UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL
CAMPUS DE ENGENHARIA E CIÊNCIAS AGRÁRIAS - CECA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BDGD INTEGRADO AO OPENDSS: UMA METODOLOGIA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS

GILVAN AUGUSTO SILVA BARBOSA

Rio Largo - AL
2025

GILVAN AUGUSTO SILVA BARBOSA

BDGD INTEGRADO AO OPENDSS: UMA METODOLOGIA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Alagoas - UFAL - Campus de Engenharia e Ciências Agrárias - CECA, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob orientação do Prof. Dsc. Igor Cavalcante Torres.

Rio Largo - AL
2025

Catalogação na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 - 1512

B238b Barbosa, Gilvan Augusto Silva.

BDGD integrado ao opendss: uma metodologia para estudos elétricos. / Gilvan Augusto Silva Barbosa. – 2025.

75 f.: il.

Orientador(a): Igor Cavalcante Torres.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Eletrica) – Graduação em Engenharia Eletrica, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2025.

Inclui bibliografia

1. BDGD. 2. Geração Distribuída. 3. OpenDSS. 4. Perfil de Tensão. 5. Rede de Distribuição. 6. Subtensão I. Título.
.

CDU: 621.3

Folha de Aprovação

Gilvan Augusto Silva barbosa

BDGD INTEGRADO AO OPENDSS: UMA METODOLOGIA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Alagoas - UFAL - Campus de Engenharia e Ciências Agrárias - CECA, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob orientação do Prof. Dsc. Igor Cavalcante Torres.

Data de aprovação: 30/05/2025

Documento assinado digitalmente
gov.br
IGOR CAVALCANTE TORRES
Data: 16/06/2025 20:37:16-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dsc. Igor Cavalcante Torres - Orientador
UFAL/Campus de Engenharia e Ciências Agrárias

Documento assinado digitalmente
gov.br
WELLINSILVIO COSTA DOS SANTOS
Data: 16/06/2025 13:44:18-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dsc. Wellinsílvio Costa dos Santos - Examinador 1
UFAL/Centro de Tecnologias

Documento assinado digitalmente
gov.br
ALLAN DAVID DA COSTA SILVA
Data: 16/06/2025 14:57:55-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Msc. Allan David da Costa Silva - Examinador 2
UFAL/Campus de Engenharia e Ciências Agrárias

AGRADECIMENTOS

A princípio, agradeço a Deus, por ter guiado meus passos ao longo desta caminhada, sustentando-me nos momentos de dificuldade e permitindo que eu chegasse até aqui com sabedoria e saúde. Sem Sua presença em minha vida, nenhuma das conquistas alcançadas teria sido possível.

Agradeço à minha família, que sempre esteve ao meu lado com amor e apoio incondicional. Em especial, à minha mãe, Lúcia Arcanjo, exemplo de força e responsabilidade, que enfrentou inúmeros desafios para que eu tivesse as melhores oportunidades. Sua dedicação e seus conselhos foram fundamentais em cada etapa da minha jornada. Sua alegria contagiante, empatia e profissionalismo continuarão sendo inspiração para mim. Ao meu irmão, Fábio Barbosa, agradeço por me ensinar, com o exemplo, o valor da paciência, da resiliência e da perseverança diante das adversidades.

À minha noiva, Mickaelle Santos, minha companheira de todos os dias, agradeço pelo amor, compreensão e incentivo constante. Sua presença me trouxe equilíbrio e motivação nos momentos mais difíceis, e sua confiança em mim foi essencial para que eu continuasse.

Sou também muito grato aos meus colegas de turma, que ao longo desses anos foram mais que companheiros de estudo, foram verdadeiros parceiros. Compartilhamos dúvidas, superações e vitórias. Obrigado por tornarem esse percurso mais leve e significativo.

Ao meu orientador, Igor Torres, minha sincera gratidão não apenas pelo conhecimento técnico e científico transmitido, mas também pela amizade, incetivo e orientação. Sua confiança no meu trabalho fez diferença na minha formação.

Agradeço, ainda, a todos os professores que fizeram parte da minha trajetória acadêmica, que se dedicaram para minha formação profissional e humana. Um agradecimento especial aos professores Leonardo Faustino, Allan David e Alana Kelly, cujas aulas, conselhos e exemplos levarei comigo para sempre.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho, deixo aqui minha mais sincera gratidão.

RESUMO

A qualidade da tensão em redes de distribuição é um dos principais indicadores de desempenho técnico do sistema elétrico, sendo diretamente afetada por fatores como a distância do alimentador, o carregamento dos transformadores e a penetração de Geração Distribuída. Neste trabalho, apresenta-se uma avaliação de uma rede de distribuição real, localizada em uma área urbana de alta densidade, com o objetivo de identificar a ocorrência de níveis de subtensão e propor estratégias para mitigação do problema. Com a utilização de dados da Base de Dados Georreferenciada do Distribuidor e o software *OpenDSS*, foram simuladas as condições operativas da rede e aplicadas ações corretivas, visando a melhoria do perfil de tensão. A metodologia adotada permitiu analise técnica do comportamento da rede em diferentes cenários, destacando a importância da modelagem para definição de soluções compatíveis com as particularidades locais do sistema.

Palavras-chave: BDGD, Geração Distribuída, *OpenDSS*, Perfil de Tensão, Rede de Distribuição, Subtensão.

ABSTRACT

Voltage quality in distribution networks is one of the main technical performance indicators of electrical systems and is directly affected by factors such as feeder length, transformer loading, and the level of Distributed Generation. This work presents an evaluation of a real distribution network located in a high-density urban area, aiming to identify the occurrence of undervoltage levels and propose mitigation strategies. Using data from the Geographic Database of the Distributor and the OpenDSS software, the operating conditions of the network were simulated and corrective actions were applied to improve the voltage profile. The adopted methodology enabled a technical analysis of the network behavior under different scenarios, highlighting the importance of detailed modeling to define solutions compatible with the local characteristics of the system.

Keywords: Undervoltage, Voltage Profile, Distribution Network, Distributed Generation, *OpenDSS*, BDGD.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema elétrico de potência. 17
Figura 2 – Representação de barra do sistema. 22
Figura 3 – Modelo de linha curta. 23
Figura 4 – Modelo de linha média. 24
Figura 5 – Modelo equivalente de uma linha longa. 24
Figura 6 – Modelo do transformador ideal. 25
Figura 7 – Modelo do transformador real. 26
Figura 8 – Modelo simplificado do transformador. 26
Figura 9 – Representação gráfica do circuito STMC7. 30
Figura 10 – Perfil de radiação solar ao longo do dia. 33
Figura 11 – Perfil de temperatura ao longo do dia. 33
Figura 12 – Perfil de tensão do circuito STMC7. 39
Figura 13 – Potência fornecida e perdas do alimentador ao longo do dia. 39
Figura 14 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt. 41
Figura 15 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1184425_bt. 41
Figura 16 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022467. . . . 42
Figura 17 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022467. . . 42
Figura 18 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt. 43
Figura 19 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1163635_bt. 43
Figura 20 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1018564. . . . 44
Figura 21 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1018564. . . 44
Figura 22 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt. 45
Figura 23 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1185042_bt. 45
Figura 24 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022731. . . . 46
Figura 25 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022731. . . 46
Figura 26 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt. 47
Figura 27 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1183406_bt. 47
Figura 28 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022254. . . . 48
Figura 29 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022254. . . 48
Figura 30 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt. 49
Figura 31 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1184086_bt. 49
Figura 32 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022392. . . . 50
Figura 33 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022392. . . 50
Figura 34 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt. 51
Figura 35 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1184086_bt. 52
Figura 36 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022332. . . . 52

Figura 37 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022332. . . 53
Figura 38 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1182437_bt. 53
Figura 39 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1182437_bt. 54
Figura 40 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1021917. . . 54
Figura 41 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1021917. . . 55
Figura 42 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1180755_bt. 55
Figura 43 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1180755_bt. 56
Figura 44 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1021898. . . 56
Figura 45 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1021898. . . 57
Figura 46 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt após ajuste de tap. 59
Figura 47 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022332 após ajuste de tap. 59
Figura 48 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1182437_bt após ajuste de tap. 60
Figura 49 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1021917 após ajuste de tap. 61
Figura 50 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt. 63
Figura 51 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt. 63
Figura 52 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt. 64
Figura 53 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt. 64
Figura 54 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt. 65
Figura 55 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt. 65
Figura 56 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt. 66
Figura 57 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt. 66
Figura 58 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt. 67
Figura 59 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt. 67
Figura 60 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt. 68
Figura 61 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt. 68
Figura 62 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1180755_bt. 69
Figura 63 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt. 70
Figura 64 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt. 70
Figura 65 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt. 71
Figura 66 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt. 71
Figura 67 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt. 72
Figura 68 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt. 72
Figura 69 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1182437_bt. 73
Figura 70 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1180755_bt. 73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Entidades geográficas da BDGD. 19
Tabela 2 – Entidades não geográficas da BDGD. 20
Tabela 3 – Tipos de barras. 22
Tabela 4 – Resumo do alimentador STMC7. 29
Tabela 5 – Categorias de subtensão e sobretensão. 35
Tabela 6 – Faixas de classificação de tensões em regime permanente. 35
Tabela 7 – Resumo de transformadores sobrecarregados do STMC7. 38
Tabela 8 – Resumo de inserção de GD nos transformadores do STMC7. 62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
GD	Geração Distribuída
IOT	Internet of Things
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

VA	Volt Ampère
V	Volts
W	Watts

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14

1.1 Objetivos 14

1.1.1 Geral 14

1.1.2 Específicos 15

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 16

2.1 Sistema de Distribuição Brasileiro 16

2.1.1 Base de dados georreferenciada da distribuidora 18

2.1.2 Geração distribuída 20

2.1.3 Principais elementos de redes elétricas 21

2.1.3.1 Barra 21

2.1.3.2 Gerador 22

2.1.3.3 Linha 23

2.1.3.4 Transformador 24

2.1.3.5 Carga 26

2.2 *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* 27

2.2.1 Fluxo de potência 28

3 MATERIAL E MÉTODOS 29

3.1 Estudo de caso 29

3.2 Modelagem dos elementos da rede real 30

3.3 Classificação de subtensões e sobretensões 34

3.4 Cenários de simulação 36

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO 37

4.1 Análise técnica do alimentador 37

4.1.1 Análise do perfil de tensão 40

4.2 Alternativas para mitigação da subtensão 58

4.2.1 Ajuste de tap 58
4.2.2 Alocação de GD 61
4.2.3 Cenário 1: 25% de inserção 62
4.2.4 Cenário 2: 50% de inserção 65
4.2.5 Cenário 3: 100% de inserção 69
4.2.6 Outras alternativas 74
5 CONCLUSÃO 75
REFERÊNCIAS 76

1 INTRODUÇÃO

O avanço da geração distribuída, principalmente através da fonte solar fotovoltaica, tem impactado significativamente a operação das redes de distribuição. Impulsionado por marcos regulatórios como as Resoluções Normativas nº 482/2012, 687/2015 e 1000/2021 da ANEEL, esse crescimento trouxe consigo desafios técnicos relacionados à integração segura e eficiente desses geradores ao Sistema Elétrico de Potência (SEP). Em especial, as redes de média e baixa tensão passaram a ser observadas com maior atenção devido ao aumento da complexidade operativa causada pela variabilidade da geração e pelos novos perfis de consumo.

Com o objetivo de auxiliar o planejamento e a operação dessas redes, ferramentas computacionais como o *OpenDSS* têm sido utilizadas em estudos elétricos. No entanto, a eficácia desses estudos depende diretamente dos dados de entrada e da precisão na modelagem das redes reais. Nesse contexto, a integração da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) com o *OpenDSS* representa uma oportunidade para desenvolver metodologias mais eficazes e aplicáveis ao SEP brasileiro.

Assim, este trabalho propõe uma metodologia por meio da modelagem de um alimentador real utilizando dados provenientes da BDGD e a realização de simulações de fluxo de potência para determinar o estado da rede. O estudo foi conduzido com o intuito de avaliar subtensões ao longo da rede, estimar perdas de potência e propor medidas técnicas para mitigar os problemas encontrados. A partir de uma abordagem baseada em dados reais e resolução temporal de 15 minutos, realizou-se uma análise detalhada da rede de distribuição em condições de operação realista, contribuindo com ferramentas e metodologias aplicáveis tanto à pesquisa quanto à prática profissional.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Geral

Realizar a modelagem e a simulação de um alimentador de distribuição, a fim de avaliar suas condições operacionais.

1.1.2 Específicos

- Realizar a modelagem de um alimentador real a partir da BDGD;
- Realizar simulações de fluxo de potência;
- Avaliar as subtensões e sobretensões ao longo da rede;
- Avaliar as perdas de demanda;
- Propor medidas para mitigar problemas operacionais;

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

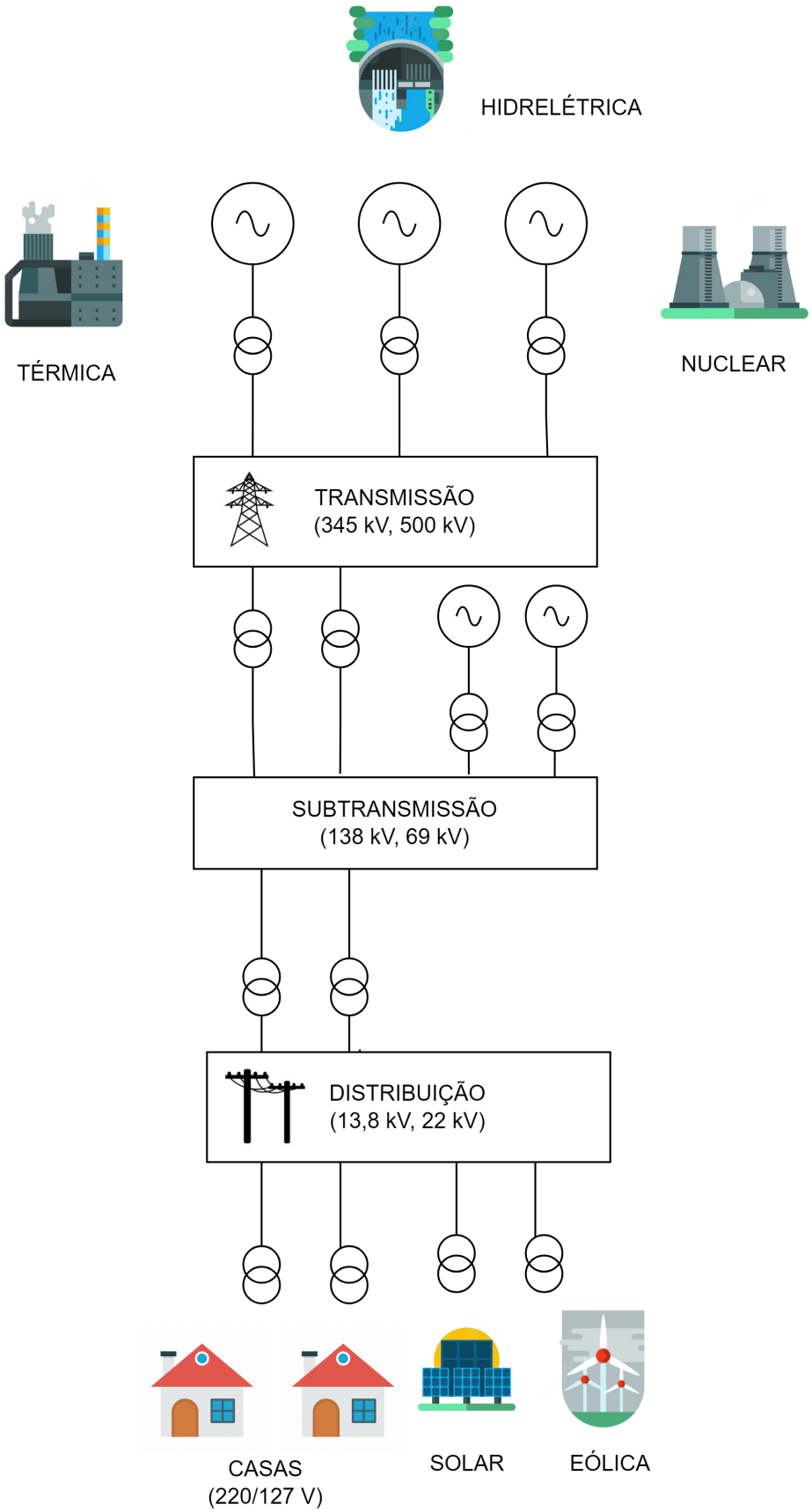
2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

O SEP brasileiro possui alta inserção das fontes de energia renováveis em sua matriz, além disso, trata-se de um sistema extenso com aproximadamente 186 mil km em linhas de transmissão ativas, segundo os dados abertos do ONS. O sistema de distribuição elétrico é considerado um subsistema do SEP, conforme apresentado na Figura 1 ilustra a subdivisão do sistema. Os dados da revista PAR/PEL, divulgados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (2024), afirmam que a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) possui 33,4 GW em capacidade instalada. Devido a essa alta inserção da Geração Distribuída (GD) desafios técnicos surgem, principalmente, na área de qualidade de energia elétrica.

