968	2969	36.55	0.044	0.026
2970	ABC	2969	2970	35.22	0.043	0.025
2971	ABC	2970	2971	33.26	0.040	0.024
2976	ABC	2951	2976	18.07	0.026	0.017
2977	ABC	2976	2977	29.10	0.042	0.028
2978	ABC	2977	2978	45.35	0.055	0.033
2979	ABC	2978	2979	34.01	0.041	0.024
2982	ABC	2940	2982	24.24	0.029	0.017
...

2) *Cargas*: As cargas foram exibidas conforme o padrão da Tabela II, sendo seus parâmetros relevantes para a modelagem no *OpenDSS* a tensão nominal, o número de fases, as potências aparente, ativa e reativa e o fator de potência. A maioria das cargas da rede são trifásicas, porém uma minoria é monofásica. Todas operam em baixa tensão, portanto as trifásicas operam em 380 V e as monofásicas operam em 220 V. A distribuição de potência nominal das cargas do sistema está apresentada no *boxplot* da Figura 6. Por fim, curvas de carga foram atribuídas às cargas da rede para permitir a visualização da variação de consumo de energia durante o período do dia. Essas curvas foram modeladas como o elemento *Loadshape* e compreenderam 3 tipos diferentes de curvas típicas de carga extraídas do estudo em [13] para exibir diferentes perfis de consumidores: residencial, comercial e industrial. Todas as curvas, que estão presentes na Figura 7, foram atribuídas aleatoriamente às cargas da rede.

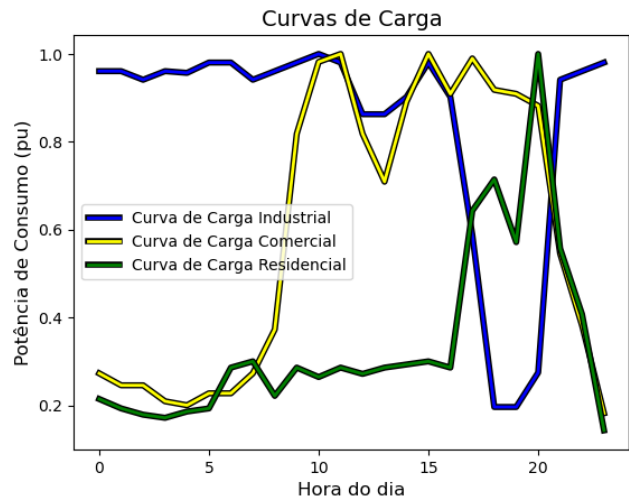


Figura 7. Curvas de Carga. Fonte: Autor (2025)

Tabela II
APRESENTAÇÃO DOS DADOS DAS CARGAS

Nó	Fase	kVA	kW	kvar	FP (%)	kWh
2400	ABC	21.09	18.65	9.96	88.21	137912.46
2406	ABC	18.49	16.38	8.75	88.21	121160.33
2424	ABC	16.28	14.39	7.68	88.21	106391.37
2438	ABC	43.54	38.48	20.55	88.21	284609.00
2448	A	31.35	27.65	14.89	88.05	211207.97
2452	ABC	55.38	48.97	26.15	88.21	362139.84
2454	ABC	16.01	14.17	7.57	88.21	104775.75
2472	ABC	28.49	25.25	13.49	88.21	186759.26
2481	ABC	23.82	21.05	11.24	88.21	155686.35
2518	A	0.42	0.37	0.20	88.05	2797.84
2522	A	0.50	0.44	0.23	88.05	3332.80
2531	A	1.30	1.15	0.62	88.05	8749.92
2539	A	1.61	1.42	0.76	88.05	10822.71
2544	A	0.10	0.09	0.05	88.05	680.47
...

3) *Transformadores*: Os transformadores de distribuição da rede são todos abaixadores, rebaixando a média tensão de 13,8 kV para 380 V ou para 220 V. Os transformadores que rebaixam a tensão para 380 V são trifásicos e os que rebaixam para 220 V são monofásicos. Todos os transformadores deste sistema possuem conexão delta-estrela e possuem valores típicos de potência aparente compreendidos entre os valores de 5, 10, 15, 25, 30, 45, 75, 112, 150, 225 e 300 kVA. Os menores valores normalmente são de transformadores monofásicos. O formato dos dados utilizados está na Tabela III. Além das informações da tabela, também foi informada a impedância de sequência positiva em pu.

Tabela III
APRESENTAÇÃO DOS DADOS DOS TRANSFORMADORES

Nó de	Nó para	Fase	kVA	Primário (kVLL)	Secundário (kVLL)	Conexão
68	69	B	15	13.8	0.22	D-Yg
73	74	ABC	112	13.8	0.38	D-Yg
59	76	ABC	112	13.8	0.38	D-Yg
...

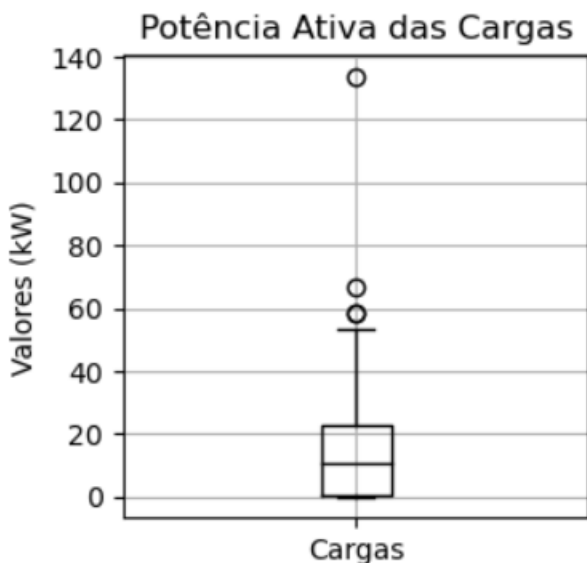


Figura 6. Distribuição da Potência Nominal das Cargas. Fonte: Autor (2025)

As últimas informações da fonte de dados utilizada para esse trabalho foram as coordenadas geográficas dos barramentos do sistema.

4) *PVSystem*: Os módulos fotovoltaicos foram alocados na rede de distribuição nas 90 barras cujas cargas detinham a maior potência nominal. A potência dos módulos foi definida com o propósito de liquidar o consumo das cargas do barramento em que foram alocadas, sendo que, no geral, as cargas estão alocadas em barras diferentes. O cálculo das potências nominais de cada módulo foi feito utilizando a Equação 2, que foi desenvolvida com estratégia análoga à do dimensionamento de gerador fotovoltaico em [14].

$$P_{\text{módulo}} = \frac{C(pu) * P_{\text{carga}} * 30 - T_{\text{min}}}{0.8 * HSP * 30} \quad (2)$$

Nessa equação:

- $C(pu)$: É o consumo da carga alocada na barra em pu. Este dado representa a curva de carga atribuída à carga do barramento.
- P_{carga} : É a potência nominal da carga instalada no barramento.
- T_{min} : É o valor de consumo de energia referente ao custo de disponibilidade conforme as normas da ANEEL. Representa o valor que sempre será faturado pelas concessionárias, mesmo que o consumidor não consuma energia alguma no período. Para cargas monofásicas, o valor é de 30 kWh e para cargas trifásicas, é de 100 kWh [15].
- HSP: Significa "horas de sol pleno", que representa o número de horas por dia em que a intensidade da radiação solar teria que ser igual a 1000 W/m² (1 kW/m²) para produzir a mesma energia total diária recebida em determinado local.

A expressão matemática basicamente calcula o consumo mensal de uma carga, subtraindo a tarifa de disponibilidade, que será cobrada independentemente de o consumo de energia ser zerado ou não, e depois calcula a potência nominal necessária para o módulo fotovoltaico liquidar essa quantidade de energia com a irradiância normal diária que o local recebe do Sol. A constante foi adicionada para compensar as perdas de energia do inversor.

O preenchimento desses dados relativos ao PVSystem no *OpenDSS* foi realizado conforme o exemplo do código abaixo.

```
New XYcurve.TemperaturexFactor npts=4
xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.20 1.00 0.80 0.60]
// Temperatura x Fator multiplicativo da potência

New XYcurve.PowerInputxEff npts=4
xarray=[0.10 0.20 0.40 1.00]
yarray=[0.86 0.90 0.93 0.97]
// Potência em pu

New loadshape.Irrad1 npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0.03 0.16 0.36 0.54 0.65 0.72 0.72
0.68 0.58 0.44 0.28 0.10 0.00 0 0 0 0]

New Tshape.Temp npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55
40 35 30 25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV1 phases=3 bus1=294 kv=0.38
irrad=0.98 pmp=265.55 temperature=25 pf=1
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=PowerInputxEff
P-tCurve=TemperaturexFactor Daily=Irrad1 Tdaily=Temp
```

A curva de irradiância (*loadshape.Irrad1*) foi normalizada tendo 0,98 kW/m² como fator, e outras três curvas foram acrescentadas ao modelo do módulo, sendo essas as curvas que definem o fator multiplicativo da potência de saída em função da temperatura (*XYcurve.TemperaturexFactor*), a eficiência do inversor em função da potência de entrada (*XYcurve.PowerInputxEff*) e a temperatura do módulo durante o período (*Tshape.Temp*). Os valores usados nas curvas de todos os geradores fotovoltaicos desse estudo são iguais e são os mesmos dos tutoriais do *OpenDSS*, que são valores típicos [16]. Também foram declaradas a potência no ponto de máxima potência (*Pmpp*), a porcentagem de potência de entrada necessária para ativar o inversor quando ele está desativado (*%cutin*) e a porcentagem de potência de entrada abaixo da qual o inversor desliga (*%cutout*) se estiver ativado

anteriormente. Por fim, o número de fases (*phases*) dos módulos foi definido como igual ao da carga alocada no respectivo barramento, sendo que o único gerador monofásico dos casos de simulação foi conectado à mesma fase (A) da respectiva carga monofásica.

Em relação aos outros elementos, o *circuit* (subestação) foi definido apresentando tensão pu igual a 1.05 pu e potências de curto trifásico e monofásico iguais a 20 MVA e 21 MVA, respectivamente. Os elementos específicos dos casos de estudo serão descritos na [Subseção III-C](#).

B. Extração de Dados via GIS

Esse estudo se destaca pela utilização de valores reais de irradiância para a modelagem dos módulos, visando maior fidedignidade nas simulações dos casos propostos. Para este fim, foi adotado um método utilizado em [17] para obtenção e manipulação desses dados. O trabalho em questão se destacou pela obtenção de informações reais sobre a irradiância no local para a definição de casos de estudo para análise de fluxo de carga estático envolvendo alocação de geradores fotovoltaicos em um alimentador.