Os métodos tradicionais de monitoramento são insuficientes para a crescente complexidade das redes de distribuição urbanas. Alguns trabalhos propõem a utilização de sistema de medição baseados em *Internet of things* (IOT) (HE et al., 2024), porém como a instrumentação de todas as redes de distribuição do Brasil é economicamente ineficiente foram desenvolvidas outras soluções, como algoritmos de fluxo de potência temporais (Quase-Static) que permitem a análise da estabilidade e operação de redes de distribuição com GD e reguladores de tensão (SURESH et al., 2023).

A utilização de algoritmos de fluxo de potência só é eficaz quando todos os elementos da rede (equivalente thevenin, condutores, transformadores, cargas, geradores etc.) são conhecidos. Anualmente, a ANEEL disponibiliza a Base de Dados Georreferenciada da Distribuidora (BDGD), isso possibilita a modelagem de redes de distribuição reais.

Figura 1 – Sistema elétrico de potência.



Fonte: Melo (2023).

2.1.1 Base de dados georreferenciada da distribuidora

A BDGD é composta por conjunto de informações que tem como objetivo representar redes, estruturas, equipamentos, consumidores, geradores dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) (ANEEL, 2021b).

A estrutura da BDGD é dividida em dois tipos de informações, definidas como Entidades Geográficas, Tabela 1, e Entidades Não Geográficas, Tabela 2.

Em conjunto, as entidades geográficas e não geográficas da BDGD fornecem todas as informações necessárias para a modelagem das redes de distribuição de energia elétrica. As entidades geográficas possuem coordenadas espaciais, permitindo sua visualização gráfica em *softwares* de geoprocessamento, como ArcGIS e QGIS, o que facilita a visualização da rede elétrica. Já as entidades não geográficas representam dados técnicos e operacionais que complementam a modelagem, fornecendo informações sobre equipamentos, circuitos, cargas e demais elementos das redes.

Tabela 1 – Entidades geográficas da BDGD.

Sigla	Nome
ARAT	Área de Atuação
CONJ	Conjunto
SUB	Subestação
UCBT	Unidade Consumidora de Baixa Tensão
UCMT	Unidade Consumidora de Média Tensão
UCAT	Unidade Consumidora de Alta Tensão
UGBT	Unidade Geradora de Baixa Tensão
UGMT	Unidade Geradora de Média Tensão
UGAT	Unidade Geradora de Alta Tensão
PONNOT	Ponto Notável
SSDBT	Segmento do Sistema de Distribuição Baixa Tensão
SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição Média Tensão
SSDAT	Segmento do Sistema de Distribuição Alta Tensão
UNCRBT	Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão
UNCRMT	Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão
UNCRAT	Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão
UNREMT	Unidade Reguladora de Média Tensão
UNREAT	Unidade Reguladora de Alta Tensão
UNSEBT	Unidade Seccionadora de Baixa Tensão
UNSEMT	Unidade Seccionadora de Média Tensão
UNSEAT	Unidade Seccionadora de Alta Tensão
UNTRAT	Unidade Transformadora de Alta Tensão
UNTRMT	Unidade Transformadora de Média Tensão

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b)

Tabela 2 – Entidades não geográficas da BDGD.

Sigla	Nome
RAMLIG	Ramal de Ligação
CTAT	Circuito de Alta Tensão
CTMT	Circuito de Média Tensão
BAR	Barramento
EQME	Equipamento Medidor
EQRE	Equipamento Regulador
EQSE	Equipamento Seccionador
EQTRAT	Equipamento Transformador de Alta Tensão
EQTRMT	Equipamento Transformador de Média Tensão
EQTRM	Equipamento Transformador de Medida
EQCR	Equipamento Compensador de Reativo
BAY	Bay
SEGCON	Segmento Condutor
BASE	Base
PIP	Ponto de Iluminação Pública
BE	Balanço de Energia
EP	Energia Passante
PT	Perda Técnica
PNT	Perda Não Técnica
CRVCRG	Curva de Carga

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b)

2.1.2 Geração distribuída

A GD é definida como produção de eletricidade em locais próximos ao consumo por meio da utilização de tecnologias renováveis e não renováveis tais como microturbinas, turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos (BELRZAEG et al., 2023).

SDEE que possuem GD tem a possibilidade de oferecer um aumento na eficiência dos sistemas e na confiabilidade do sistema (POTTER; ROSINSKI, 2023). Em microrredes (MGs) a inserção da GD possibilita a utilização de sistemas de controle, permitindo que esses sistemas funcionem de forma independente, mesmo que com haja faltas a montante desse SDEE (BELRZAEG et al., 2023).

No entanto, a integração da GD apresenta desafios, incluindo problemas de qualidade de energia e questões de estabilidade devido ao fluxo bidirecional de eletricidade (RAJAMANICKAM et al., 2023). A alta inserção de geradores distribuídos nos SDEE pode resultar em aumentos de tensão que ultrapassam os limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST, especialmente quando a penetração excede 40% da capacidade de carga. Isso pode provocar reversão no fluxo de potência e ocasionar um aumento nas perdas de energia (ABAYOMI; NNACHI, 2024).

A fim de mitigar os impactos da alta penetração da GD nos SDEE, a ANEEL elaborou o manual de instruções de estudos de inversão de fluxo baseados na Resolução Normativa nº 1000 de 2020, que introduz diretrizes para evitar problemas decorrentes do fluxo inverso de potência. Esse manual busca padronizar os critérios de conexão da GD, estabelecendo limites técnicos para a injeção de energia na rede e exigindo estudos de impacto, baseados na BDGD, antes da aprovação de novas conexões.

2.1.3 Principais elementos de redes elétricas

2.1.3.1 Barra

O elemento barra é um ponto de conexão onde múltiplos componentes do sistema, como geradores, transformadores, linhas e cargas, se interligam. De acordo com Melo (2023), esse elemento pode ser classificado das seguinte maneiras:

1. Barra de referência: Essa barra é utilizada como referência angular do sistema. Nela, são fixados os valores de tensão (V_k) e o angulo de fase (θ_k), que, por convenção é tomado como zero grau. Portanto para essa barra se calculam os valores de potência ativa (P_k) e reativa (Q_k).

2. Barra de geração: São aquelas onde a potência ativa (P_k) e a amplitude da tensão (V_k) são conhecidas. Com essas informações, são determinadas a potência reativa (Q_k) e o angulo de fase (θ_k)

3. Barra de carga: Nessas barras, as potências ativa (P_k) e reativa (Q_k) são conhecidas. Com isso é possível estabelecer os valores de tensão (V_k) e o angulo de fase (θ_k).

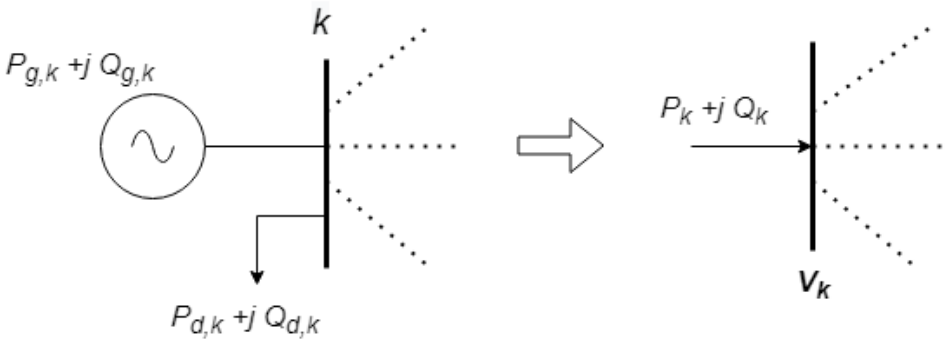
A Tabela 3 apresenta, para cada tipo de barra os valores conhecidos e os valores calculados (MELO, 2023). Já na Figura 2, ilustra-se o esquemático de uma barra genérica de um sistema elétrico.

Tabela 3 – Tipos de barras.

Tipos de barras	Valores especificados	Valores calculados
Carga (barra PQ)	$P_K\ Q_K$	$V_K\ \theta_K$
Geração (barra PV)	$P_K\ V_K$	$Q_K\ \theta_K$
Referência (barra Vθ)	$V_K\ \theta_K$	$P_K\ Q_K$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b)

Figura 2 – Representação de barra do sistema.



Fonte: Melo (2023).

2.1.3.2 Gerador

Segundo Chapman (2013), o gerador é uma máquina elétrica rotativa que converte energia mecânica em elétrica. Contudo, no cenário atual, os geradores fotovoltaicos fogem a essa definição, pois convertem a energia solar em energia elétrica

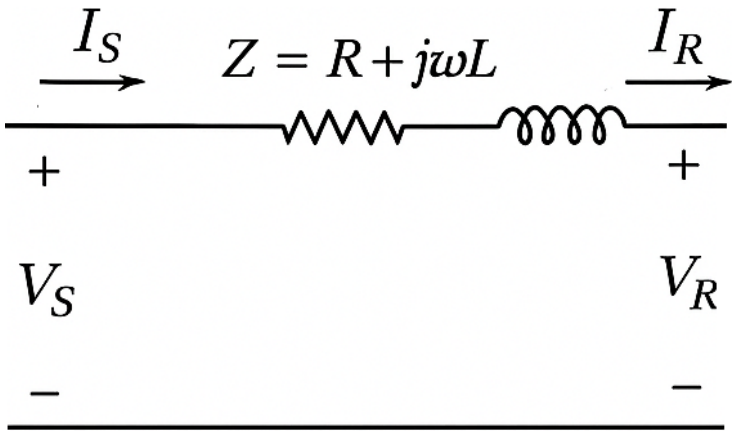
por meio do efeito fotovoltaico, sem a necessidade de qualquer conversão mecânica no processo. Dessa forma, pode-se classificar os geradores como equipamentos que convertem energia, de qualquer fonte, em energia elétrica.

2.1.3.3 Linha

A linha é o componente responsável pelo transporte de energia elétrica. De acordo com Jr. (1986), podem ser classificadas de acordo com seu comprimento em:

1. Linha curta: São aquelas com extensão de até 80 km. Nessas linhas, os efeitos capacitivos são normalmente desprezíveis, permitindo uma modelagem simplificada com apenas a resistência e a reatância indutiva da linha (Figura 3).

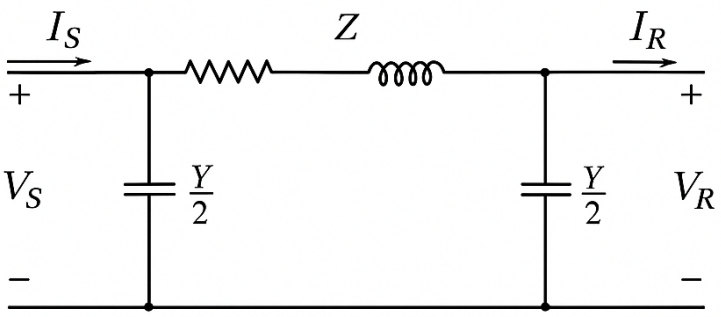
Figura 3 – Modelo de linha curta.



Fonte: Adptado de Jr. (1986).

2. Linha média: Compreendem distâncias entre 80 km e 240 km. Para essas linhas, já é necessário considerar a capacitância, sendo utilizadas modelagens com o circuito T ou π nominal (Figura 4).

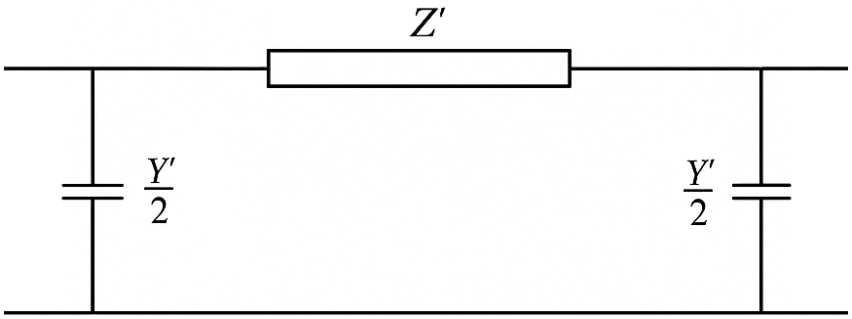
Figura 4 – Modelo de linha média.



Fonte: Adptado de Jr. (1986).

3. Linha longa: Possuem extensão superior a 240 km. Nesses casos, os efeitos capacitivos são significativos, sendo necessário utilizar o modelo do circuito T ou π a parâmetros distribuídos (Figura 5).

Figura 5 – Modelo equivalente de uma linha longa.



Fonte: Adptado de Jr. (1986).

2.1.3.4 Transformador

O transformador é um equipamento elétrico responsável por adequar os níveis de tensão em circuitos de corrente alternada (CA) sem modificar a frequência da rede (CHAPMAN, 2013). Segundo Chapman (2013), transformadores podem ser modelados das seguintes formas:

Modelo ideal: é um modelo teórico no qual se assumem bobinas perfeitamente acopladas (Figura 6), sem perdas elétricas ou magnéticas. Ou seja, os enrolamentos possuem resistência desprezível, o núcleo tem permeabilidade infinita e o fluxo magnético é completamente acoplado entre os enrolamentos. As equações que regem esse

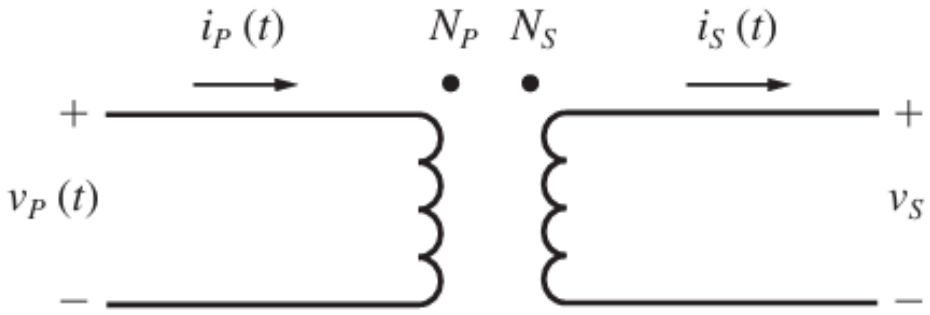
modelo são:

$$V_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}, \quad V_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \tag{1}$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a, \quad \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a} \tag{2}$$

Onde V_1 e V_2 são as tensões nos enrolamentos primário e secundário, N_1 e N_2 representam o número de espiras, ϕ é o fluxo magnético e I_1 e I_2 são as correntes dos enrolamento primário e secundário.

Figura 6 – Modelo do transformador ideal.



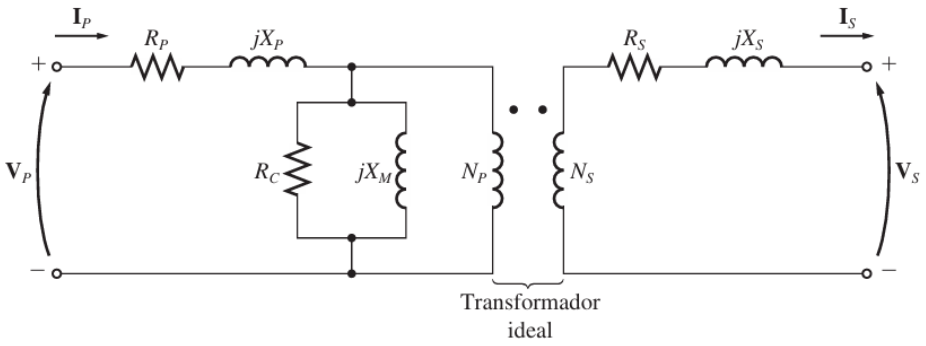
Fonte: Chapman (2013).