O procedimento descrito a seguir consistiu na aplicação das bibliotecas *pvlb*, *pandas*, *matplotlib* e *shapely* do *Python* e também do Sistema de Informações Geográficas (GIS) para baixar os dados e depois alocá-los às barras do alimentador conforme suas coordenadas geográficas. A descrição do processo será dividida em duas etapas para facilitar o entendimento do método adotado: a etapa de extração dos dados e a etapa de alocação dos dados nos barramentos do sistema.

1) *Extração dos Dados de Irradiância*: A obtenção dos dados utilizados no trabalho foi realizada através da biblioteca *pvlb python* [18], que acessa os bancos de dados da plataforma PV-GIS (*Photovoltaic Geographical Information System*). Esta plataforma é uma ferramenta online desenvolvida com o propósito de fornecer dados de irradiância solar e de performance de módulos fotovoltaicos para qualquer local do mundo, com exceção dos polos norte e sul. Ela é gerenciada pelo *Joint Research Centre*, uma comissão europeia de ciência e informação que atua fornecendo consultoria científica independente para as políticas da União Europeia. Com a finalidade de definir as coordenadas de onde os dados de irradiância seriam coletados, foi adotado o mesmo método de amostragem do estudo em [17]:

- **Definir uma coordenada inicial**: A coordenada geográfica [960200, 8142500] foi escolhida como coordenada inicial e declarada como um vetor. É nesta coordenada que fica o primeiro ponto de amostragem.
- **Definir uma fórmula para gerar os novos pontos de amostragem**: A fórmula utilizada foi a [Equação 3](#):

$$\begin{bmatrix} X_2 \\ Y_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1 \\ Y_1 \end{bmatrix} + p \begin{bmatrix} \sin\left(\frac{k\pi}{2}\right) \\ \cos\left(\frac{k\pi}{2}\right) \end{bmatrix} \quad (3)$$

Nesta expressão matemática, X_1 e Y_1 são os pontos iniciais utilizados para a criação dos novos pontos e X_2 e Y_2 são os pontos a serem criados. "p" é uma distância de passo que separa os pontos, com valor igual a 500

metros, e k é um valor inteiro entre 0 e 4. Esta expressão gera pontos iterativamente, utilizando os pontos criados na iteração anterior para gerar os novos da iteração atual. O *loop* desta fórmula foi repetido até que os novos pontos ultrapassassem o raio máximo de 7 km, limitando os pontos à área do alimentador, que possui 14 km de comprimento. A [Figura 8](#) ilustra esse processo de criação de pontos amostrais.

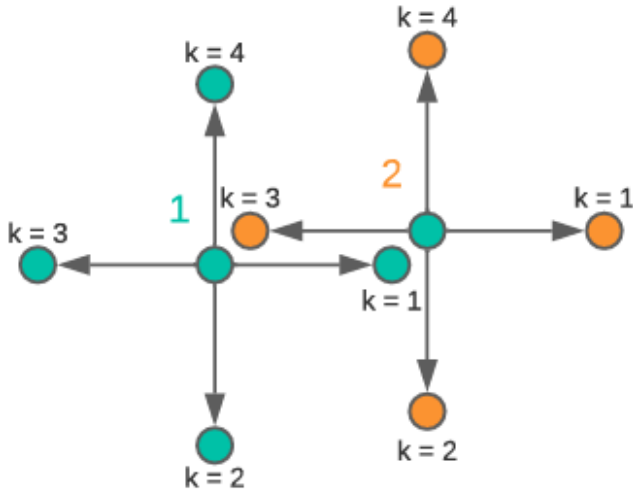


Figura 8. Criação dos pontos de amostragem. Fonte: Estudo [\[17\]](#).

Na [Figura 8](#), o ponto com ícone "1" é um ponto da primeira iteração e o ponto com a numeração "2" em laranja é da segunda, sendo este um ponto gerado pelo de numeração "1". Para facilitar a visualização, os pontos que estariam sobrepostos foram colocados lado a lado, estando os pontos de número 1 e o ponto com a indicação " $k = 3$ " sobrepostos, assim como os pontos de número 2 e indicação " $k = 1$ ". O processo citado, no entanto, não cria dois pontos onde há sobreposição. Ele ignora automaticamente o novo ponto quando este é criado em cima de um já existente. Todos os pontos criados geram novos pontos assim como o que foi numerado como "2". No total, foram gerados 841 pontos.

- **Baixar os dados de irradiância:** Os pontos gerados no item anterior possuem sua coordenada geográfica associada a eles, portanto, foi possível baixar os dados de irradiância através da biblioteca *pvlb python* para as coordenadas dos 841 pontos. Os dados foram baixados para os anos de 2011 a 2015, sendo apresentados como um valor de irradiância global por hora de cada dia do período citado.
- **Cálculo das médias horárias:** O registro dos dados para cada ponto amostrado foi feito através da biblioteca *geopandas*, uma biblioteca que expande a biblioteca *pandas*, da mesma linguagem para agregar coordenadas geográficas como informações armazenáveis nos *DataFrames*, uma entidade da biblioteca *pandas* que cumpre a função de uma tabela de dados. No *geopandas*, os *DataFrames* passam a se chamar *GeoDataFrames*. Depois de extraídos os dados de irradiância, eles foram regis-

trados em uma lista do *Python* e dois cálculos foram realizados: o primeiro foi o cálculo dos valores médios de irradiância solar para cada ponto. Esses valores foram calculados através da média de todas as irradiâncias horárias registradas de 2011 a 2015 excluindo as que eram iguais a 0. O registro destes valores foi utilizado para a criação do mapa na [Figura 10](#), que permite uma melhor visualização espacial dos locais com maior potencial de geração solar. Já o segundo cálculo foi a dos valores médios de irradiância por hora em cada ponto amostrado. Estes valores foram calculados com o agrupamento das irradiâncias horárias registradas pela respectiva hora do dia e depois com a obtenção do valor médio para cada hora e cada ponto. Estes valores foram utilizados para a criação das curvas de irradiância a serem definidas na modelagem dos módulos fotovoltaicos.

2) *Alocação e Manipulação dos Dados de Irradiância:*

Uma vez que os dados de irradiância foram extraídos, a etapa seguinte a ser seguida foi a manipulação dos dados e a correta alocação dessas informações aos barramentos do circuito para que fossem utilizadas na modelagem dos elementos *PV System*. O processo utilizado a seguir, também com referência ao estudo [\[17\]](#), seguiu os seguintes passos:

- **Criação de quadrículas de irradiância:** A fim de criar um mapa com as cargas e a irradiância disposta espacialmente, foi adotado um método no qual os pontos amostrados no processo anterior gerariam quadrículas. Através da fórmula na [Equação 4](#), os pontos amostrados geraram novos 4 pontos cada um, que cumpriram a função de vértices dos quadrados a serem formados.

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

O processo informado está ilustrado na [Figura 9](#). Assim como no processo de criação dos pontos de amostragem para o *download* dos dados, aqui também ocorre a sobreposição dos pontos como resultado natural da fórmula e os pontos novos criados sobre pontos anteriores também são descartados. Uma vez dispostos os pontos, foi utilizada a biblioteca *shapely* para a criação dos polígonos como elementos do *Python* através dos pontos de vértice recém gerados.

- **Alocação da Irradiância para a quadrícula:** As quadrículas formadas na etapa anterior são polígonos cujas coordenadas geográficas foram registradas em um *GeoDataFrame*. Após a criação, as irradiâncias médias e as médias horárias de irradiância foram transmitidos para o *GeoDataFrame* das quadrículas. Como os pontos e as quadrículas são entidades de *GeoDataFrame* e estavam na mesma ordem em cada tabela, a associação dos dados foi bastante simples.
- **Alocação dos Dados de Irradiância para os Barramentos:** A associação dos dados de irradiância para os barramentos do sistema elétrico consistiu no cruzamento das coordenadas geográficas dos nós do sistema elétrico com o das quadrículas criadas nas etapas anteriores. Foi necessário carregar os dados da rede elétrica para o código em *Python* e convertê-los em um *GeoDataFrame* que

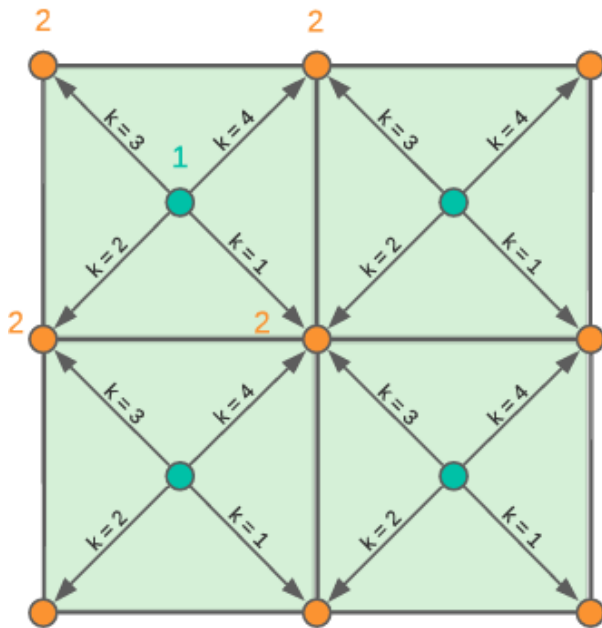


Figura 9. Criação dos pontos para formação das quadrículas. Fonte: Estudo [17].

continha cada nó e sua respectiva coordenada geográfica em uma linha da tabela. Por fim, foi feita a associação geográfica entre os nós da rede e as quadrículas: os nós da rede receberam os dados de irradiância (valor médio e valor médio por hora) das quadrículas em que estavam inseridos espacialmente.

As quadrículas foram projetadas em um mapa com as respectivas irradiâncias médias e depois os dados da rede foram modelados em Python para criação do mapa na Figura 10.

C. Casos de Estudo

A definição dos casos de estudo baseou-se em comparar a rede elétrica com e sem alocação de geração distribuída com o desempenho do sistema após a aplicação de 3 estratégias diferentes para mitigar fluxo reverso, sendo separada uma estratégia para cada caso de estudo.

Note que em todos os casos simulados a simulação adotada é a do modo *daily* para 48 horas (2 dias). Este modo foi adotado para que as variações de geração e consumo ao longo do dia pudessem ter seu efeito observado na análise e para que fosse possível observar a operação em regime permanente das baterias do Caso 1, visto que no *OpenDSS*, as baterias iniciam seu estado na simulação já carregadas, o que impacta na sua operação durante o dia.