Modelo Real: Esse modelo (Figura 7) apresenta as perdas do transformadores reais. As perdas nesse elemento podem ser divididas em:

- Perdas ôhmicas: Decorrentes da resistência elétrica dos enrolamentos, que causam dissipação de calor.
- Perdas no núcleo: Incluem perdas por histerese (relacionadas ao ciclo de magnetização do material ferromagnético) e por correntes parasitas (geradas pela indução eletromagnética no núcleo).
- Fluxo disperso: Parte do fluxo magnético gerado pelo enrolamento primário não se acopla ao secundário, reduzindo a eficiência.

Para computar essas perdas, o circuito equivalente do transformador real inclui: resistências e nos enrolamentos primário e secundário, reatâncias de dispersão e um ramo *shunt*.

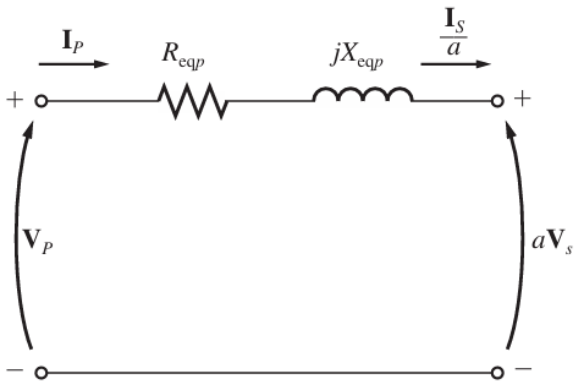
Figura 7 – Modelo do transformador real.



Fonte: Chapman (2013).

Modelo simplificado: Esse modelo (Figura 8) desconsidera o ramo paralelo de magnetização, mantendo apenas as resistências e reatâncias dos enrolamentos. Esse modelo é utilizado em estudos de curto-circuito, análise de carregamento e fluxo de potência.

Figura 8 – Modelo simplificado do transformador.



Fonte: Chapman (2013).

2.1.3.5 Carga

O elemento carga é responsável por representar o consumo de energia ativa ou reativa em um sistema elétrico. Segundo Silva (2021), as cargas podem ser classificadas de acordo com suas características elétricas e dinâmicas da seguinte forma:

- Modelo de Impedância Constante: Nesse modelo, a carga se comporta como uma impedância fixa, ou seja, a potência consumida varia proporcionalmente ao quadrado da tensão em seus terminais.

- Modelo de Potência Constante: As cargas desse tipo mantêm um consumo de potência constante, independentemente das variações de tensão em seus terminais.

- Modelo de Corrente Constante: Nesse modelo, a corrente absorvida pela carga permanece inalterada, independemente da tensão de alimentação em seus terminais.

- Modelo ZIP: Esse modelo combina as características dos três anteriores, fornecendo um modelo mais complexo para representar blocos de cargas em sistemas elétricos. Ele considera que uma carga é composta por elementos de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P).

2.2 *OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR (OPENDSS)*

O *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* é um *software* desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) para simulação e análise de redes de distribuição elétrica. Nele é possível modelar sistemas de potência para realizar estudos elétricos, como fluxo de potência, curto-circuito, análise de qualidade de energia, impacto de GD (MASIC et al., 2025) e otimização do sistema elétrico. No Brasil, a adoção do *OpenDSS* foi impulsionada pela publicação da nota técnica da ANEEL nº 0057/2014–SRD/ANEEL, que o definiu como o *software* para cálculos de perdas técnicas. A modelagem da rede nesse *software* é realizada por meio de linhas de código no formato *.dss*, facilitando a construção de modelos com dados de fontes externas, como a BDGD.

Uma das principais vantagens do *OpenDSS* é sua capacidade de integração com outras ferramentas, como *Python*, *MATLAB®*, C, R e *Excel®*, permitindo a automação de processos e a análise de grandes volumes de dados.

2.2.1 Fluxo de potência

O estudo do fluxo de potência em sistemas de distribuição é necessário para avaliar o desempenho do sistema elétrico. Embora o *OpenDSS* não seja tradicionalmente classificado como um *software* de fluxo de potência, ele permite a análise de sistemas elétricos. As duas principais de solução do fluxo de potência possíveis dentro do *OpenDSS* são a solução iterativa, na qual cargas e GD são tratados como fontes de injeção de potência, e a solução direta, onde esses elementos são representados como admitâncias no sistema. Os métodos iterativos disponíveis incluem o modo de injeção de corrente normal, o método de Newton e o *N-Node Current Injection Method* (NCIM) (EPRI, 2024).

Outro diferencial do *OpenDSS* é sua capacidade de operar em diferentes modos de simulação, como *Snapshot*, *Daily*, *Dutycycle* e Monte Carlo, permitindo análises do comportamento da rede sob diferentes condições operacionais (EPRI, 2024). A flexibilidade do *OpenDSS* se destaca em simulações de longo prazo, onde a solução do fluxo de potência é ajustada a cada passo de tempo. Esse recurso pode ser utilizado para estudos de eficiência energética, de impactos da GD e planejamento de redes.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Um resumo da metodologia utilizada no desenvolvimento do TCC é apresentado neste capítulo.

3.1 ESTUDO DE CASO

Para este trabalho, foi selecionado um alimentador real da concessionária Equatorial Energia Alagoas: o STMC7 (Circuito 7 Stella Maris). Sua modelagem abrange a subestação de 69 kV Stella Maris, redes de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), transformadores, consumidores em MT, BT e PIP, além de geradores distribuídos. A construção do modelo foi baseada nos dados da BDGD.

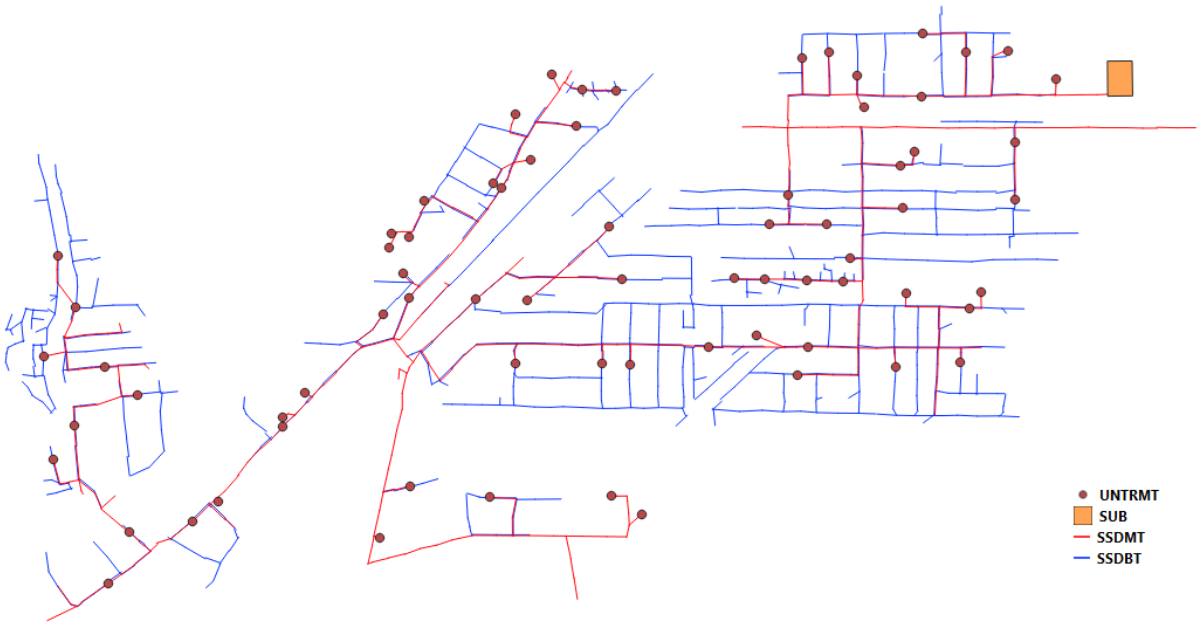
O alimentador STMC7 atende 5.484 consumidores em BT, 12 em MT e 800 Pontos de Iluminação Pública (PIP), além de contar com 74 transformadores e 128 geradores distribuídos, todos fotovoltaicos. A Tabela 4 apresenta um resumo das principais características desse sistema. Já a Figura 9 apresenta uma visualização gráfica do circuito.

Tabela 4 – Resumo do alimentador STMC7.

Descrição	Quantidade
Consumidores BT	5.484
Consumidores MT	12
Pontos de iluminação	800
Transformadores	74
Geradores distribuídos	128

Fonte: Autoria Própria (2025).

Figura 9 – Representação gráfica do circuito STMC7.



Fonte: Autoria Própria (2025).

A BDGD disponibiliza informações sobre as potências médias de cargas e de geração de energia a cada intervalo de 15 minutos. Com base nesses dados, será realizada uma análise diária do comportamento do sistema, permitindo uma avaliação mais precisa da operação e desempenho do alimentador ao longo do tempo.

3.2 MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA REDE REAL

Os primeiros elementos modelados foram os condutores, uma vez que o *OpenDSS* requer um arquivo *linecode* contendo parâmetros como número de fases, resistência e reatância em função da distância. Para isso, utilizaram-se os dados da entidade SEGCON da BDGD, a partir da qual foram identificadas as colunas correspondentes ao código do condutor, resistência e reatância indutiva positiva. Com essas informações, foi possível gerar o arquivo *linecode* com os parâmetros necessários para a modelagem das linhas.

Com o *linecode* definido, a modelagem das linhas de MT e BT foi realizada utilizando os dados das entidades SSDMT e SSDBT. O processo envolveu a definição da barra inicial, considerando a saída da subestação de distribuição para a rede de MT

e o secundário do transformador para a rede de BT. Além disso, foram identificados os diferentes caminhos da rede e armazenadas informações como código do trecho, código do condutor, número de fases e comprimento. A partir desses dados, foi possível representar as linhas no *OpenDSS* de forma consistente com a estrutura do sistema elétrico analisado.

A modelagem dos transformadores foi baseada nas entidades UNTRMT, UNSEMT e SSDMT. Inicialmente, foi realizada a identificação do ponto de acoplamento primário dos transformadores na entidade UNTRMT, seguida da determinação da barra correspondente a esses pontos nas entidades UNSEMT e SSDMT. Além disso, foram verificadas e incorporadas as informações técnicas dos transformadores, incluindo código do equipamento, potência total, perdas no ferro, perdas totais e reatância percentual (Xhl), garantindo uma modelagem precisa desse componente essencial da rede.

A representação das curvas de carga, fundamental para a análise temporal do comportamento das cargas no sistema, foi realizada a partir dos dados da entidade CRVCRG. Inicialmente, foram verificadas as curvas disponíveis, seguidas da normalização dos valores com base no maior valor de cada tipo de dia, considerando dias úteis (DU), sábados (SA) e domingos e feriados (DO). A partir desse processamento, gerou-se um arquivo *loadshape* com valores por unidade (pu), permitindo uma representação adequada da variação da carga ao longo do tempo no *OpenDSS*.

Com as curvas de carga definidas, a modelagem das cargas no *OpenDSS* foi realizada por meio da função kWh, que converte valores de energia em cargas de potência constante, variando ao longo do dia conforme o *loadshape* correspondente. Esse processo incluiu a definição das barras de conexão das cargas a partir das entidades UCBT, UCMT e PIP, bem como o cálculo da distribuição proporcional da energia consumida para cada tipo de dia. Além disso, foram verificadas informações como código do tipo de carga, número de fases e associação ao respectivo *loadshape*, assegurando que a modelagem das cargas refletisse as condições do sistema elétrico.

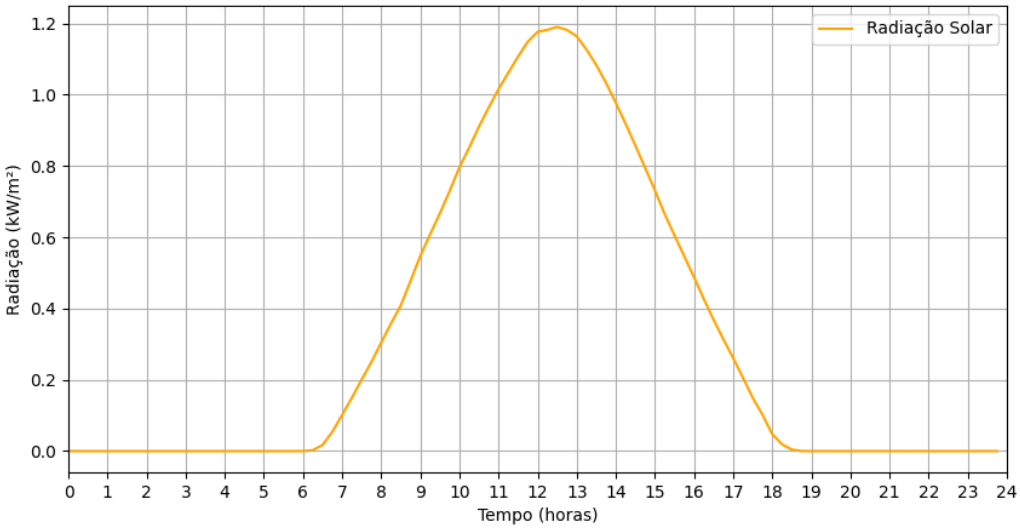
A modelagem da GD foi realizada com base nas informações dos códigos

dos geradores e das barras de conexão presentes na BDGD, nas entidades UGBT e UGMT. Inicialmente, foi realizada a identificação do código do gerador e da barra à qual o mesmo estava conectado, a partir dos dados disponibilizados nessas entidades. A partir dessas informações, foi possível definir o ponto de acoplamento da geração distribuída ao sistema elétrico analisado.

Subsequentemente, foi efetuada uma consulta ao banco de dados aberto de empreendimentos de Geração Distribuída, fornecido pela ANEEL, com o objetivo de determinar a potência instalada de cada gerador, expressa em kWp, bem como a potência nominal dos inversores, em kW.

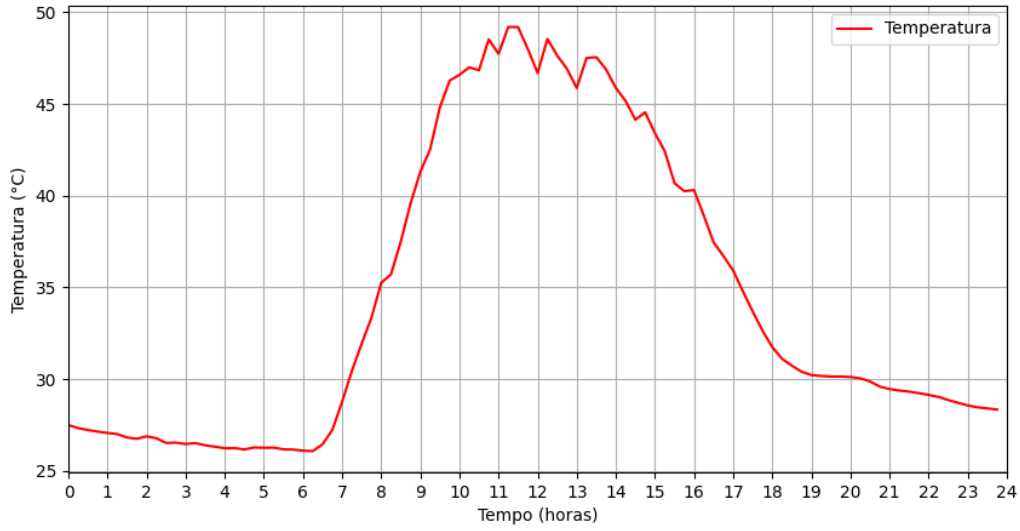
Adicionalmente, para representar o comportamento temporal da geração de energia, foram elaborados *loadshapes* de radiação solar (Figura 10) e temperatura (Figura 11) com base em dados monitorados por uma estação meteorológica real, localizada na área da BDGD contemplada neste estudo. Em Torres et al. (2021), é apresentado um estudo exploratório sobre os dados climatológicos utilizados na construção desses *loadshapes*. A partir dessa análise, foram selecionados dias de céu claro e suas respectivas temperaturas, o que permitiu a realização de simulações realistas em condições de carregamento máximo. Nesse contexto, foi possível avaliar o impacto da GD no alimentador, considerando a influência da geração fotovoltaica nas perdas e na qualidade da tensão em pontos específicos do alimentador analisado.

Figura 10 – Perfil de radiação solar ao longo do dia.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Figura 11 – Perfil de temperatura ao longo do dia.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Com as curvas de radiação e temperatura devidamente definidas e as potências dos geradores especificadas, foi possível integrar a GD ao modelo do sistema elétrico no *OpenDSS*.

3.3 CLASSIFICAÇÃO DE SUBTENSÕES E SOBRETENSÕES

Para a tomada de decisão no planejamento e operação do sistema elétrico, este trabalho propõe a utilização de dois indicadores qualitativos denominados tipo de subtensão e tipo de sobretensão, que visam categorizar a ocorrência do fenômeno com base em suas prováveis causas.

As subtensões em regime permanente foram categorizadas em: sistêmica e transitória. As subtensões sistêmicas são consideradas inerentes ao sistema elétrico, estando diretamente relacionadas ao arranjo do sistema e a características operacionais, como sobrecargas, desequilíbrios de carga, ajustes inadequados dos tap's dos transformadores, entre outros fatores. Essas ocorrências tendem a apresentar um padrão temporal recorrente, que pode ser observado por meio de estudos de fluxo de potência.

Por outro lado, as subtensões transitórias estão associadas a eventos inesperados, tais como curtos-circuitos, falta de fase e outros distúrbios transitórios que afetam temporariamente a tensão no sistema. Diferentemente da outra categoria, essas subtensões não apresentam um padrão cíclico e podem ser indicativas de falhas localizadas na rede elétrica.

De forma análoga, as sobretensões também podem ser classificadas com base em suas causas prováveis. Sobretensões sistêmicas podem ocorrer devido à inserção massiva de geradores distribuídos, desajustes nos tap's dos transformadores e baixa demanda de carga. Essas sobretensões apresentam padrões característicos ao longo do dia, podendo ser analisadas para ajustes operacionais no sistema. Já as sobretensões transitórias são resultantes de eventos esporádicos, como descargas atmosféricas, chaveamentos de circuitos e desligamentos abruptos de cargas significativas.

A classificação proposta permite uma abordagem estruturada para a análise das subtensões e sobretensões, facilitando a tomada de decisões no planejamento da operação do sistema elétrico. A Tabela 5 apresenta um resumo das categorias de subtensão e sobretensão e suas respectivas causas prováveis, auxiliando na identificação das principais ações a serem adotadas para a melhoria da qualidade da energia

elétrica.

Tabela 5 – Categorias de subtensão e sobretensão.

Tipo	Período	Causa Provável
Subtensão Sistêmica	Qualquer horário	Sobrecarga, desequilíbrio de cargas, tap desajustado
Subtensão Transitória	Qualquer horário	Curto-circuito, falta de fase, distúrbios transitórios
Sobretensão Sistêmica	Diurna	Inserção massiva de geradores, tap desajustado, baixa demanda
Sobretensão Sistêmica	Noturna	Tap desajustado, baixa demanda
Sobretensão Transitória	Qualquer horário	Descargas atmosféricas, chaveamentos de circuitos, desligamento abrupto de cargas

Fonte: Autoria Própria (2025).

Além da classificação qualitativa, também é necessário considerar os limites regulatórios de tensão estabelecidos pela ANEEL, por meio do Módulo 8 do PRODIST, que define os critérios para a qualidade da energia elétrica no Brasil. O módulo determina faixas de tensão admissíveis para os diferentes níveis de tensão, e classifica desvios como adequados, precários ou críticos, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Faixas de classificação de tensões em regime permanente.

Tensão nominal	Tensão de atendimento	Faixa de variação
13800 V	Adequada	$0{,}93\,pu \leq TL \leq 1{,}05\,pu$
	Precária	$0{,}90\,pu < TL < 0{,}93\,pu$
	Crítica	$TL < 0{,}90\,pu$ ou $TL > 1{,}05\,pu$
220/380 V	Adequada	$(202\,V \leq TL \leq 399\,V)$ / $(202\,V \leq TL \leq 231\,V)$
	Precária	$(331\,V \leq TL < 350\,V$ ou $399\,V < TL \leq 403\,V)$ / $(191\,V \leq TL < 202\,V$ ou $231\,V < TL \leq 233\,V)$
	Crítica	$(TL < 331\,V$ ou $TL > 403\,V)$ / $(TL < 191\,V$ ou $TL > 233\,V)$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021a)

Essa classificação quantitativa é importante para avaliar a conformidade do sistema com os padrões regulatórios e identificar a gravidade dos desvios de tensão.

A combinação entre as classificações qualitativas, baseadas nas causas prováveis, e quantitativas, baseadas nos limites definidos pela ANEEL, proporciona uma base robusta para a análise das anomalias de tensão, permitindo um diagnóstico preciso e a formulação de ações corretivas eficazes. Na próxima seção, serão definidos os

cenários de simulação, com o objetivo de determinar a faixa de hospedagem adequada, a partir da análise dos impactos e limitações do sistema elétrico estudado.

3.4 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

No presente trabalho, foram utilizados exclusivamente os indicadores de tensão crítica e precária, evidenciando os limites superior e inferior, propondo soluções voltadas à manutenção operacional dentro da faixa nominal, conforme as diretrizes estabelecidas no Módulo 8 do PRODIST.

Diante da ocorrência de subtensão sistêmica, será realizada uma amostragem correspondente a 5% das barras que apresentarem esse tipo de problema, permitindo uma análise aprofundada das causas envolvidas e das ações corretivas cabíveis em cada caso. A análise será conduzida de forma a considerar a natureza do problema identificado.

Como ação corretiva inicial, foi analisado o ajuste do tap dos transformadores como forma de mitigar a ocorrência de subtensões trifásicas com manifestação simultânea nas três fases. Caso essa medida não seja suficiente para corrigir o problema, será avaliada a utilização da GD como ferramenta estratégica complementar, com o objetivo de elevar os níveis de tensão e reduzir as sobrecargas nos transformadores.

Para alocação dos geradores, avaliou-se inicialmente a inserção atual de GD no alimentador. Posteriormente, foram simulados cenários adicionais com inserção de 25%, 50% e 100% de GD em cada transformador.

A instalação de geradores foi direcionada aos pontos analisados, contribuindo para o alívio do carregamento dos equipamentos e a melhoria do perfil de tensão. Persistindo o problema, outras ações serão propostas, como a divisão da área de atuação dos transformadores afetados e a realização de estudos para o redimensionamento da rede de distribuição.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 ANÁLISE TÉCNICA DO ALIMENTADOR

Nesta etapa, foi realizada a simulação do alimentador modelado a partir dos dados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), sem qualquer tipo de intervenção corretiva. As cargas foram atribuídas utilizando a conversão de energia em potência por meio da curva de carga dos consumidores.

Nesta fase, buscou-se analisar o desempenho da rede de distribuição em sua configuração inicial, com o intuito de detectar potenciais problemas de tensão e sobrecarga dos transformadores, bem como calcular as perdas técnicas relacionadas à operação do sistema.

A análise dos níveis de tensão indicou que 147 (12,83%) barramentos apresentaram tensões fora da faixa recomendada pela ANEEL, com valores mínimos de 0,73 pu e máximos de 1,05 pu. Todos os valores fora da faixa adequada ocorreram na rede de baixa tensão, onde a queda de tensão é intensificada pelo desequilíbrio de cargas e elevação no modulo da corrente. Este modelo apresenta nessas condições subtensão sistêmica. A Figura 12 ilustra o perfil de tensão em função da distância do alimentador, onde os segmentos tracejados representam os segmentos de baixa tensão e os contínuos os segmentos de média tensão.

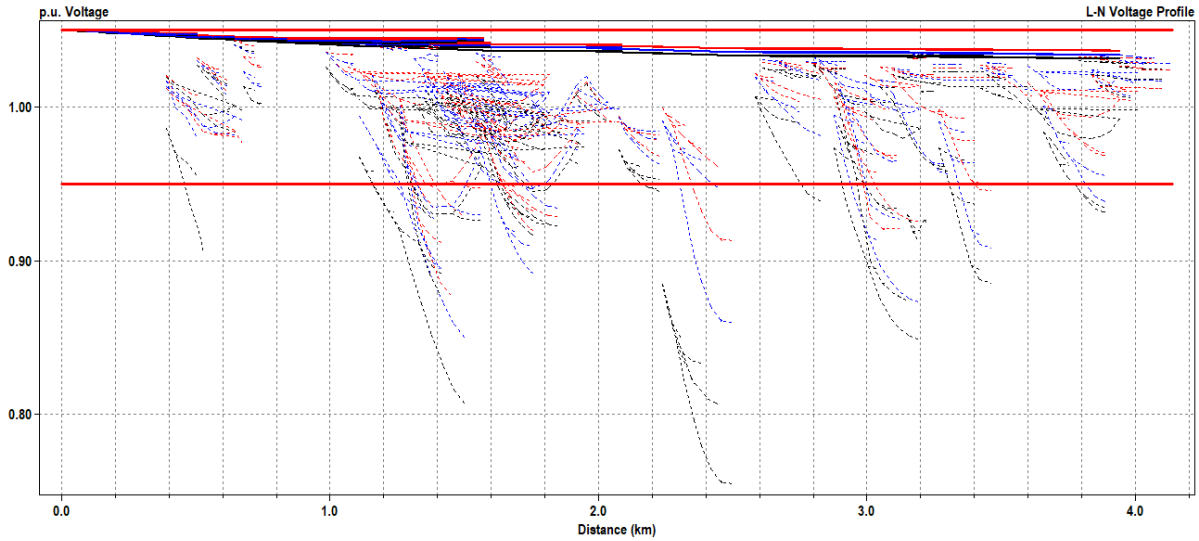
Em relação aos transformadores, foi constatado que 15 equipamentos operavam acima da sua capacidade nominal, com carregamentos que chegaram a 295,9% da potência nominal, a Tabela 7 apresenta o resumo dos transformadores com sobrecarga. Carregamentos dessa magnitude são considerados atípicos e comprometem precocemente a vida útil dos equipamentos, devido ao superaquecimento e degradação dos isolamentos.

Tabela 7 – Resumo de transformadores sobrecarregados do STMC7.

Código do transformador	Carregamento (%)
1022467	138,7
1018671	166,7
1022465	106,5
1184814	111,5
1018564	166,8
1022731	145,2
1021958	166,8
1022254	150,8
1022392	178,1
1022332	146,2
1021917	132,0
1022296	157,6
1021898	295,9
1022263	113,9
1022306	175,4
1017436	127,2

Fonte: Autoria Própria (2025).

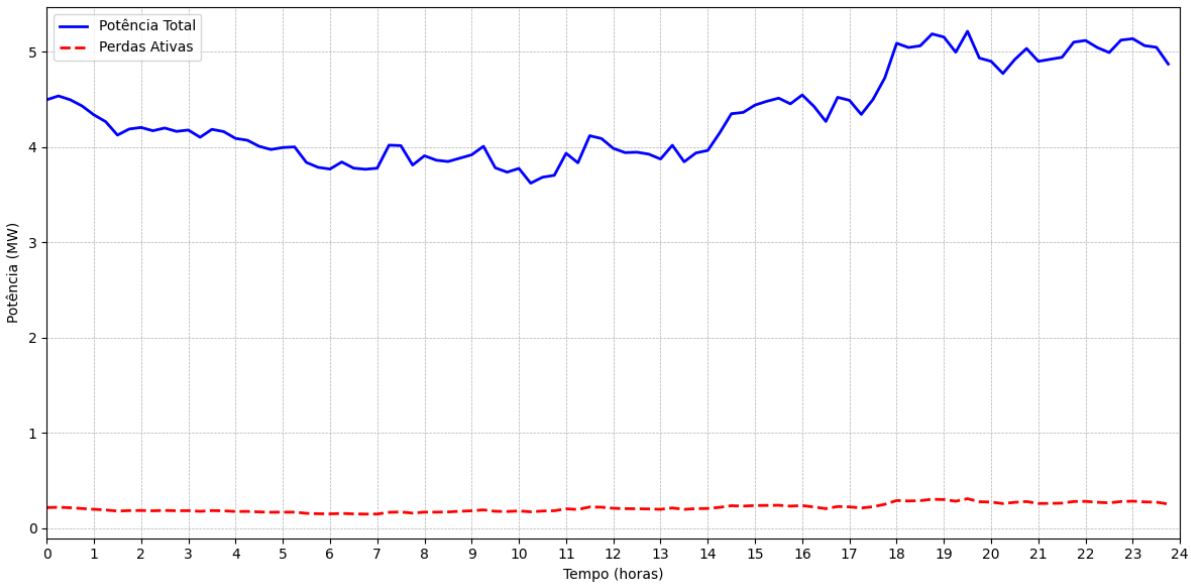
Figura 12 – Perfil de tensão do circuito STMC7.



Fonte: Autoria própria (2025).

Além disso, as perdas técnicas totais do sistema no cenário base foram de aproximadamente 5,14 MWh, representado 4,95% da energia total (103,82 MWh). A relação entre as perdas e a potência entregue, observada a partir da subestação STM, é apresentada na Figura 13.

Figura 13 – Potência fornecida e perdas do alimentador ao longo do dia.



Fonte: Autoria própria (2025).

4.1.1 Análise do perfil de tensão

Com base nos dados obtidos por meio das simulações no *OpenDSS*, foi realizada uma análise técnica do perfil de tensão em uma amostra das barras do circuito. Das 147 barras que apresentaram valores de tensão abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL (Módulo 8 do PRODIST), foi adotada uma taxa de amostragem de 5%, resultando na seleção de 8 barramentos para avaliação.

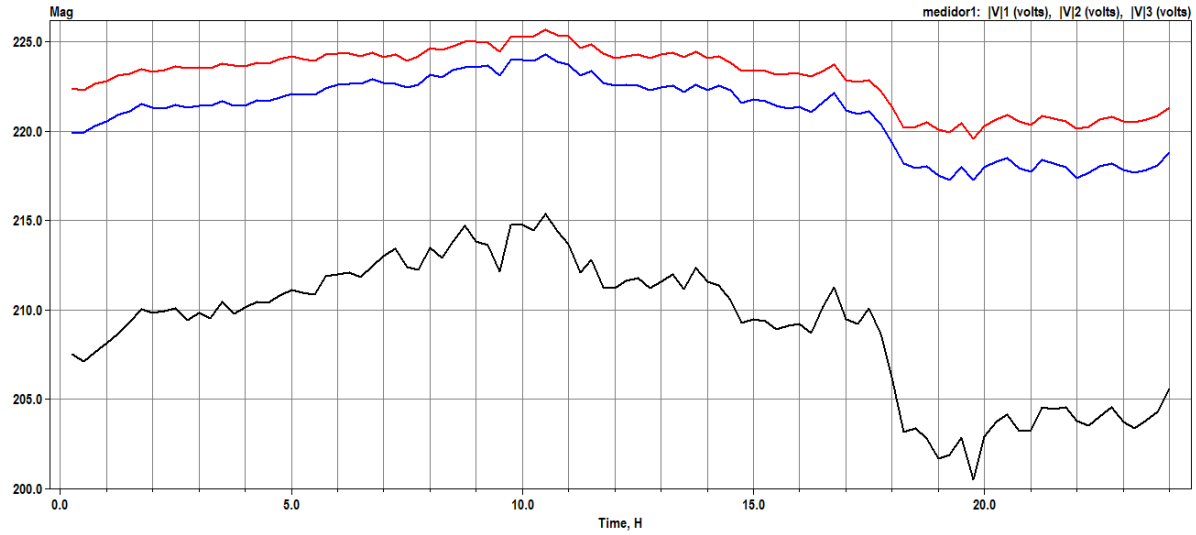
Os barramentos selecionados foram: 1184425_bt, 1163635_bt, 1185042_bt, 1183406_bt, 1184086_bt, 1184403_bt, 1182437_bt, 1180755_bt.

A seguir, cada barramento será discutido individualmente, com a apresentação dos fatores que levaram à ocorrência da subtensão. Serão exibidos gráficos de tensão ao longo do dia, bem como as correntes por fase, permitindo observar o comportamento elétrico da rede nos pontos analisados.