1) *Caso Base*: Foi simulada a rede elétrica em seu estado padrão, sem alocação de nenhuma usina fotovoltaica. Com a análise da operação da rede antes da instalação de geradores distribuídos, esperava-se obter um vislumbre do desempenho regular desse alimentador, que também é uma referência para a comparação desse cenário de alta inserção de geração distribuída com a operação da rede após a implementação das estratégias. Dessa forma, foi possível analisar o impacto da implementação das estratégias para mitigar o fluxo reverso

nas melhorias técnicas que a alocação de GD normalmente produz para a rede.

2) *Caso Padrão com GD*: Foi simulada a rede elétrica com a alocação de 90 usinas solares fotovoltaicas, sendo que cada gerador foi alocado em uma barra e as barras selecionadas para receber as usinas foram as 90 barras com maior potência de carga instalada. As cargas nas 90 barras selecionadas correspondem a cerca de 66% da potência de consumo do alimentador, portanto, este é um caso de alta inserção de geração solar fotovoltaica.

A modelagem dos módulos fotovoltaicos seguiu as metodologias explicadas na Subseção **PVSystem** e a localização das barras que receberam geração distribuída está apresentada na **Figura 11**, com destaque na legenda para as 45 cargas de maior potência nominal.

São justamente os barramentos que abrigam essas 45 cargas que receberão as modificações previstas pelas estratégias adotadas nos casos 1, 2 e 3. A decisão sobre quantos e quais barramentos deveriam ser modificados foi baseada no entendimento de que empregar as estratégias a todos os pontos com geração distribuída não é viável economicamente; portanto, selecionar a metade dos barramentos, priorizando aqueles com maiores cargas instaladas, é uma estratégia lógica visando maximizar o impacto à rede com menores investimentos para implementação.

3) *Caso 1 - Sistema de Armazenamento com Baterias*: A rede elétrica com as mesmas 90 usinas solares do caso base com GD recebeu 45 baterias, que foram alocadas nas 45 barras com maior densidade de carga instalada. As baterias que foram alocadas possuem potência nominal igual ao dobro da potência instalada da carga no seu respectivo barramento e energia armazenável numericamente igual a 8 vezes a sua própria potência nominal.

O dimensionamento desses 2 parâmetros foi realizado de forma empírica, após a constatação de que as simulações apresentavam melhor desempenho na atenuação do fluxo reverso quando a potência adotada era equivalente ao dobro da carga. Em comparação, a adoção de uma potência igual à da carga para a bateria conectada ao mesmo barramento resultou em desempenho inferior, mesmo quando a energia armazenada foi dimensionada como numericamente equivalente a 20 vezes sua potência nominal.

Já a capacidade de armazenamento da bateria foi dimensionada para garantir autonomia de operação por até 8 horas, com base no entendimento de que os períodos contínuos de excedente de geração ou de demanda por suprimento de energia não ultrapassam esse intervalo.

A curva de carga e descarga das baterias foi calculada para simular a operação de um inversor eletrônico capaz de monitorar o fluxo de potência no barramento. A curva foi projetada para liquidar o fluxo reverso, absorvendo a energia excedente e depois injetando-a quando houver um consumo maior do que a geração. Para este cálculo, o caso base com GD foi simulado primeiro e a curva de geração dos *PV Systems* foi extraída e comparada com as curvas de carga (*loadshapes*) do mesmo barramento. A modelagem das baterias no *OpenDSS* foi realizada no mesmo formato que o exemplo a seguir, extraído do próprio código:

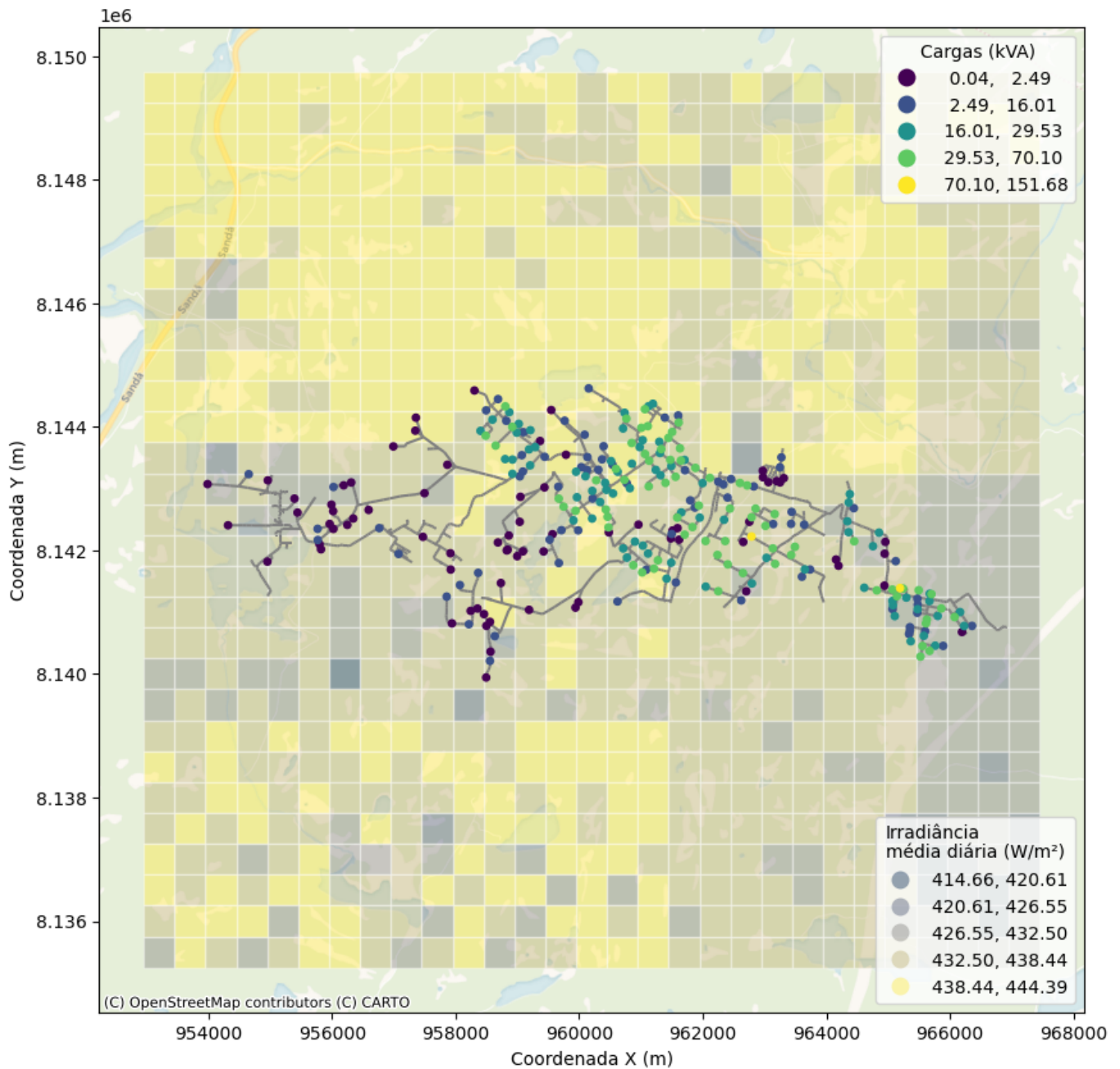


Figura 10. Mapa de Cargas e Irradiância. Fonte: Autor (2025)

```
New LoadShape.StorageCurve_1 npts=24 interval=1
~ mult=[0.11, 0.1, 0.09, 0.09, 0.09, 0.07, 0.01,
-0.17, -0.34, -0.41, -0.46, -0.44, -0.38, -0.3,
-0.19, -0.07, 0.06, 0.32, 0.36, 0.29, 0.5, 0.28,
0.2, 0.07]
```

```
New Storage.Battery_1 phases=3 bus1=294 kv=0.38
kWrated=267.58 kWhrated=2140.63 dispmode=follow
daily=StorageCurve_1
```

No código das baterias, 3 novas definições são apresentadas: *kWrated*, que se refere à potência nominal da bateria; *kWhrated*, que se refere à capacidade de armazenamento de energia e *dispmode follow*, que se refere ao modo de atuação da bateria,

no qual ela segue a curva de carga e descarga definida em *daily* até que a bateria se carregue ou se descarregue completamente.

4) *Caso 2 - Inversor de um Sistema Grid Zero*: Este caso propõe a simulação de uma rede com a operação de um inversor capaz de monitorar o fluxo de potência e bloquear a exportação de energia para a rede pelas usinas fotovoltaicas, assim liquidando o fluxo reverso.

Como não há este controle implementado de forma direta no *OpenDSS*, ele foi implementado de forma manual com o elemento "generator" do *software*. A curva de geração dos *PV Systems* foi extraída do caso base e alterada para que a geração subsequente não ultrapasse o consumo do barramento.