Barramento 1184425_bt

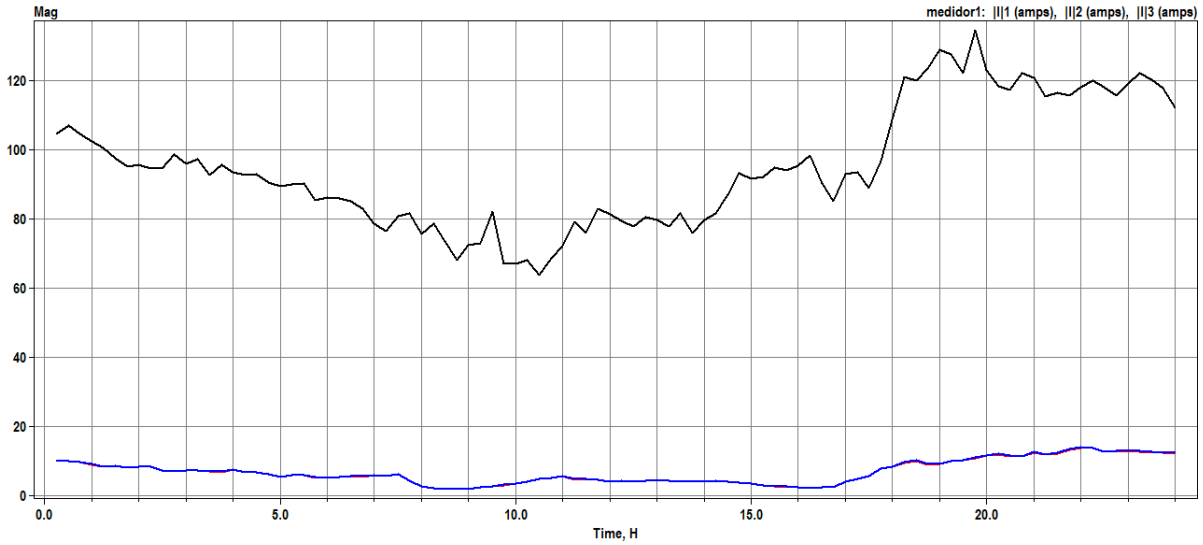
Este barramento apresentou subtensão na fase R e está localizado a jusante do transformador 1022467, o qual opera com carregamento de 138,7%. Conforme ilustrado na Figura 14, que apresenta o perfil de tensão ao longo do dia, e na Figura 15, que mostra o comportamento das correntes nas três fases desse barramento, observa-se que o transformador a montante da barra em questão opera não apenas com sobrecarga de 38,7% em relação à sua capacidade nominal, mas também com significativo desbalanceamento de correntes entre as fases. A fase R (V1, cor preta), além de apresentar a maior amplitude de corrente, foi a única a manifestar valores de tensão inferiores ao limite mínimo permitido no barramento 1184425_bt.

Figura 14 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

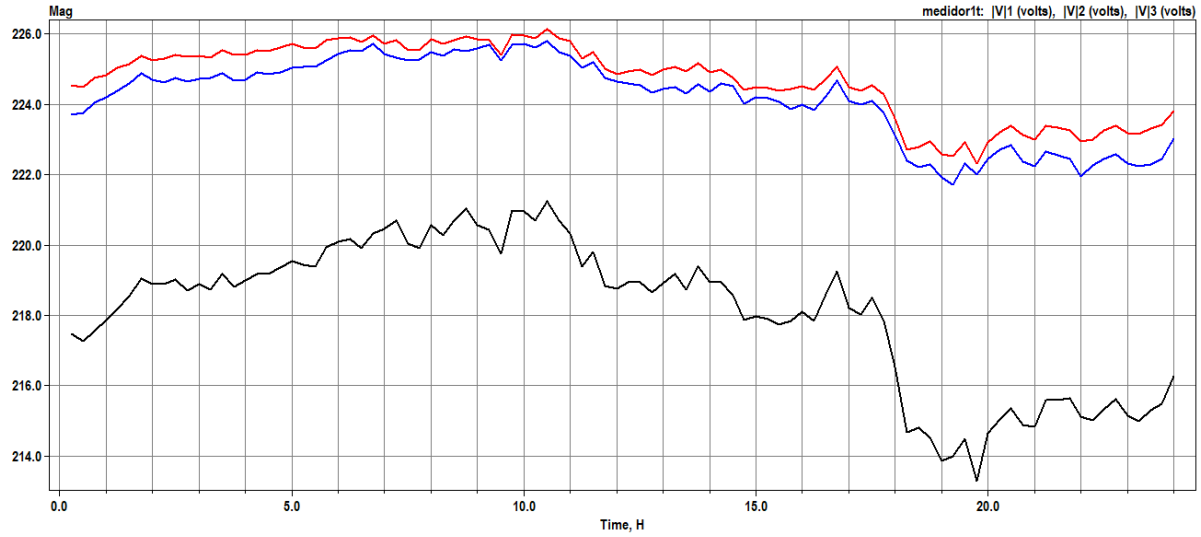
Figura 15 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1184425_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

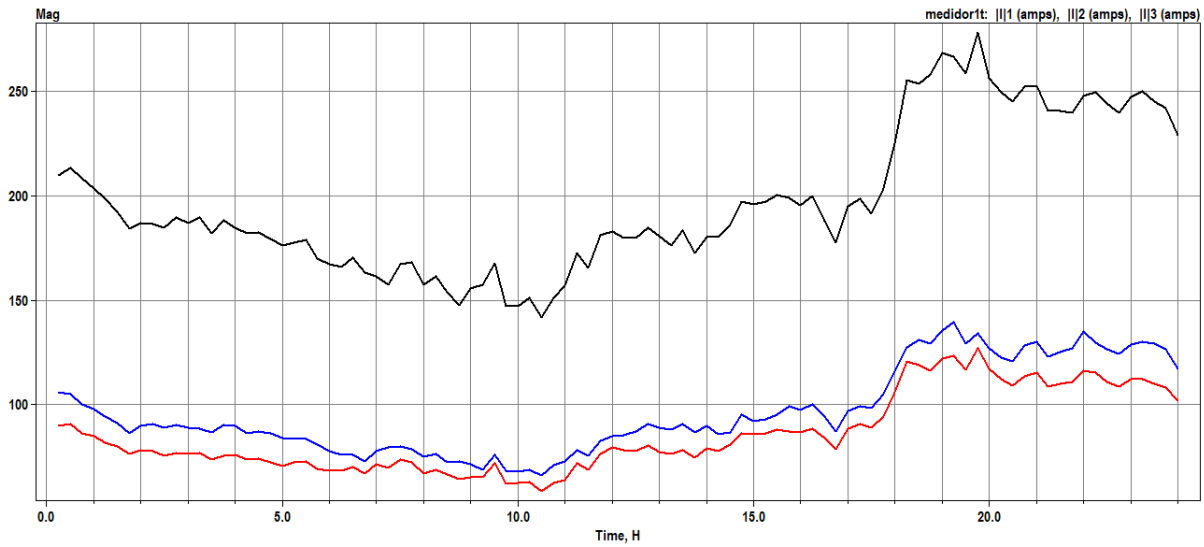
Essa constatação pode ser confirmada pela análise do comportamento da tensão e da corrente no secundário do transformador 1022467, conforme ilustrado nas Figuras 16 e 17, que reforçam a condição crítica da fase R e justificam a ocorrência de subtensão no barramento avaliado.

Figura 16 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022467.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 17 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022467.



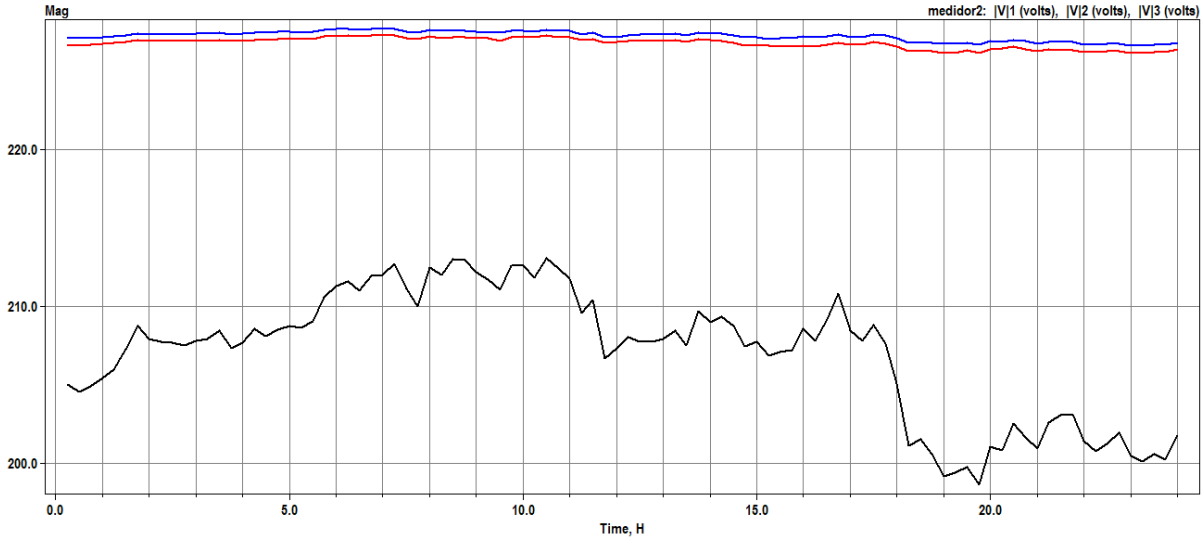
Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1163635_bt

De maneira similar ao barramento analisado anteriormente, também foi identificada a ocorrência de subtensão no período noturno. No entanto, este caso apresenta uma característica peculiar: a tensão da fase R exibiu uma variação diária significativamente superior às fases S (vermelha) e T (azul). Enquanto as fases S e T apresentaram variações modestas, de aproximadamente 1,14 V e 1,07 V, respectivamente, a fase R

apresentou uma oscilação de cerca de 14,48 V ao longo do dia. Essa discrepância é evidenciada na Figura 18, que mostra o comportamento das tensões no barramento.

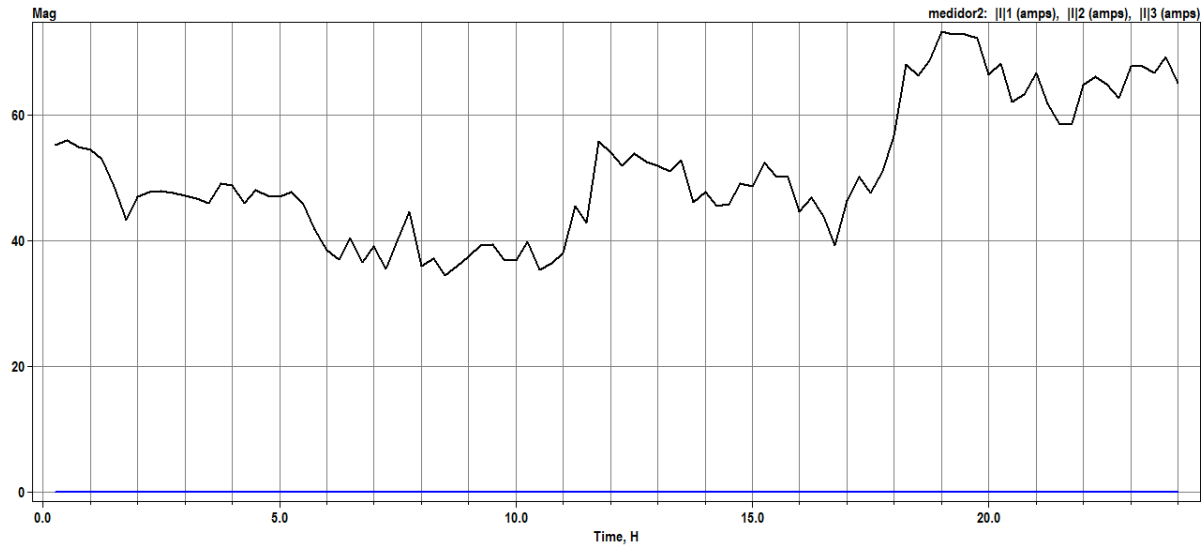
Figura 18 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

O fenômeno de elevada variação de tensão restrita a apenas uma das fases sugere a presença de uma corrente de alta magnitude concentrada na fase R. Essa hipótese é corroborada pela Figura 19, que apresenta a variação das correntes no barramento, evidenciando um claro desbalanceamento entre as fases.

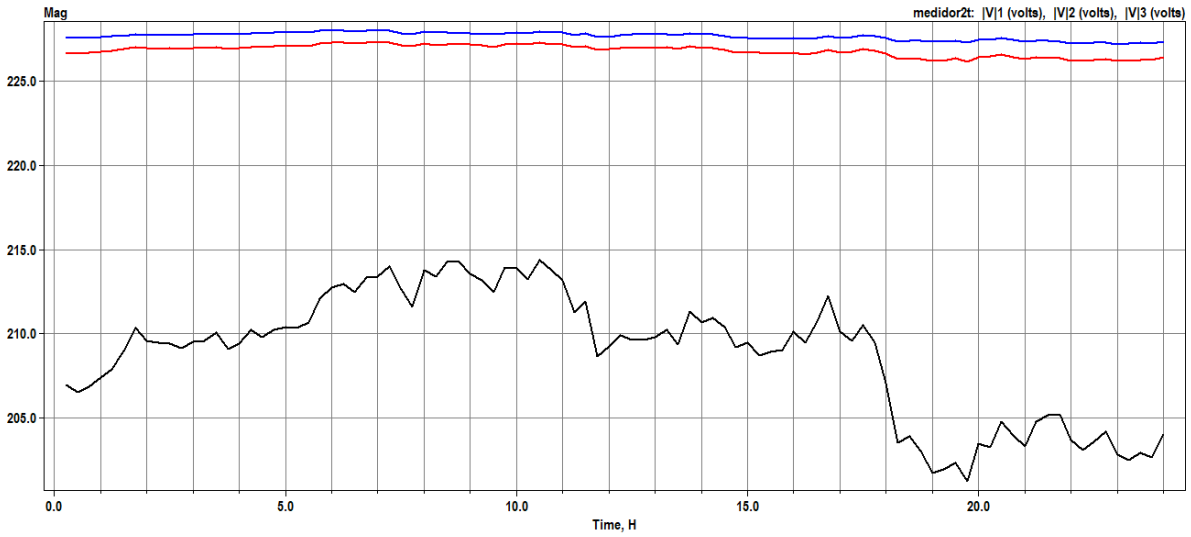
Figura 19 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1163635_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

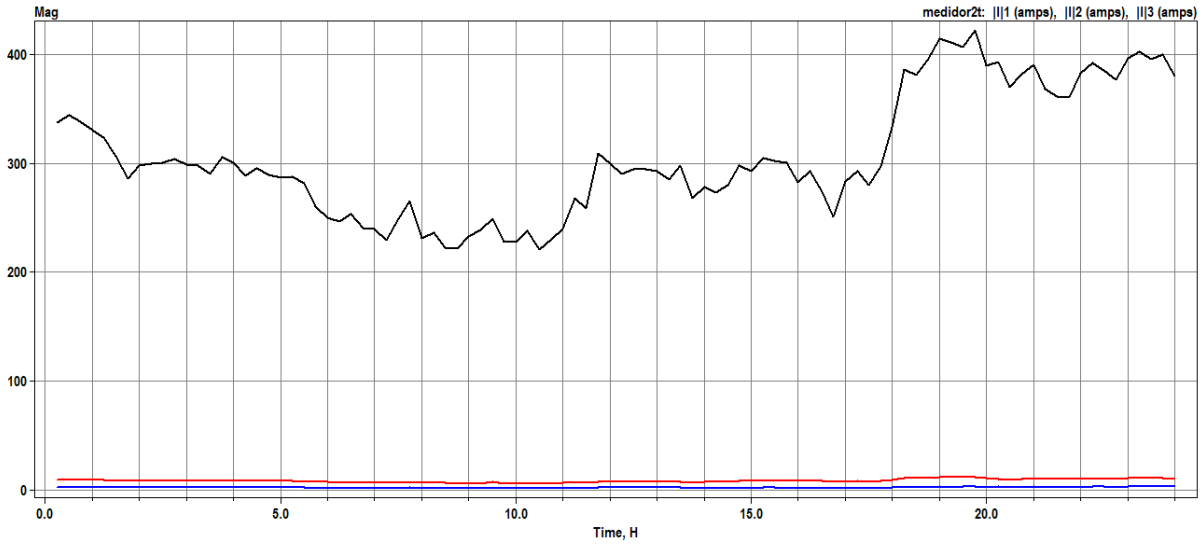
Esse problema provavelmente afeta todas as barras a jusante do transformador associado a este ponto da rede, identificado como transformador 1018564. As Figuras 20 e 21, que representam os perfis de tensão e corrente no secundário deste transformador, respectivamente, reforçam essa conclusão ao indicar uma concentração significativa de carga monofásica na fase R. Essa condição resulta não apenas em desbalanceamento, mas também em queda acentuada de tensão ao longo do circuito.

Figura 20 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1018564.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 21 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1018564.