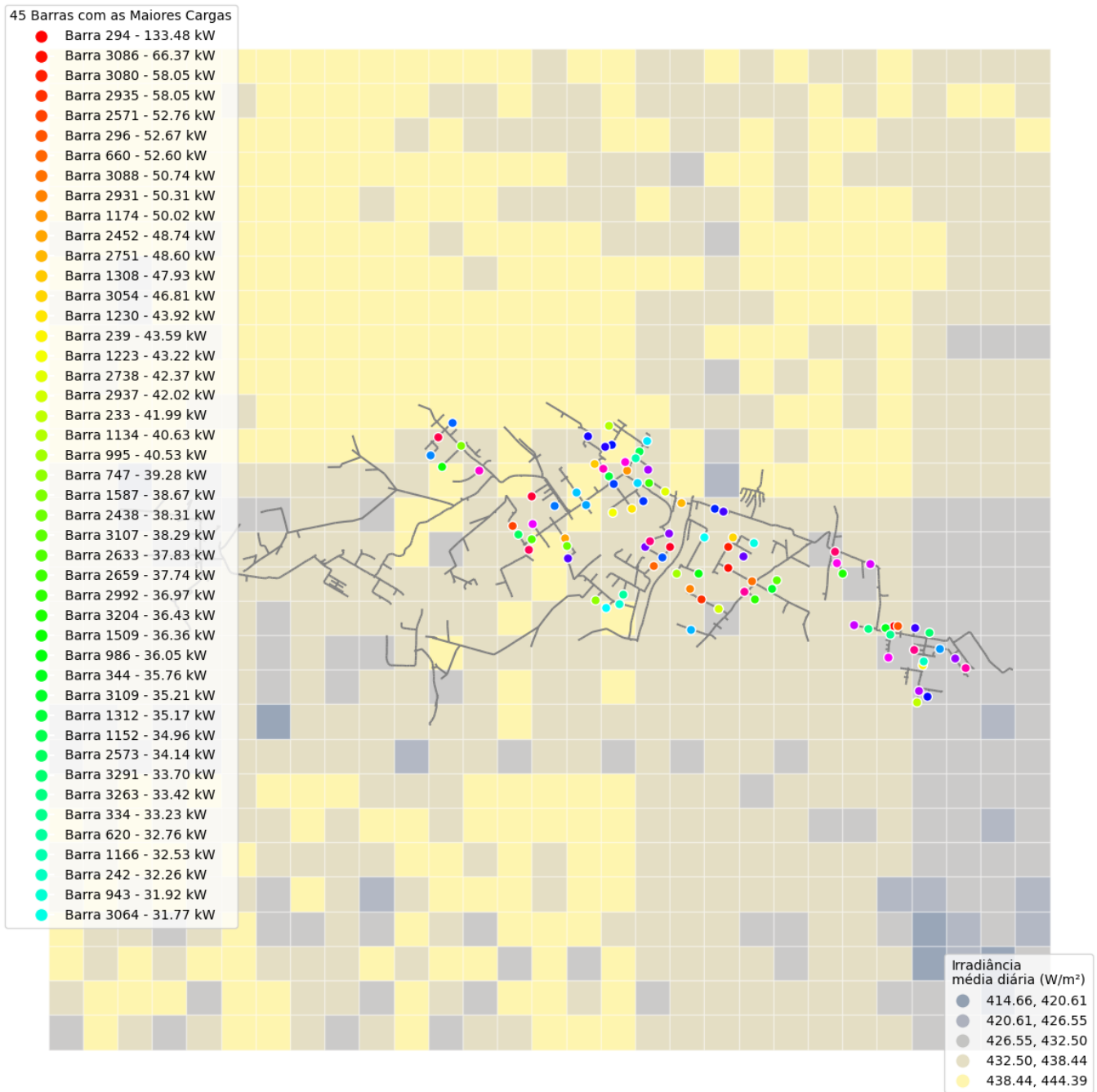


Figura 11. Mapa com a Localização das 90 Usinas Fotovoltaicas. Fonte: Autor (2025)

A geração, portanto, manteve-se a mesma enquanto o consumo era maior que a geração e foi projetada para igualar o consumo nos momentos em que antes o superaria. A nova curva já calculada foi utilizada para modelar os 45 geradores dos barramentos com maior densidade de carga da rede. Os demais 45 *PV Systems* foram mantidos da mesma forma que estavam no caso base com GD. O código de 2 elementos modelados neste caso de estudo está apresentado abaixo:

```
New LoadShape.GeneratorCurve_1 npts=24
interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0.05 0.27 0.3 0.22 0.29 0.26 0.29
```

```
0.27 0.29 0.29 0.3 0.16 0 0 0 0 0 0 0]
```

```
New Generator.G1 phases=3 bus1=294 kv=0.38 kW=133.79
daily=GeneratorCurve_1
```

```
New PVSystem.PV16 phases=3 bus1=239 kv=0.38
irrad=0.98 pmpp=213.33513027159063 temperature=25
pf=1
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1
effcurve=PowerInputxEfficiency
P-tCurve=TemperaturexFactor Daily=Irrad16
Tdaily=Temperature
```

5) *Caso 3 - PV Curtailment*: Neste caso, a rede elétrica foi simulada com um controle que limita a geração de energia dos *PV Systems* utilizando a tensão elétrica do barramento como referência. O controle proposto foi executado utilizando o elemento "InvControl", que realiza controle de inversor no *OpenDSS* controlando a injeção de potência ativa ou de potência reativa em função de um parâmetro analisado, como a tensão da barra.

Infelizmente, não é possível controlar a potência ativa injetada pelo fluxo de potência da barra. No entanto, devido ao fato de que a tensão tende a aumentar com a presença de fluxo reverso [10], esse controle foi utilizado para utilizar esse fato e tentar liquidar tanto o fluxo reverso do transformador quanto controlar os níveis de tensão da barra, evitando sobretensão. O controle, que é denominado "Volt-Watt" nas configurações do *OpenDSS*, foi aplicado nas barras dos 45 transformadores de maior carga e foi implementado no *software* através desse código:

```
New XYCurve.VoltWatt npts=4
xarray=[1.00 1.01 1.02 1.03]
yarray=[1.0 0.75 0.5 0.25]

New InvControl.PV_6 mode=VOLTWATT
voltage_curve=rated voltwatt_curve=VoltWatt
voltwattYaxis=PMPPU deltaP_factor=0.3
~ DERList=[PVSystem.PV1 PVSystem.PV2
PVSystem.PV3 PVSystem.PV4 PVSystem.PV5
PVSystem.PV6 PVSystem.PV7 PVSystem.PV8
PVSystem.PV9 PVSystem.PV10 PVSystem.PV11
PVSystem.PV12 PVSystem.PV13 PVSystem.PV14
PVSystem.PV15 PVSystem.PV16 PVSystem.PV17
PVSystem.PV18 PVSystem.PV19 PVSystem.PV20
PVSystem.PV21 PVSystem.PV22 PVSystem.PV23
PVSystem.PV24 PVSystem.PV25 PVSystem.PV26
PVSystem.PV27 PVSystem.PV28 PVSystem.PV29
PVSystem.PV30 PVSystem.PV31 PVSystem.PV32
PVSystem.PV33 PVSystem.PV34 PVSystem.PV35
PVSystem.PV36 PVSystem.PV37 PVSystem.PV38
PVSystem.PV39 PVSystem.PV40 PVSystem.PV41
PVSystem.PV42 PVSystem.PV43 PVSystem.PV44
PVSystem.PV45]
```

Os parâmetros definidos são a curva Tensão x Potência injetada (*XYcurve.VoltWatt*) e o fator "delta P", que determina a máxima variação de potência entre a potência de saída anterior e a próxima em direção à potência ativa desejada a cada iteração. A definição *voltage_curve=rated* determina que a tensão equivalente a 1 pu é a tensão nominal do equipamento (no caso, o *PV System*) e a definição *voltwattYaxis=PMPPU* determina que a potência utilizada no eixo Y da curva é a potência no ponto de máxima potência (*Pmpp*).

O controle do inversor seguiu a relação definida no gráfico da [Figura 12](#), limitando a potência ativa em pu conforme a tensão registrada na barra. A lista indicada em *DERList* apontou os módulos fotovoltaicos a serem controlados pelo inversor, que são os 45 *PV Systems* dos barramentos com maior densidade de carga.

IV. RESULTADOS

O desempenho do sistema será avaliado através da análise do nível de tensão nas barras, das perdas técnicas de energia,

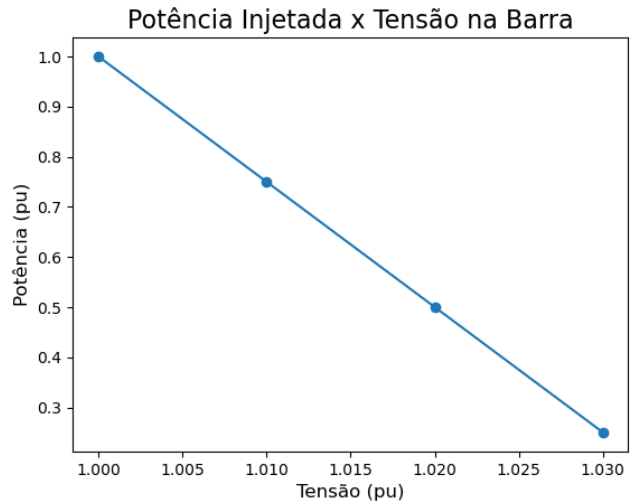


Figura 12. Potência injetada x Tensão na Barra. Fonte: Autor (2025)

da energia demandada da subestação e do fluxo reverso registrado em determinados pontos da rede. Esta avaliação permitirá uma conclusão sobre os benefícios e malefícios que a adoção de cada estratégia acarretou na operação do sistema elétrico e, portanto, se são de fato viáveis para aplicação e quais adaptações podem ou devem ser feitas.

A. Fluxo Reverso de Potência

Para tornar a análise mais objetiva, foram enfocados os dois transformadores que registraram os piores casos de fluxo reverso, que são os que possuem maior magnitude de potência injetada, e a saída da subestação da rede, para avaliar o estado geral do sistema. Para critério de comparação, a [Figura 13](#), a [Figura 14](#) e a [Figura 15](#) foram apresentadas contendo o fluxo de potência dos referidos elementos no Caso Base, que representa a rede elétrica sem nenhuma usina fotovoltaica. Em todos os 3 casos, a potência dos fluxos apresentados já é trifásica.

Nota-se que os fluxos dos transformadores 28 e 70 seguem as curvas de carga residencial e industrial, respectivamente, em razão de serem essas as curvas das únicas cargas alocadas ao secundário destes transformadores. O monitoramento e registro do fluxo de potência desses elementos foi feito com o elemento "Monitor" do *OpenDSS*

A [Figura 16](#), a [Figura 17](#) e a [Figura 18](#) também estão apresentadas como referência para comparação com os casos de estudo das 3 estratégias propostas neste trabalho. O caso de estudo definido para elas foi referido genericamente como 'Caso Padrão com GD' para referenciar o caso em que a rede elétrica foi simulada com a alocação de 90 usinas fotovoltaicas. Também aparecem as curvas do Caso Base para os mesmos elementos nas imagens.

Uma análise simples revela um padrão acentuado de fluxo reverso tanto nos transformadores quanto na saída da subestação, o que indica um cenário preocupante para a rede em questão.

É importante constatar que os dois transformadores selecionados para a análise, 28 e 70, são transformadores tri-

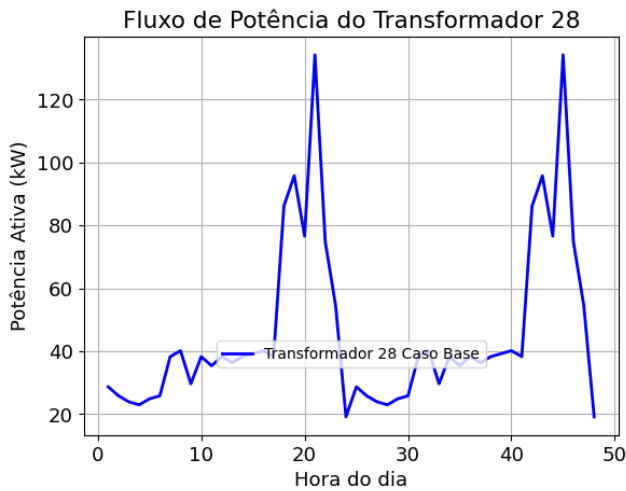


Figura 13. Fluxo de Potência do Transformador 28 no Caso Base. Fonte: Autor (2025)

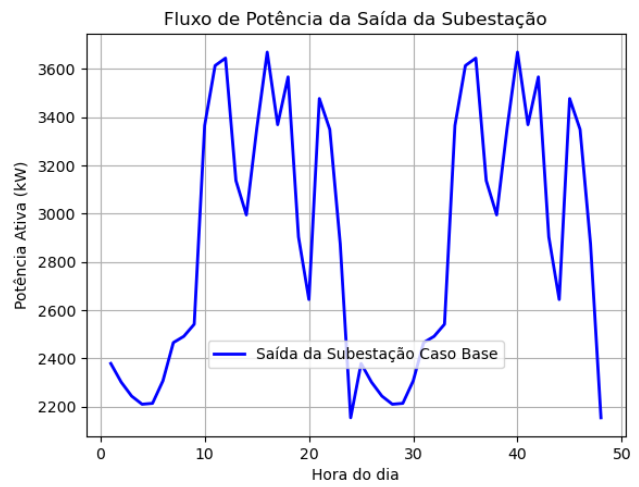


Figura 15. Fluxo de Potência da Saída da Subestação no Caso Base. Fonte: Autor (2025)

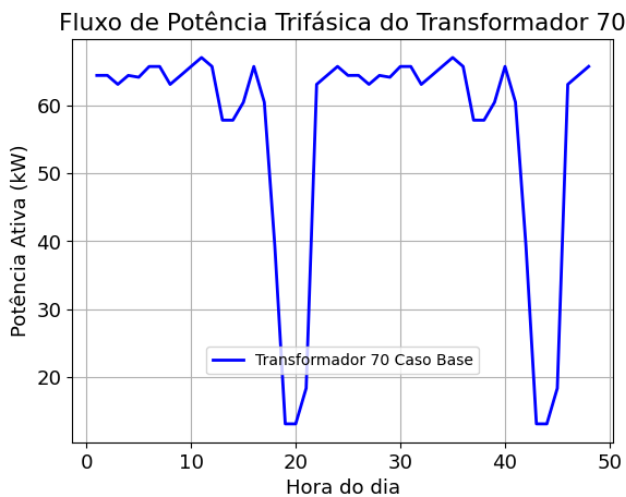


Figura 14. Fluxo de Potência do Transformador 70 no Caso Base. Fonte: Autor (2025)

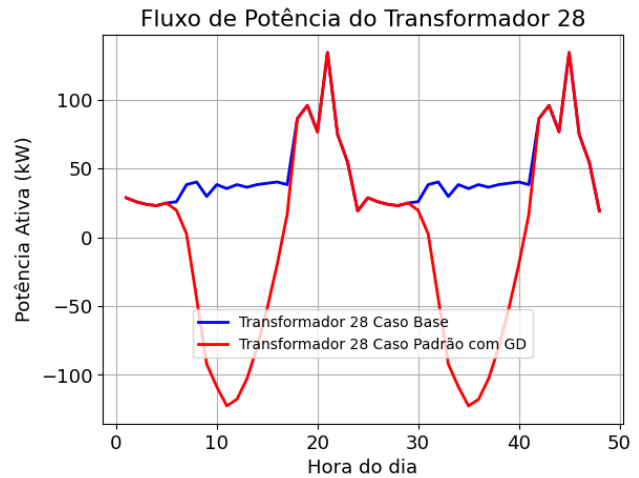


Figura 16. Fluxo de Potência do Transformador 28 no Caso Padrão com GD. Fonte: Autor (2025)

fásicos com potências nominais iguais a 225 kVA e 112,5 kVA, respectivamente. Portanto, o transformador 70 está em sobrecarga, visto que o fluxo reverso registrado nele chegou a picos de 125 kW. Este também é um cenário crítico desse caso de estudo.

Os próximos 3 gráficos apresentados são os da [Figura 19](#), da [Figura 20](#) e da [Figura 21](#). Nesse Caso 1, no qual foram alocadas 45 baterias às barras com maiores potências nominais de cargas alocadas, verificou-se uma atenuação praticamente perfeita do fluxo reverso no segundo dia da simulação, ou seja, após as primeiras 24 horas. O motivo da discrepância entre os 2 dias está na configuração do *OpenDSS* para as baterias, uma vez que esses elementos já iniciam a simulação com carga completa desde a primeira hora da simulação.

Em razão desse fato, a bateria não possui espaço para armazenar toda a energia excedente dos módulos fotovoltaicos no primeiro dia, o que provoca um fluxo reverso mitigado em relação ao Caso Padrão com GD, porém mais acentuado

que no segundo dia. Apesar da configuração, nota-se que o comportamento esperado de uma bateria controlada por um inversor eletrônico foi atingido na simulação, com sua operação em regime permanente sendo melhor representada no segundo dia.

A simulação do Caso 2 produziu os efeitos que podem ser observados na [Figura 22](#), na [Figura 23](#) e na [Figura 24](#) para os transformadores e a entrada da subestação abstraídos nessa análise e para os demais abarcados pelo método.

O Caso 2 simula o comportamento de um inversor eletrônico que limita a injeção de energia na rede ao projetar manualmente a curva de geração de um gerador. Os resultados, portanto, seguem o comportamento esperado e mostram o bloqueio quase total do fluxo reverso nos dois transformadores.

No entanto, aplicar o controle a apenas 45 barras não foi o suficiente para eliminar o fluxo reverso na saída da subestação e, assim como no caso do *PV Curtailment*, provoca dúvidas sobre a atratividade econômica do método, já que a estratégia em questão desperdiça potencial de geração que as usinas

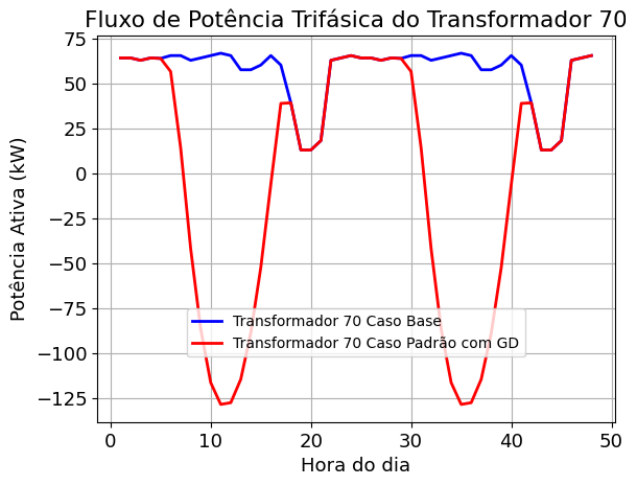


Figura 17. Fluxo de Potência do Transformador 70 no Caso Padrão com GD. Fonte: Autor (2025)

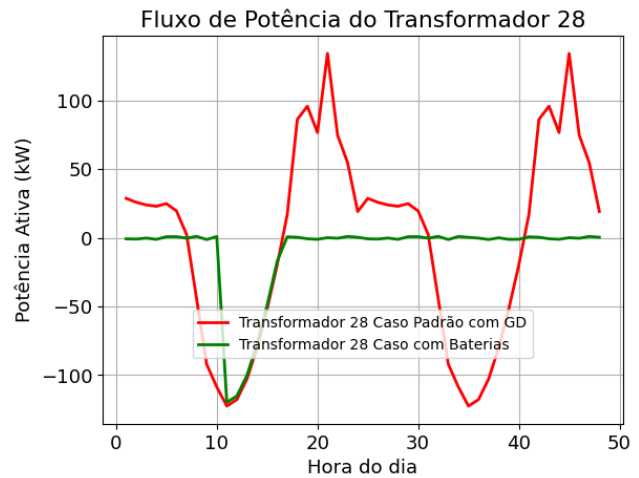


Figura 19. Fluxo de Potência do Transformador 28 no Caso 1 (Baterias). Fonte: Autor (2025)

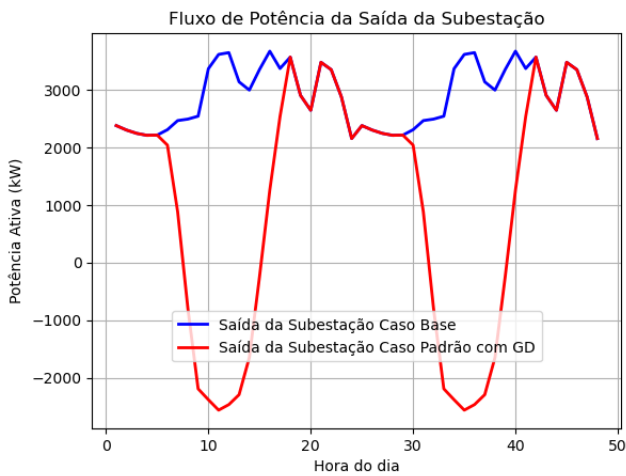


Figura 18. Fluxo de Potência da Saída da Subestação no Caso Padrão com GD. Fonte: Autor (2025)

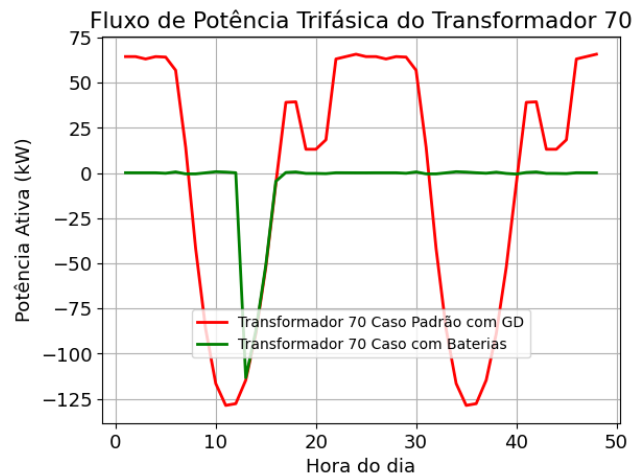


Figura 20. Fluxo de Potência do Transformador 70 no Caso 1 (Baterias). Fonte: Autor (2025)

foram projetadas para gerar.

Por fim, a [Figura 25](#), a [Figura 26](#) e a [Figura 27](#) relatam os gráficos dos fluxos de potência nos elementos amostrados para o Caso 3, em que foi aplicado o *PV Curtailment* através do controle Volt-Watt de um inversor.

Os gráficos evidenciam um comportamento mais irregular, visto que no transformador 70 o fluxo reverso não foi eliminado e que no transformador 28 a atenuação do fluxo provocou o retorno da predominância do consumo sobre a geração mesmo nos períodos de pico de incidência solar. A estratégia, portanto, foi menos eficiente no papel de mitigar fluxo reverso do transformador 70 do que as estratégias do Caso 1 e do Caso 2.