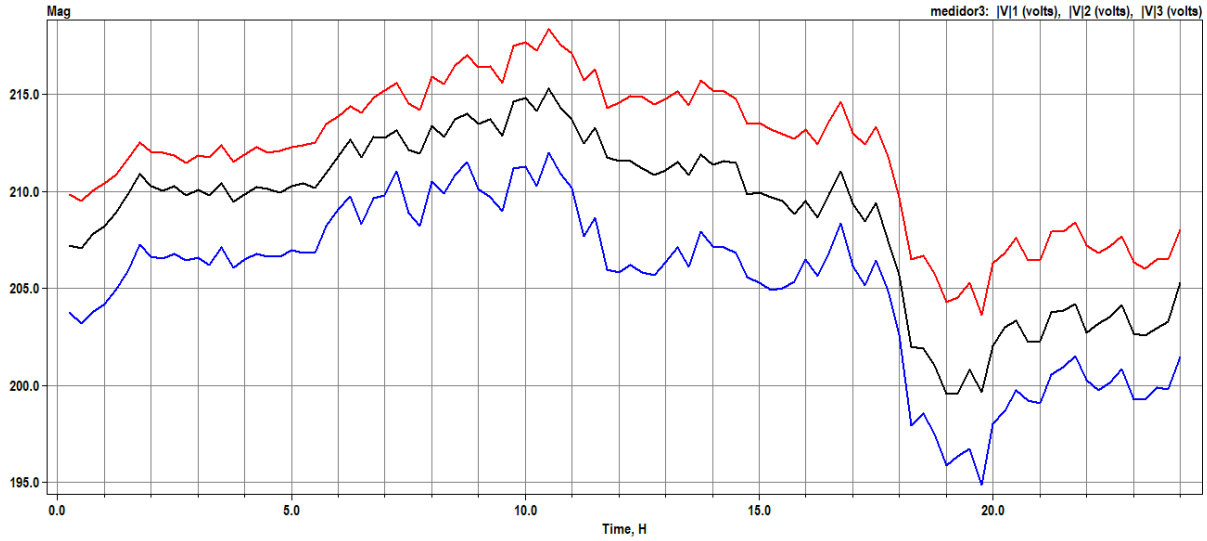


Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1185042_bt

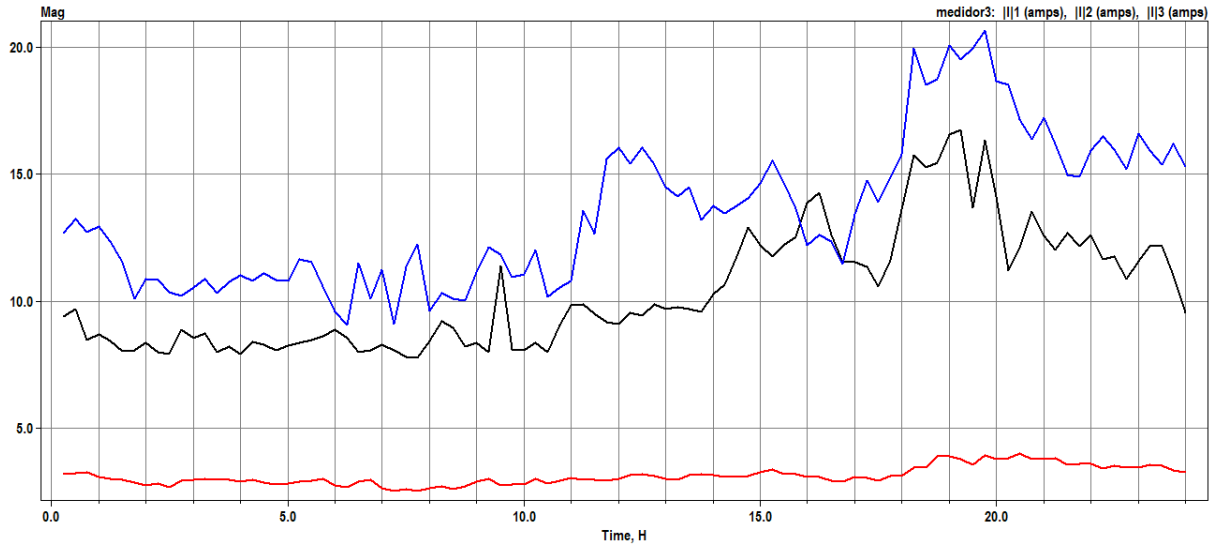
O barramento 1185042_bt apresenta comportamento de tensão relativamente equilibrado entre as fases. Os valores mínimos ocorrem entre 18h e 20h, nesse horário as fases R e T apresentam subtensão, enquanto a fase S se mantém próxima ao limite inferior permitido, como pode ser observado na Figura 22. Esse comportamento está relacionado ao menor carregamento da fase S a jusante do barramento, evidenciado pelo perfil de corrente apresentado na Figura 23.

Figura 22 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 23 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1185042_bt.

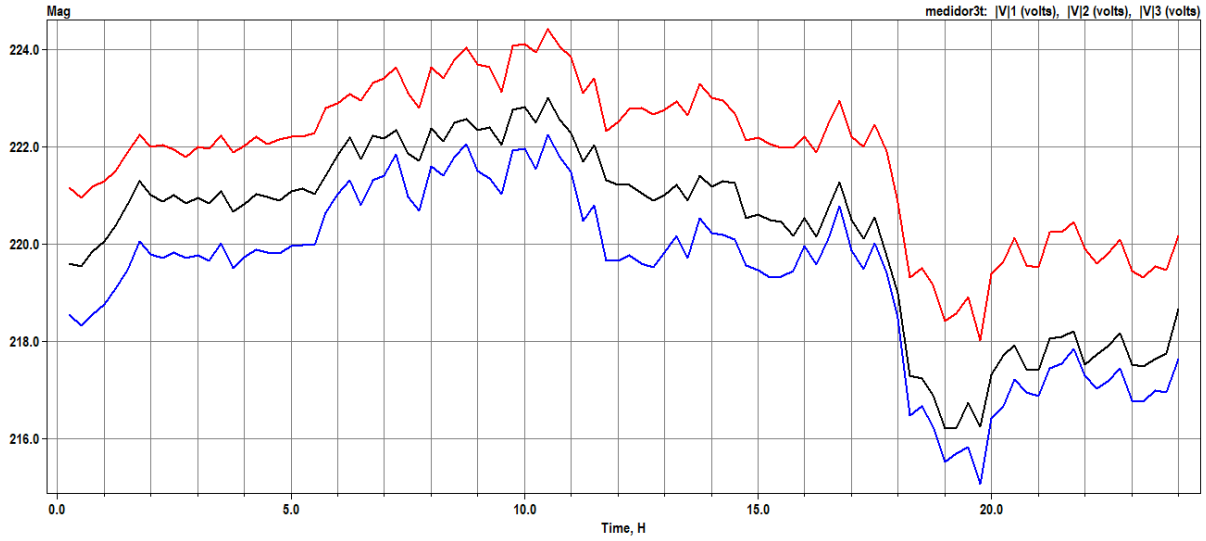


Fonte: Autoria própria (2025).

O transformador 1022731, localizado a montante do barramento em questão,

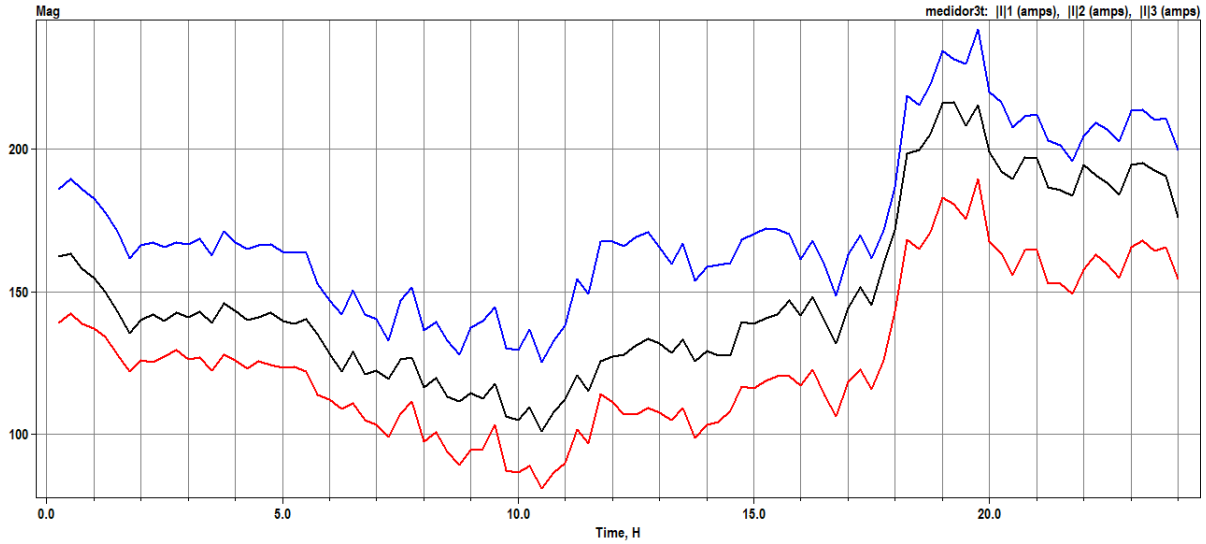
apresenta comportamento semelhante, porém sem registrar subtensão. A análise conjunta da Figura 24 (perfil de tensão) e da Figura 25 (perfil de corrente) indica um aumento da carga a partir das 17h30, comportamento típico de cargas residenciais. Ainda assim, a fase S permanece como a menos carregada.

Figura 24 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022731.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 25 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022731.



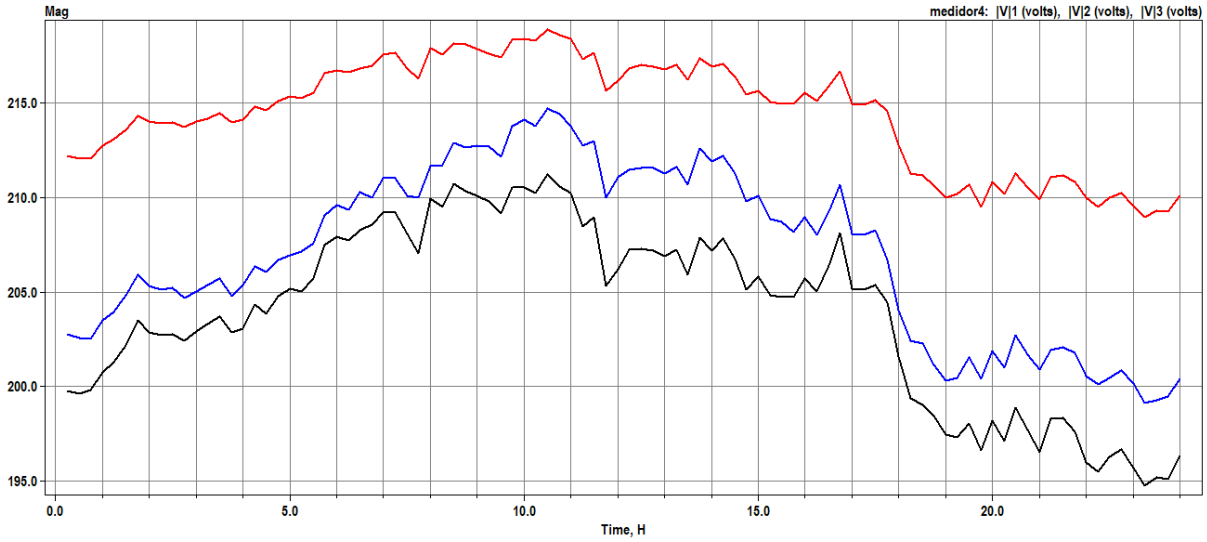
Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1183406_bt

O barramento 1183406_bt apresenta subtensão nas fases R e T, conforme ilustrado na Figura 26. Diferentemente do comportamento observado no barramento

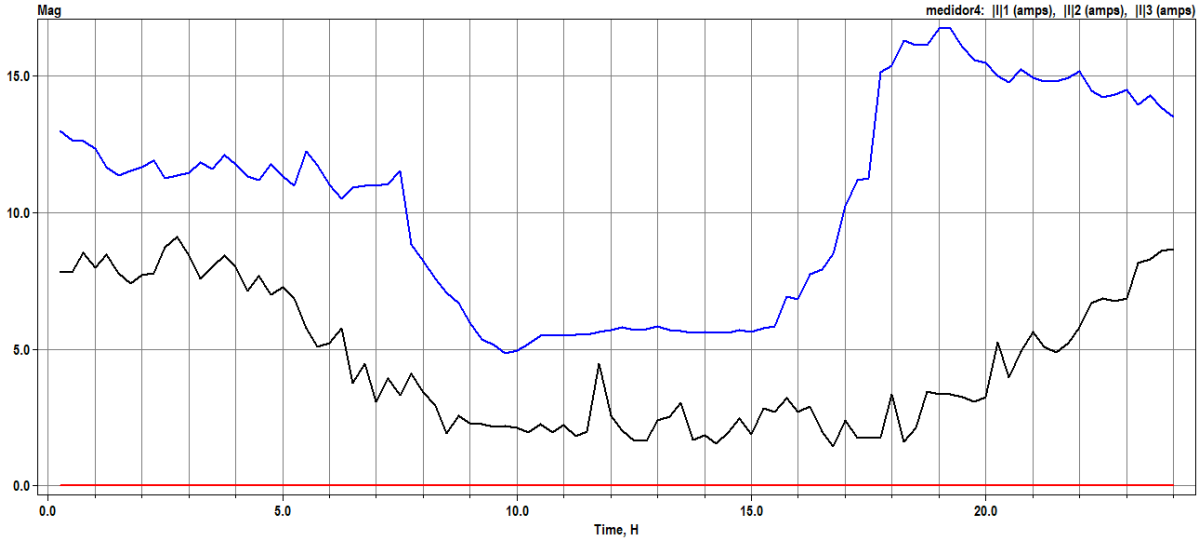
1185042_bt, a fase S não apresenta valores de tensão próximos ao limite inferior, mantendo-se dentro da faixa regulamentar. Essa condição está associada a um baixo carregamento na fase S, o que é corroborado pela Figura 27, na qual se observa a ausência de corrente nessa fase.

Figura 26 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 27 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1183406_bt.

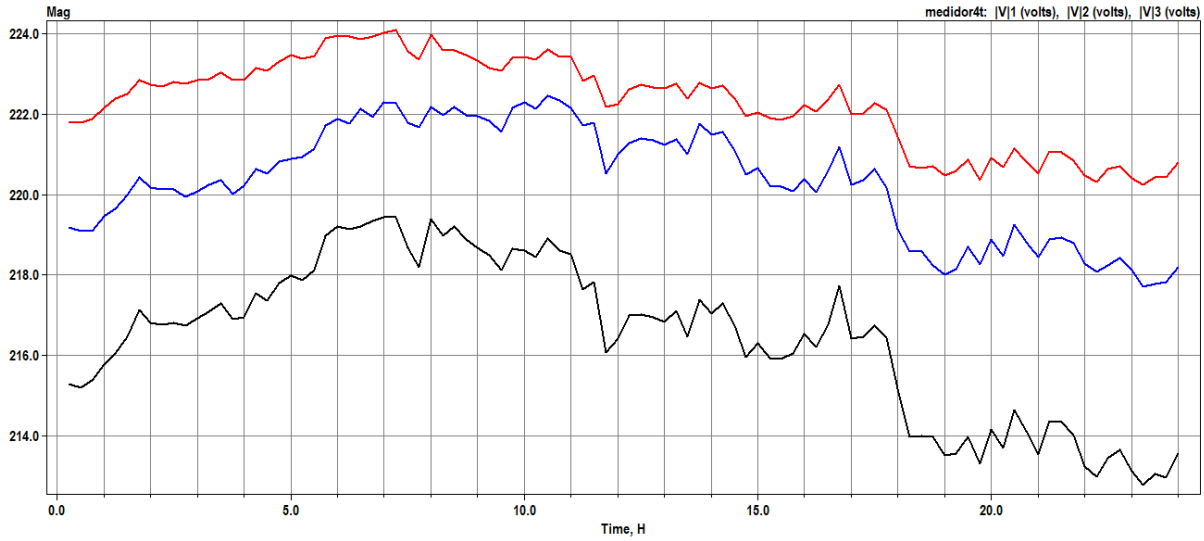


Fonte: Autoria própria (2025).