O resultado inferior dessa estratégia quanto a esse parâmetro de análise revela que o monitoramento da tensão na barra não é um método tão eficiente para monitorar e mitigar o fluxo reverso, sobretudo porque as variações de tensão podem ser de menor magnitude em certas redes. A estratégia, no entanto, apresentou uma melhora significativa no fluxo reverso da saída

da subestação, provocando boa atenuação do fluxo reverso.

Partindo para um cenário mais geral, foram analisados de forma computacional os fluxos de potência de todos os 335 transformadores da rede com o objetivo de calcular a quantidade total de energia injetada na rede pelos módulos fotovoltaicos em cada caso. Os fluxos de potência dos transformadores foram exportados para arquivos CSV (Excel), cujos dados foram lidos e gerenciados via *Python* para o somatório total de todas as potências instantâneas negativas.

Como resultado desse procedimento, concluiu-se que houve injeção de 47737.24 kWh no Caso Padrão; 23925.45 kWh no Caso 1, 17105.15 kWh no Caso 2 e 21074 kWh no Caso 3. Todos os casos reduziram a quantidade de energia injetada, sendo que o Caso 2 apresentou a maior redução e o Caso 1 apresentou a menor redução. No entanto, há alguns apontamentos a serem feitos:

1) O Caso 2 apresenta o resultado de uma operação ideal de um inversor, simulada através de uma curva de geração projetada manualmente e alocada para um gerador.

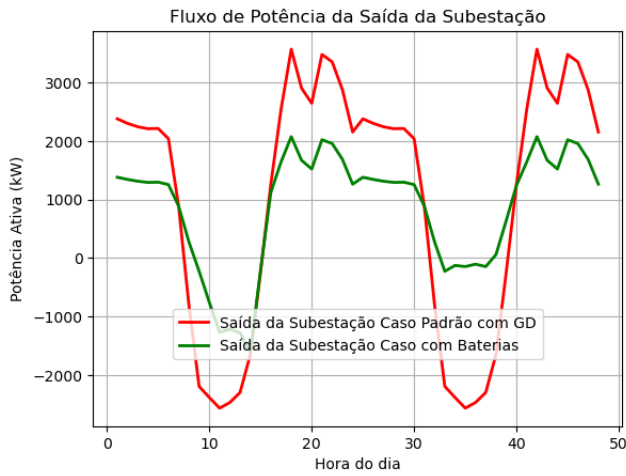


Figura 21. Fluxo de Potência da Saída da Subestação no Caso 1 (Baterias).
Fonte: Autor (2025)

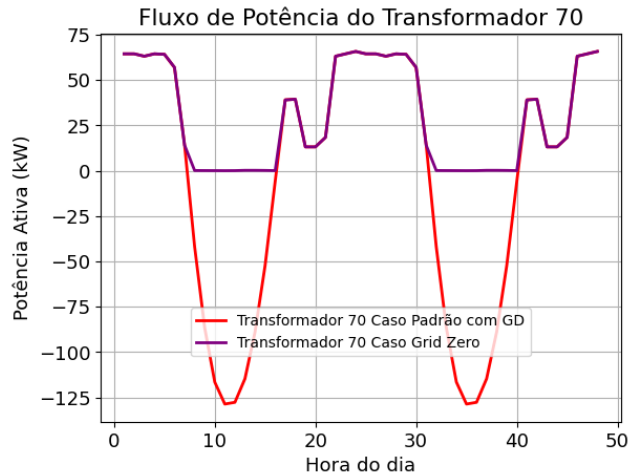


Figura 23. Fluxo de Potência do Transformador 70 no Caso 2 (Grid Zero).
Fonte: Autor (2025)

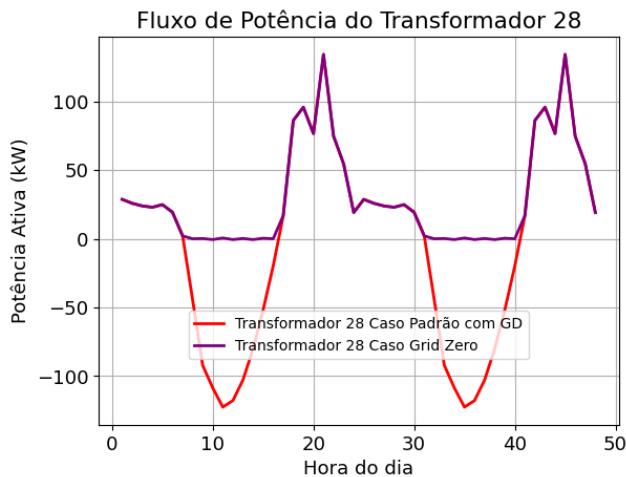


Figura 22. Fluxo de Potência do Transformador 28 no Caso 2 (Grid Zero).
Fonte: Autor (2025)

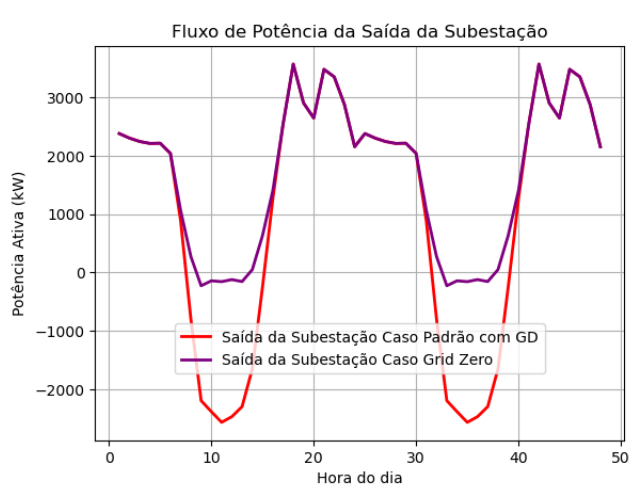


Figura 24. Fluxo de Potência da Saída da Subestação no Caso 2 (Grid Zero).
Fonte: Autor (2025)

2) O Caso 1 foi influenciado pelo estado inicial da bateria, uma vez que a bateria já inicia a simulação carregada por configuração do *OpenDSS* e, portanto, não pode absorver toda a energia excedente para liquidar o fluxo reverso no primeiro dia, como já foi observado nas figuras contendo o fluxo de potência dos transformadores 70 e 28. Em razão disso, a energia injetada acabou sendo maior para esse caso.

B. Níveis de Tensão

A avaliação dos níveis de tensão nas barras do sistema foi feita através do elemento "Monitor", do *OpenDSS*, que é capaz de registrar os valores horários de tensão, corrente e de potência instantânea, dependendo de como for programado para fazer, de um único elemento a que for associado. Foram definidos 333 monitores, que monitoraram a tensão nos terminais de saída de todas as cargas da rede.

Para tornar a apresentação dos dados mais objetiva, primeiro foi calculada a elevação percentual média de tensão em cada caso, abrangendo todos os barramentos no cálculo. Esses

dados, junto com a máxima elevação percentual de tensão registrada em cada caso de estudo, foram apresentados na [Tabela 4](#).

Dos resultados, observou-se que o Caso 3, do *PV Curtailment*, apresentou a maior redução na elevação de tensão dentre os 3 casos propostos, provavelmente por sincronizar a redução da injeção de energia com os picos de tensão. O Caso 1 apresentou a maior elevação média e o Caso 2 apresentou o caso de maior elevação de tensão dentre os 3 casos. Apesar de maior ou menor eficiência em reduzir as elevações de tensão, todos os 3 casos conseguiram resultados melhores do que o Caso Padrão, que apresentou os maiores índices de acréscimo de tensão.

Depois desse processo, foram selecionados 14 barramentos com maiores casos de elevação de tensão e eles foram exibidos, por fase, na [Figura 28](#), [Figura 29](#) e na [Figura 30](#). Essas figuras exibiram a tensão elétrica máxima verificada no período de simulação para cada barramento e cada caso. Esses gráficos revelaram que, em todas as barras exibidas, o Caso 3

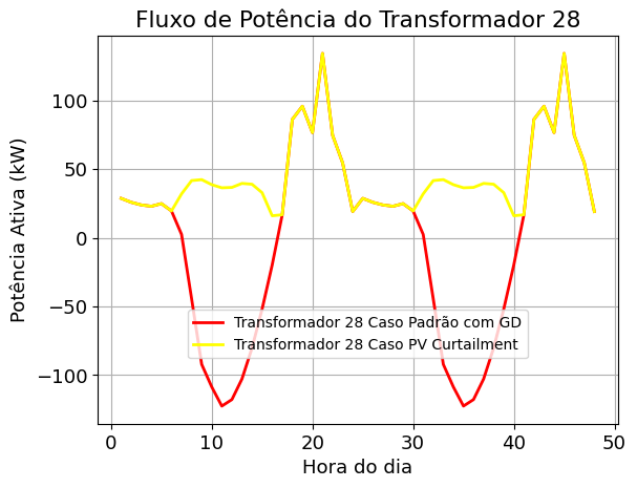


Figura 25. Fluxo de Potência do Transformador 28 no Caso 3 (PV Curtailment). Fonte: Autor (2025)

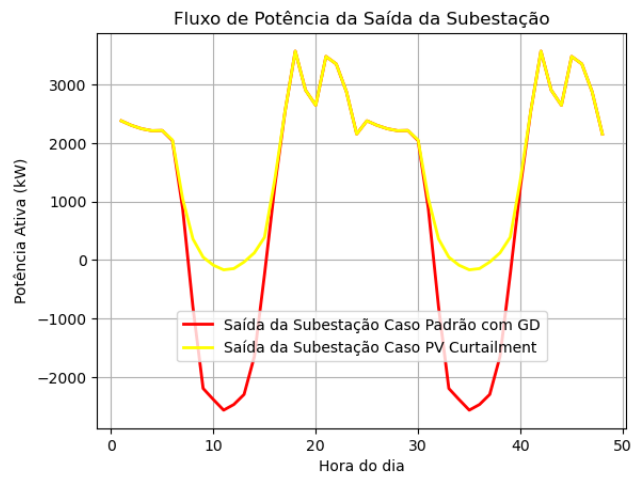


Figura 27. Fluxo de Potência da Saída da Subestação no Caso 3 (PV Curtailment). Fonte: Autor (2025)