O transformador 1022254, a montante do barramento analisado, também apresenta desequilíbrio de tensão entre as fases. A Figura 28 evidencia essa assimetria no perfil de tensão, enquanto a Figura 29 revela um desbalanço de corrente, com

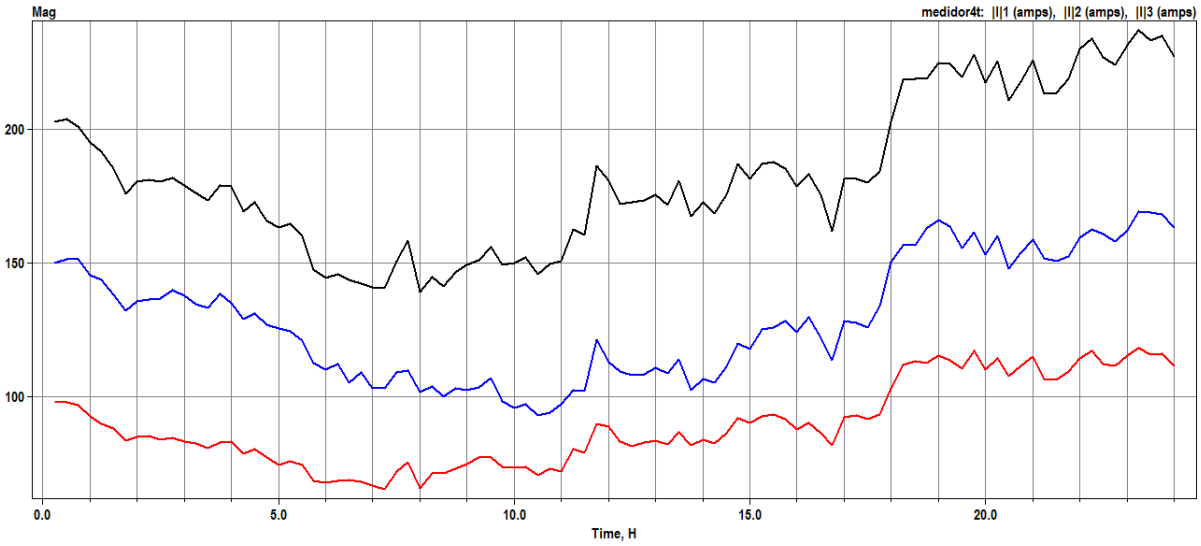
maior amplitude dos módulos de corrente nas fases R e T. Esse comportamento indica concentração de carga nessas fases, contribuindo diretamente para a ocorrência de subtensão nas barras a jusante desse ponto.

Figura 28 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022254.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 29 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022254.



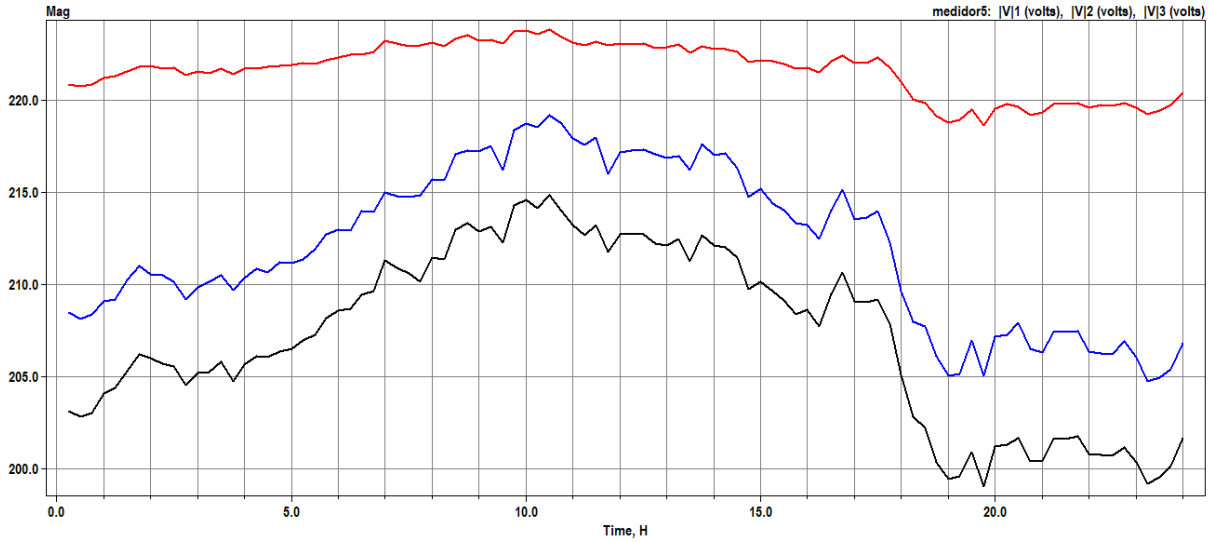
Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1184086_bt

O barramento 1184086_bt apresenta comportamento de tensão na fase S distinto das demais fases. Conforme mostrado na Figura 30, a fase S mantém-se

próxima ao valor nominal de 220 V ao longo de todo o dia, enquanto as fases R e T apresentam padrões similares de oscilação, mas somente a fase R atinge valores de subtensão.

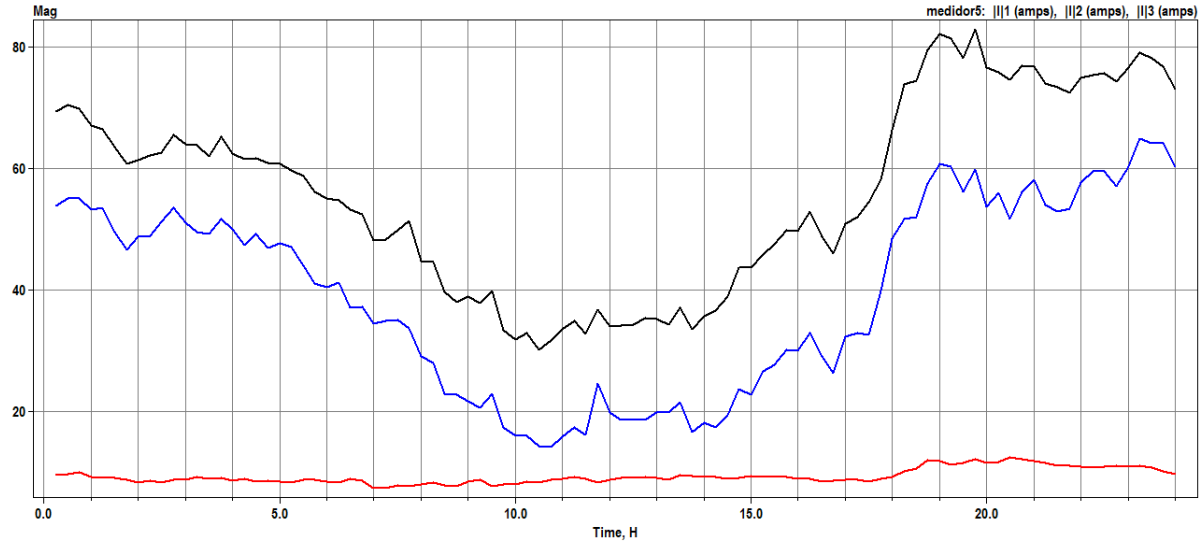
Figura 30 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

A Figura 31, que ilustra o perfil de correntes no barramento, apresenta assimetria entre as fases, onde a fase S mantêm uma corrente praticamente constante, próxima a 10 A, durante todo o dia, ao passo que as fases R e T atingem valores aproximados de 80 A e 60 A, respectivamente, no período noturno.

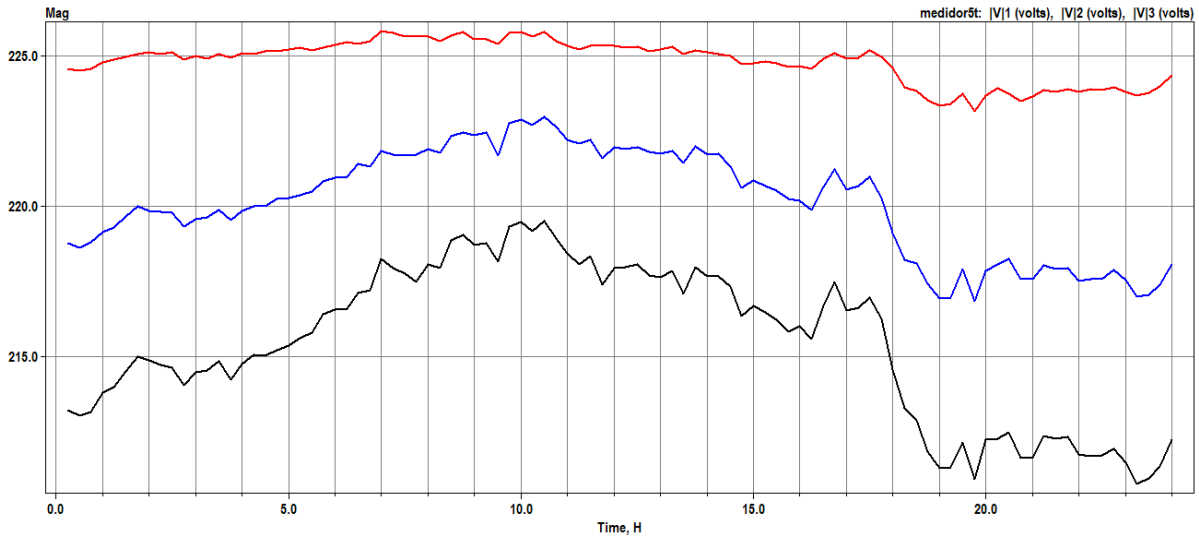
Figura 31 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1184086_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

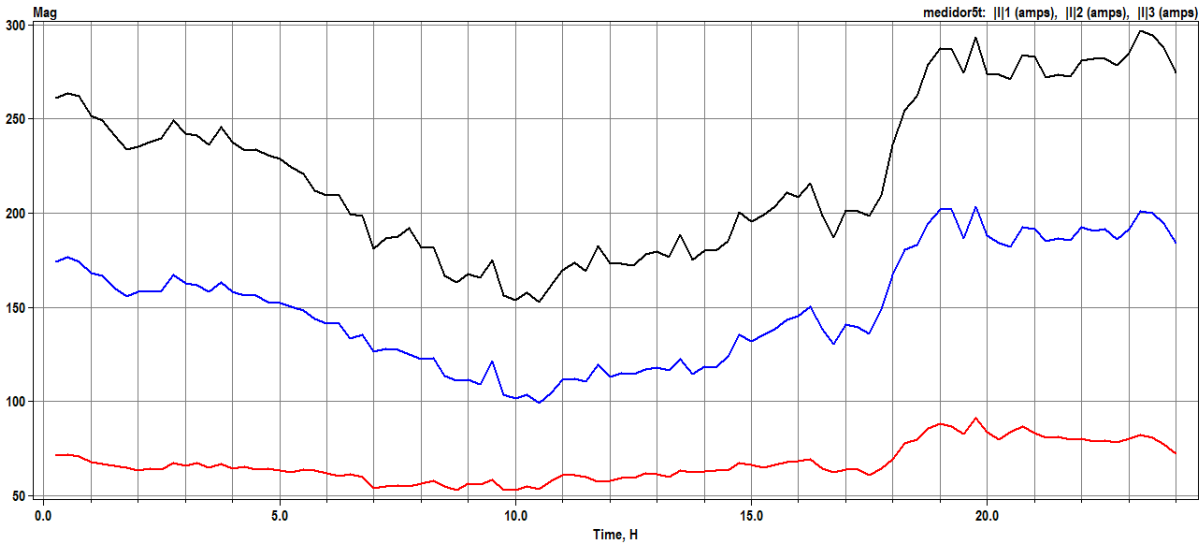
A montante, o transformador 1022392 evidencia desequilíbrio de tensão (Figura 32), com a fase R apresentando a menor amplitude, e também desbalanço de corrente (Figura 33), onde a fase R registra a maior magnitude. Esses resultados indicam sobrecarga na fase R, reforçando a necessidade de intervenções direcionadas a reequilíbrio de cargas ou realocação de GD para mitigar a subtensão.

Figura 32 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022392.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 33 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022392.

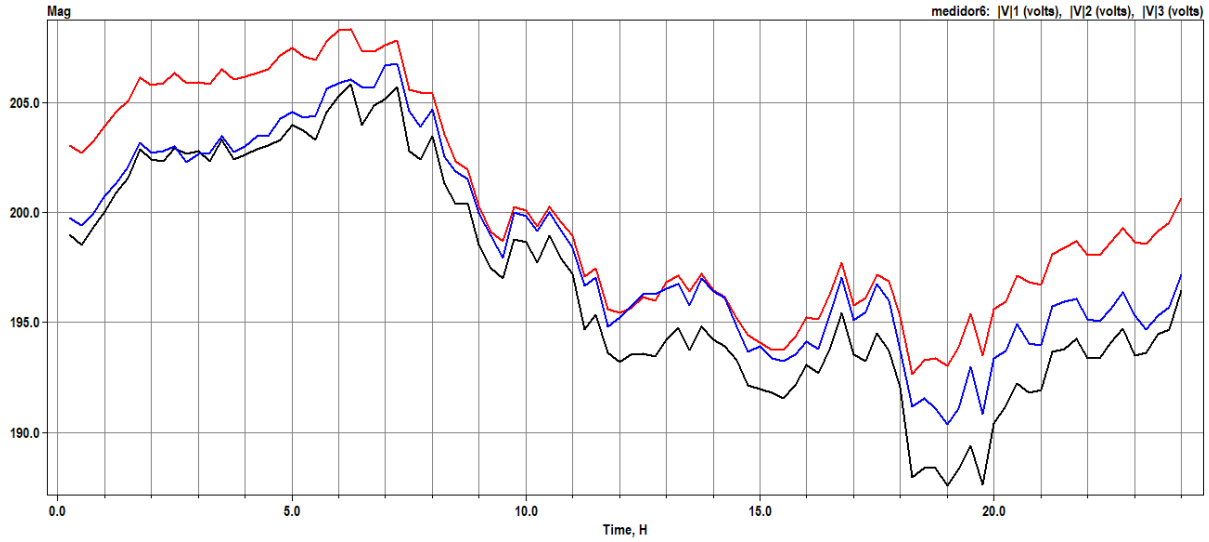


Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1184403_bt

O barramento 1184403_bt apresenta um perfil de tensão atípico em comparação aos demais pontos estudados. Conforme ilustrado na Figura 34, o valor máximo de tensão não ultrapassa 209 V e, a partir das 07h15, todas as fases passam a registrar uma queda acentuada. Durante o período noturno, a fase R chega a atingir valores inferiores a 190 V, caracterizando subtensão crítica.

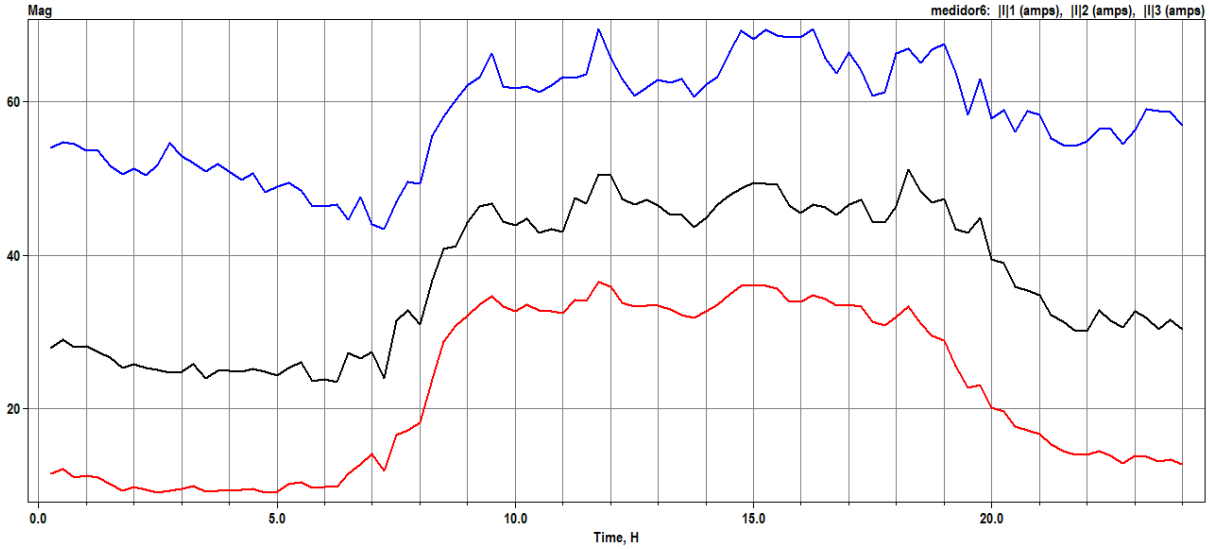
Figura 34 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

A análise das correntes, mostrada na Figura 35, revela perfis de forma similar para as três fases, porém com amplitudes distintas, evidenciando um desbalanço de corrente que contribui diretamente para o desequilíbrio de tensão observado.