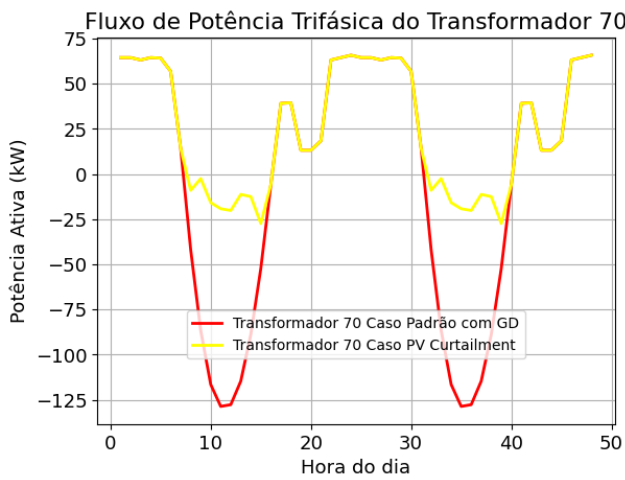


Figura 26. Fluxo de Potência do Transformador 70 no Caso 3 (PV Curtailment). Fonte: Autor (2025)

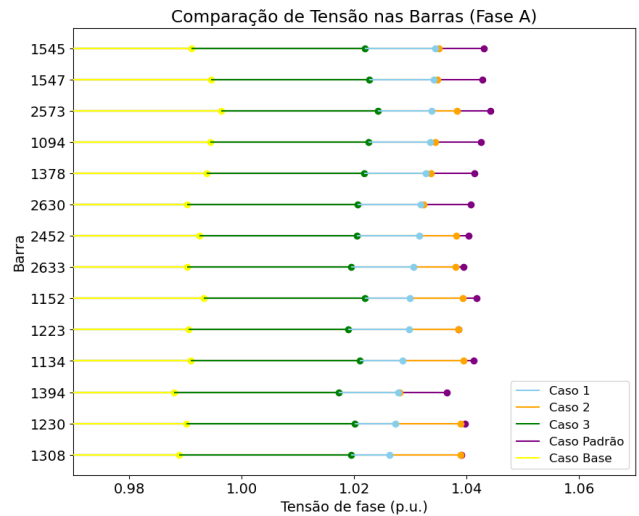


Figura 28. Tensão na Fase A das Barras. Fonte: Autor (2025)

sempre apresentou os menores valores de tensão, seguido pelo Caso 1, depois pelo Caso 2 e, por último, o Caso Padrão.

Em algumas barras, ocorreu de um caso produzir valores similares aos de outro, porém nunca quebrando essa ordem. Uma observação importante é que os valores de tensão estão majoritariamente acima de 1 pu neste alimentador, este fato ocorre devido à tensão de fornecimento da subestação ser 1.05 pu, conforme informado na **Subseção II-C** e na **Seção III**.

Tabela 4
TENSÃO NAS BARRAS DA REDE ELÉTRICA

Casos de Estudo	Elevação percentual média (%)	Elevação percentual máxima (%)
Caso Padrão	1.1210	5.2416
Caso 1	1.2319	4.3721
Caso 2	1.0347	5.0665
Caso 3	0.7005	3.1257

Fonte: Autoria Própria (2025)

C. Perdas de Energia e Energia Suprida pela Subestação

A análise das perdas de energia foi realizada utilizando o elemento "Energymeter", do *OpenDSS*, que é associado a um elemento e é capaz de obter as perdas de energia, a máxima demanda de potência e o fluxo de energia que foram registrados na rede à jusante do elemento associado ao medidor (*Energymeter*). O medidor em questão foi instalado no segmento de linha de distribuição que está conectado à subestação do sistema e foi utilizado para registrar as perdas de energia e também a energia suprida pela subestação em cada um dos casos. Os dados obtidos foram exibidos na **Figura 31**.

Os dois casos com maiores perdas de energia foram o Caso Base e o Caso Padrão, com perdas de 3077 kWh e 2312 kWh, respectivamente. Assim, observa-se que as três estratégias avaliadas proporcionaram melhorias técnicas na rede elétrica sob esse aspecto.

Vale destacar que, ao alocar 30 usinas fotovoltaicas nos barramentos com maior densidade de carga do Caso Base — seguindo os mesmos critérios de modelagem e seleção

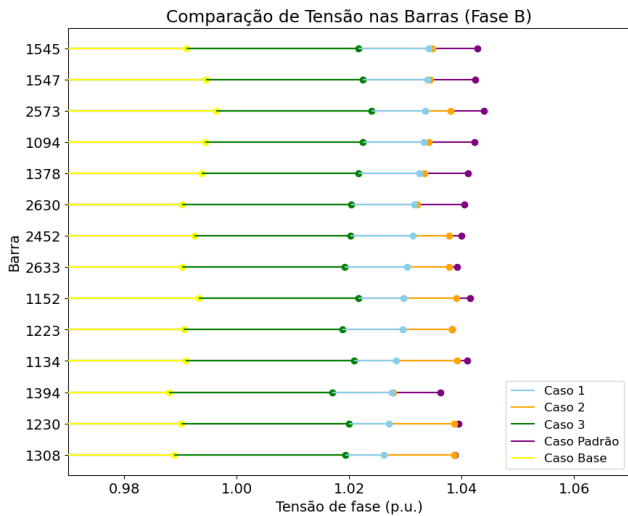


Figura 29. Tensão na Fase B das Barras. Fonte: Autor (2025)

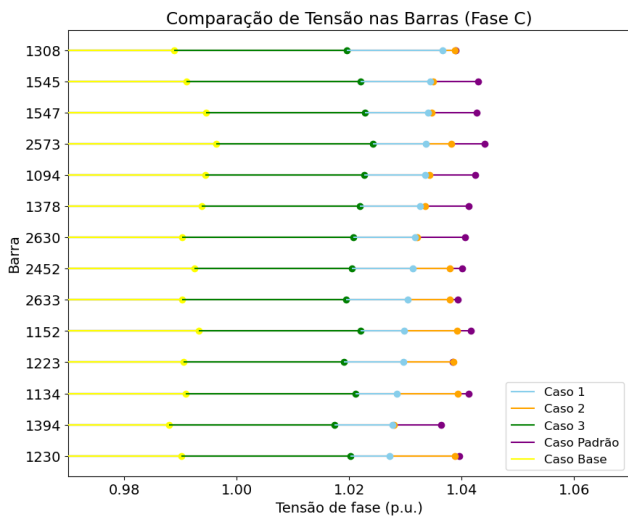


Figura 30. Tensão na Fase C das Barras. Fonte: Autor (2025)

de barras do Caso Padrão — a rede apresentou perdas de 2143 kWh, valor inferior ao do Caso Padrão (2312 kWh), em que foram instalados 90 módulos fotovoltaicos. Esse resultado indica que, no Caso Padrão, a rede elétrica pode já estar operando próxima ou além de sua capacidade de acomodação, uma vez que o acréscimo de geração fotovoltaica acabou aumentando as perdas em relação ao caso com menos módulos, prejudicando a eficiência da operação.

Em relação aos casos 1, 2 e 3, a adoção das estratégias permitiu a redução das perdas de energia do caso base em 61,36% no Caso 1, em 44,72% no Caso 2 e 37,73% no Caso 3. Em comparação, o Caso Padrão com GD reduziu as perdas em apenas 24,86%. A alocação das baterias para mitigar o fluxo reverso, estratégia testada no caso 1, produziu os melhores resultados em relação às perdas, seguidos pelos casos 2 e 3, respectivamente.

Esse resultado pode ser explicado pelo fato de que a alocação de baterias favorece o armazenamento local da energia do sistema, reduzindo perdas relacionadas ao transporte

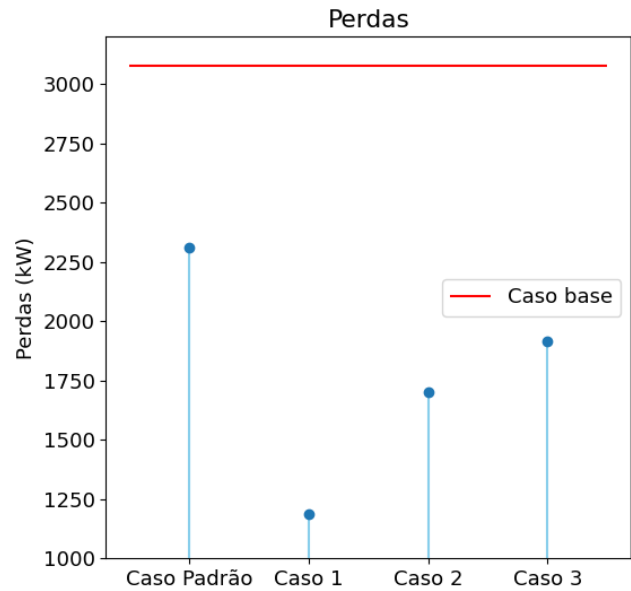


Figura 31. Perdas Técnicas da Rede em Cada Caso. Fonte: Autor (2025)

pelos linhas de distribuição e pela conversão de energia nos transformadores.

É importante ressaltar que os resultados do Caso 1 foram superiores, apesar do fato de que as baterias alocadas não puderam mitigar parte do fluxo reverso no primeiro dia em razão da configuração inicial, ou seja, é possível que a operação em regime permanente das baterias produza resultados ainda melhores.

Por fim, a análise da energia suprida revelou os dados expostos na [Tabela 5](#), que apresenta o resultado geral da simulação envolvendo os parâmetros mais importantes da operação da rede. Conforme esta análise, os casos 1, 2 e 3 reduziram a quantidade de energia que a subestação teve que suprir para a rede em relação ao Caso Base; no entanto, apenas no Caso 1 a rede elétrica demandou menos energia da subestação do que no Caso Padrão com GD. A subestação proveu à rede 42,781 MWh no Caso 1, 51,038 MWh no Caso Padrão, 81,164 MWh no Caso 2 e 81,806 MWh no Caso 3.

A conclusão lógica é que, embora a alocação de módulos fotovoltaicos tenha reduzido a quantidade de energia que a subestação precisou suprir, que era de 140,694 MWh no Caso Base, a implementação de inversores que limitam a injeção de energia para a rede, como os dos casos 2 e 3, aumenta a demanda da rede de distribuição pela energia vinda da subestação. Isso indica que o Caso 1 gerou benefícios e os casos 2 e 3 geraram prejuízo à rede em relação ao Caso Padrão com GD, uma vez que reduzir a quantidade de energia que precisa ser suprida por grandes usinas centrais de energia é um dos principais objetivos dos incentivos governamentais ao setor de energia solar.

Concluindo a análise dos resultados, observa-se que a estratégia de alocação de baterias nas barras com maiores injeções de potência — adotada no Caso 1 — foi a que proporcionou a maior redução tanto da demanda de energia pela subestação quanto das perdas técnicas na rede.

Tabela 5
PARÂMETROS DA OPERAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

Casos de estudo	Energia suprida pela subestação (kWh)	Perdas de energia (kWh)	Máximo acréscimo de tensão (%)	Energia injetada na rede (kWh)
Caso Base	140694	3077	0%	0
Caso Padrão	51038	2312	5.2416%	47737.24
Caso 1	42781	1189	4.3721%	23925.45
Caso 2	81164	1701	5.0665%	17105.15
Caso 3	81806	1916	3.1257%	21074.21

Fonte: Autoria Própria (2025)

A estratégia de *PV Curtailment* (Caso 3), que consistiu no controle da potência injetada pelos módulos fotovoltaicos com base na tensão da barra, mostrou-se a mais eficaz na mitigação das elevações de tensão, sendo, portanto, a abordagem mais eficiente na prevenção de sobretensões.

O Caso 2, por sua vez, que simulou o desempenho ideal de inversores capazes de monitorar o fluxo de potência da barra para controlar a injeção de energia, apresentou os melhores resultados na redução da energia injetada na rede. Vale ressaltar, no entanto, que o desempenho do Caso 1 nesse aspecto foi limitado pela configuração inicial da bateria.

A análise do fluxo de potência nos transformadores 70 e 28 indicou maior supressão do fluxo reverso no Caso 1, considerando apenas o período em que a bateria operou adequadamente no segundo dia. Já em relação ao fluxo na saída da subestação, os três casos apresentaram resultados semelhantes, nos quais atenuaram grande parte do fluxo reverso trifásico de 2 MW.

O fato de nenhuma estratégia ter conseguido liquidar esse fluxo levanta questionamentos sobre o tamanho dos investimentos que deveriam ser realizados caso um cenário similar a este seja verificado na prática.

V. CONCLUSÃO

A análise da operação de redes de distribuição pela ótica de estudos que analisam fluxo de carga, distorção harmônica e curto-circuito é crucial para o acompanhamento adequado da operação e da expansão desses circuitos, de modo a garantir o fornecimento adequado e confiável de energia elétrica aos consumidores. As mudanças no setor elétrico promovidas pelos recentes incentivos à geração solar instigam novos estudos como este para a análise das redes de distribuição existentes nos novos cenários que o futuro e que até mesmo o presente já projetam.

Na análise deste estudo, foi constatado que a inversão do fluxo de potência constitui um impacto relevante causado pelo aumento da penetração de energia solar fotovoltaica nas redes de distribuição. Diante disso, foram propostas três estratégias para mitigar esse fenômeno: (i) alocação de baterias; (ii) uso de inversores em sistemas *Grid Zero*, que bloqueiam a injeção de energia na rede por meio do monitoramento do fluxo de potência na barra; e (iii) implementação de inversores que controlam a potência injetada pelos módulos em função da tensão na barra.

Dentre os três cenários avaliados, a estratégia baseada na alocação de baterias apresentou os melhores resultados. Destacam-se sua alta eficácia na supressão do fluxo reverso, a redução das perdas técnicas e a diminuição significativa da demanda da rede por energia proveniente da subestação. Reduzir essa demanda implica também diminuir o consumo da energia gerada por grandes usinas centrais, o que está alinhado aos objetivos das políticas públicas de incentivo à geração distribuída.

As demais estratégias também se mostraram eficazes na mitigação de impactos da elevada penetração solar. No entanto, o desperdício do potencial de geração dos módulos fotovoltaicos — devido à limitação da potência pelos inversores — compromete a atratividade econômica dessas abordagens. Ainda assim, tais soluções podem ser úteis em contextos críticos, especialmente quando o custo do armazenamento inviabiliza a adoção de baterias.

A estratégia de *PV Curtailment* demonstrou adicionalmente potencial para ser aplicada em sistemas elétricos com ocorrência de sobretensão, apresentando resultados positivos na mitigação desse problema.

VI. ESTUDOS FUTUROS

Este trabalho em questão fornece base de apoio para futuros estudos que possam aprofundar e complementar a análise que foi realizada, visando novas contribuições ao ramo de distribuição de energia. A seguir, são listadas algumas das possibilidades.

Um novo estudo pode verificar a operação de uma rede de distribuição com cargas em média tensão, as quais possam receber a alocação de usinas fotovoltaicas para acompanhamento da operação da rede nessas condições. Considera-se que um caso como este possa ter uma maior aproximação com o observado na maioria dos alimentadores e que permita a visualização de casos ainda mais críticos do que o verificado no presente estudo.

O trabalho em questão pouco se atentou ao cálculo da viabilidade econômica das estratégias propostas, pois procurou ater-se ao desempenho operacional da rede nessas condições. Futuros trabalhos podem utilizar parâmetros de engenharia econômica, como Retorno Sobre o Investimento Ajustado (ROIA), o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback, para avaliar se as atuais condições de mercado e os custos de implementação viabilizam as estratégias propostas, considerando o retorno que elas geram com as melhorias técnicas e com a mitigação dos impactos negativos que os módulos fotovoltaicos provocam ao sistema elétrico.

Não houve neste atual estudo a implementação de um sistema de controle que permitisse simular uma operação mais fidedigna dos inversores de sistemas *Grid Zero*, visto que o foco maior era analisar os efeitos que seriam provocados na rede considerando o desempenho ideal desses equipamentos. Um novo estudo pode complementar esta ausência propondo uma implementação real programada via *Py-DSS-Interface*, a interface *Python* do *OpenDSS*, ou outro *software* que permita uma metodologia de controle mais precisa com o verificado na realidade.

Existem dois fenômenos crescentes no setor de energia elétrica considerando o ramo de fornecimento de energia: o primeiro é o crescimento da geração distribuída fotovoltaica e sua nova regulamentação, com incentivos e com o nascimento do mercado de energia; o segundo é o crescimento de cargas com alta demanda de energia, como os carregadores de carros elétricos e os *data centers*, centros de pesquisa computacional e de inteligência artificial. A maior demanda de potência desafia a infraestrutura elétrica atual, que não foi projetada para essa demanda. Um novo estudo pode aliar o potencial de geração fotovoltaica como uma alternativa a reformas generalizadas em todo o sistema elétrico.

VII. AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas que fizeram parte da minha trajetória acadêmica nessa graduação, tanto dentro da universidade quanto fora dela.

Dedico um agradecimento especial à minha família, em especial à minha irmã, Mariana Santos Pereira; e aos meus pais, Gilson Pereira da Silva e Maria Helena Siqueira dos Santos, que sempre me apoiaram de todas as formas que puderam durante esse longo percurso.

Agradeço também ao corpo docente da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação pelos ensinamentos prestados durante o curso, em especial à minha orientadora Prfa. Dra. Lina Paola Garces Negrete, que me acompanhou de perto durante este trabalho com muita paciência e prestatividade.

Por fim, agradeço aos meus colegas e amigos que passaram por essa trajetória comigo, em especial Rafael Teles Borges Sobrosa, Samuel Carvalho de Almeida, Augusto Henrique Nogueira Nunes e Frederico de Barros Moraes. Dedico também um forte agradecimento ao Vilmar Cardoso Prestes Filho, que me auxiliou muito durante meu período de iniciação científica e recentemente passou por um período difícil, mas saiu vencedor. Agradeço também ao Pedro Carlos da Conceição Gomes Arantes pela prestatividade em me ajudar nos momentos em que precisei.

REFERÊNCIAS

- [1] Organização das Nações Unidas, “Objetivos de desenvolvimento sustentável.” Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 28 mai. 2025.
- [2] Brasil, “Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022: Marco legal da geração distribuída.” Diário Oficial da União, Jan. 2022. Disponível em: [Endereço URL completo, se houver]. Acesso em: 22 jun. 2025.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012,” tech. rep., Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Apr. 2012. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-detalle/resolucao-normativa-no-482-de-17-de-abril-de-2012>. Acesso em: 22 jun. 2025.
- [4] Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 28 mai. 2025.
- [5] Agência Brasil, “Com 22% da matriz elétrica, energia solar é a 2ª maior fonte do país,” Mar. 2025. Notícia da Agência Brasil. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/meio-ambiente/noticia/2025-03/com-22-da-matriz-eletrica-energia-solar-e-a-2-maior-fonte-do-pais>.
- [6] G. F. Ferreira, “Análise da inversão do fluxo de potência em instalação elétrica industrial com geração de energia solar fotovoltaica,” 2024. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Goiás, Goiânia - GO. Disponível em: <http://repositorio.bc.ufg.br/handle/ri/26128>. Acesso em 27 mai. de 2025.

- [7] A. E. G. Junior and S. M. Silva, “Armazenadores de energia para redução de sobretensões em alimentadores de distribuição com alta penetração de geração fotovoltaica,” *UFG*, pp. 1–7, 2024. Trabalho de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG.
- [8] J. M. L.-L. Diego Jose da Silva, Edmarcio Antonio Belati and M. Pourakibari-Kasmaei3, “Optimal allocation and operation of battery energy storage systems with photovoltaic generation in modern distribution networks: A new hybrid approach,” *IET Research Journals*, 2015.
- [9] A. M. P Nayar and S. Anavatti, “Battery energy storage placement in a solar pv based distribution system,” *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2021.
- [10] M. A. Fernando M. Camilo, Rui Castro and V. F. Pires, “Assessment of overvoltage mitigation techniques in low-voltage distribution networks with high penetration of photovoltaic microgeneration,” *Institution of Engineering and Technology; Volume: 12; Issue: 6*, 2018.
- [11] S. Hasan, C. S. Tan, Toh, and C. Ling, “Reverse power flow in distribution networks: Impacts, challenges, issues, and technologies,” in *2024 IEEE 22nd Student Conference on Research and Development (SCoReD)*, pp. 19–24, 2024.
- [12] Electric Power Research Institute, *OpenDSS Manual*, 2021. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>. Acesso em: 15 jun. 2025.
- [13] G. C. B. Andrades and M. S. de Almeida Calaça, “Simulação da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica via opendss,” 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC).
- [14] J. T. Pinho and M. A. Galdino, eds., *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014. Edição revisada com apoio do Ministério de Minas e Energia (MME).
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa n°.1.000, de 20 de dezembro de 2021 – Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.” Diário Oficial da União, Dec. 2021. Entrou em vigor em 2 de janeiro de 2024. Revoga as RENS 414/2010, 470/2011, 901/2020 e outras.
- [16] P. RADATZ, “Opendss time-series: Introduction.” YouTube, Nov. 2016. Tutorial introdutório da série “OpenDSS Time-Series” (Playlist PLhdRxt3nJ8yBSb1r64NB0JS5XHInBgGa); Paulo Radatz (EPRI).
- [17] P. C. G. Arantes, “Simulação espacial da inserção de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica,” *UFG*, 2023.
- [18] “Pvlib python 0.9.4,” Dec. 2022. Acesso em: 15 jun. 2025.