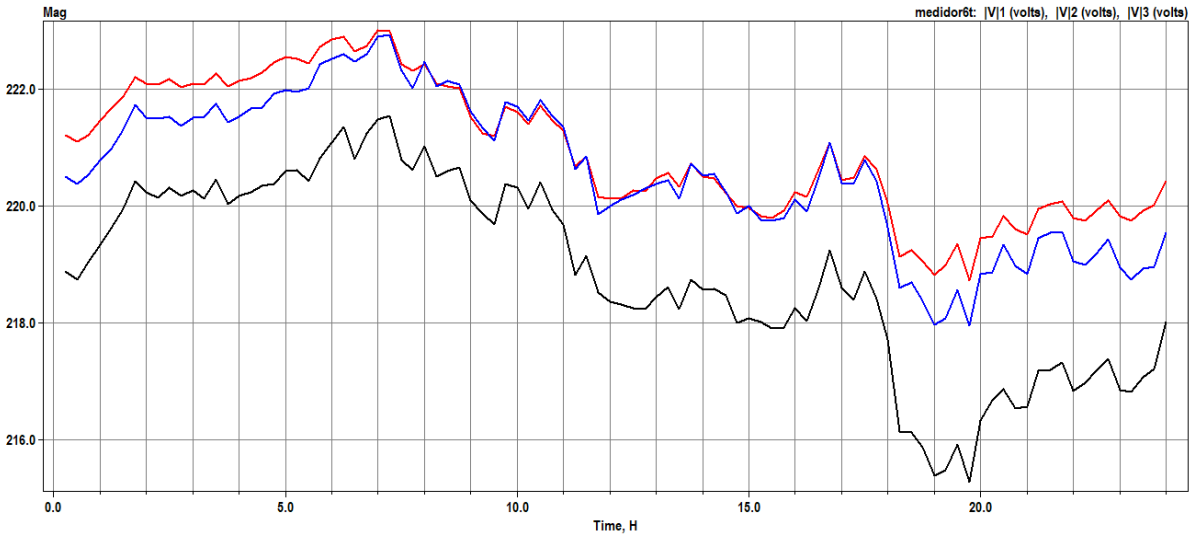
Figura 35 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1184086_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

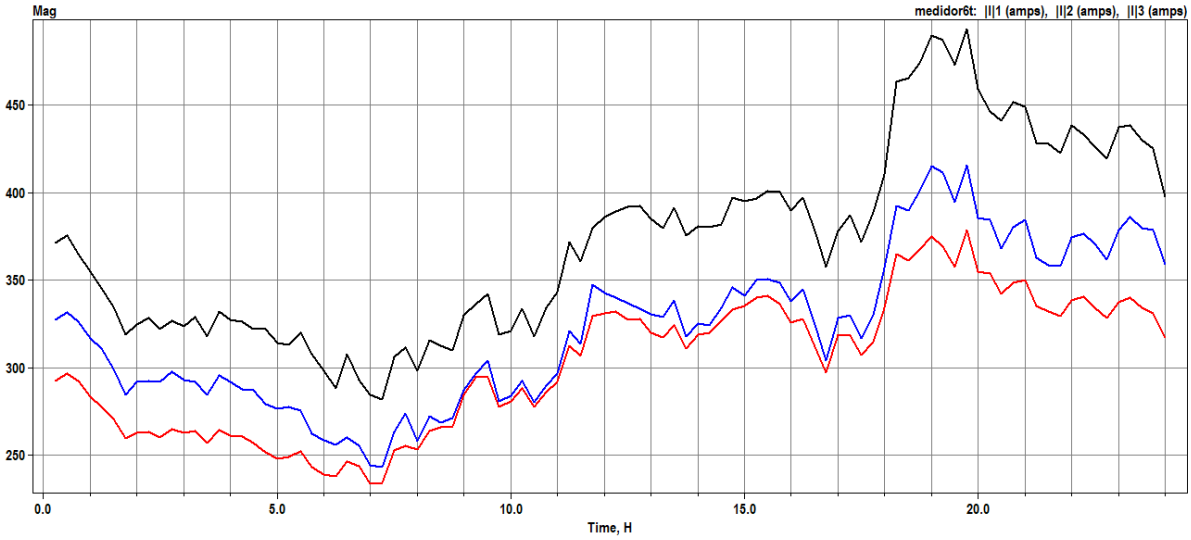
No transformador 1022332, localizado a montante deste barramento, o perfil de tensão (Figura 36) permanece dentro da faixa adequada, com as fases S e T apresentando valores muito próximos entre si, e a fase R desviando em, no máximo, 4 V em relação à fase S. No entanto, a Figura 37 evidencia um desbalanço de corrente.

Figura 36 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022332.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 37 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1022332.

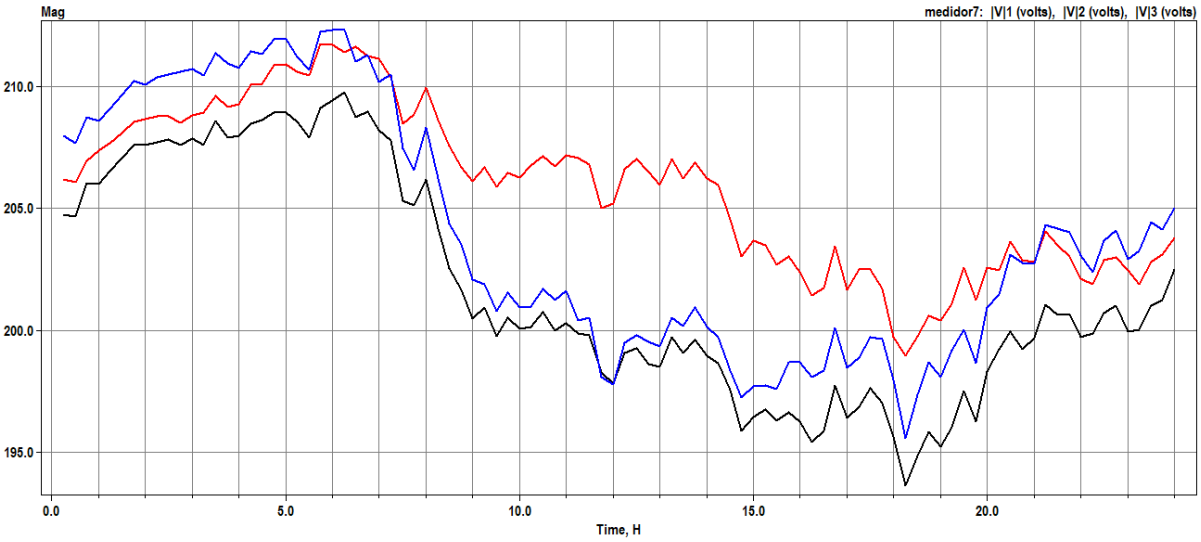


Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1182437_bt

O barramento 1182437_bt exibe comportamento similar ao observado anteriormente, com perfis de tensão (Figura 38) muito próximos entre as fases. No entanto, durante o período de 8h a 15h, a fase S mantém-se, em média, cerca de 6 V acima das fase R, o que sugere a influência de um gerador distribuído conectado a essa fase.

Figura 38 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1182437_bt.

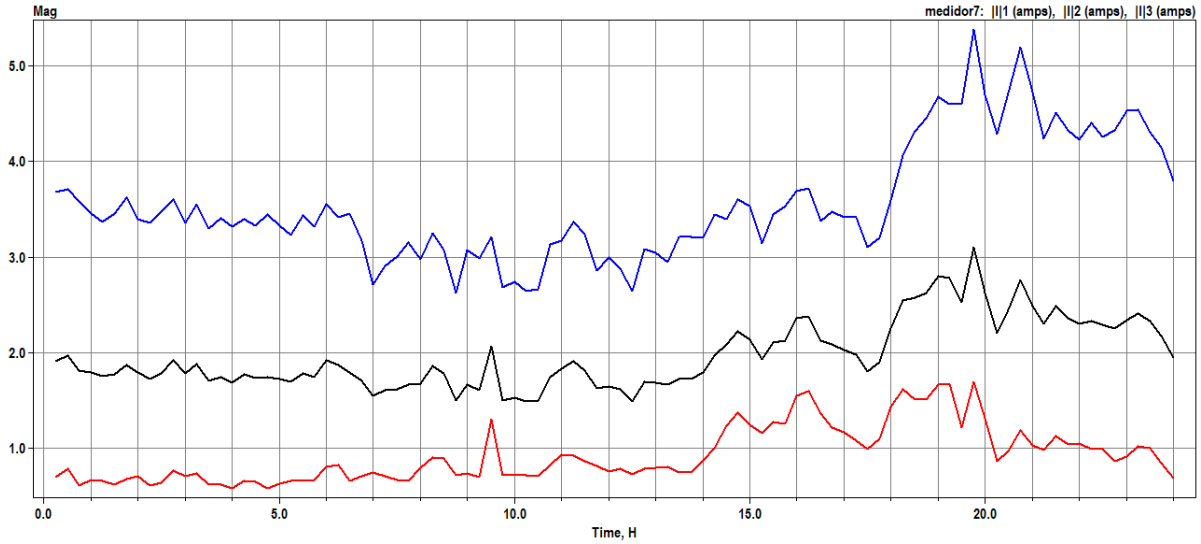


Fonte: Autoria própria (2025).

O perfil das correntes (Figura 39) revela baixa concentração de carga a jusante deste barramento, com valores máximos de corrente próximos de 3,1 A na fase R, 1,8

A na fase S e 5,3 A na fase T, ao mesmo tempo em que evidencia um leve desbalanço entre as três correntes.

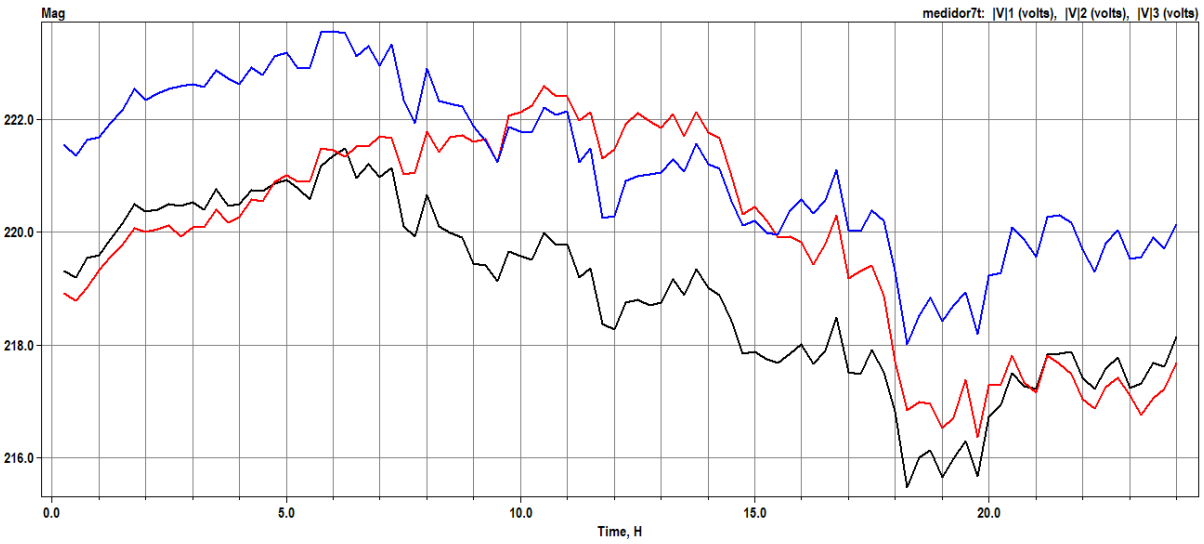
Figura 39 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1182437_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

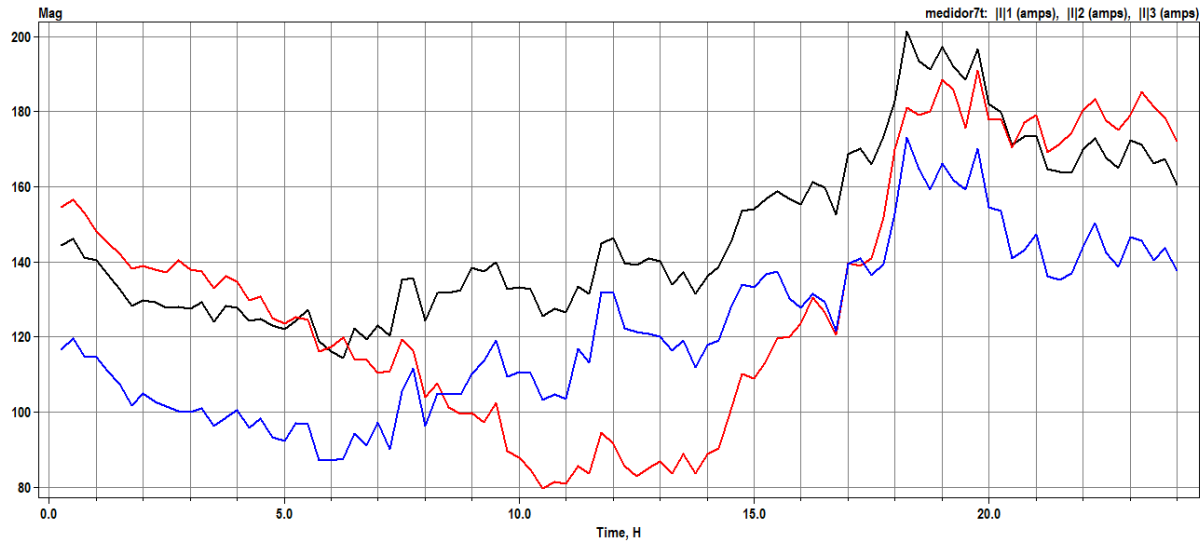
A montante, o transformador 1021917 apresenta tensões dentro da faixa adequada ao longo de todo o dia (Figura 40). Nesse perfil, nota-se novamente o comportamento atípico da fase S, reforçando a influência de geradores distribuídos. A Figura 41 mostra que essa geração injetada reduz temporariamente o carregamento da fase S durante o período de maior radiação solar.

Figura 40 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1021917.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 41 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1021917.

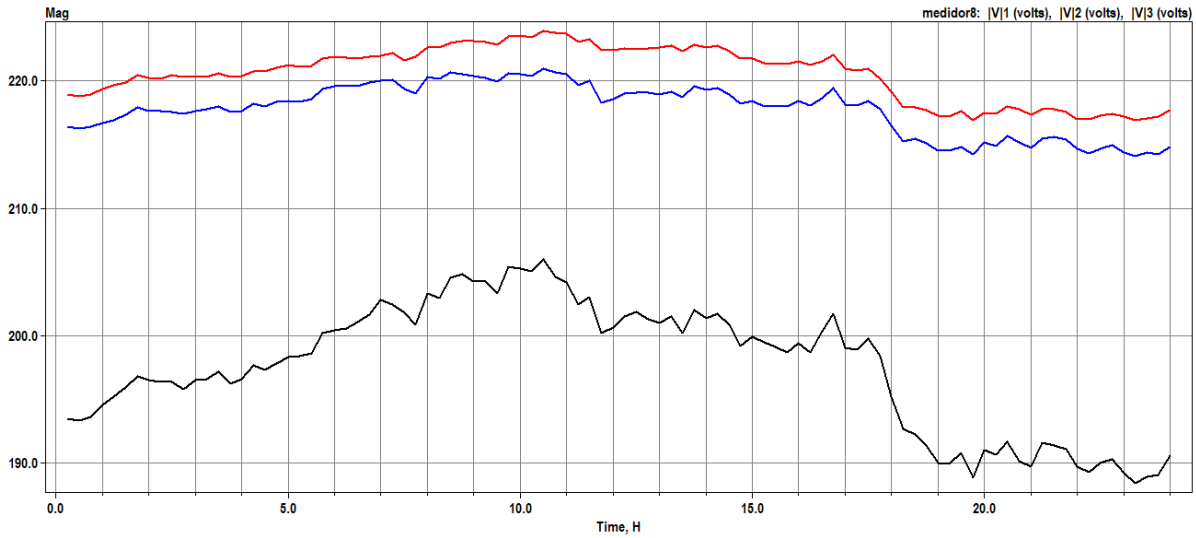


Fonte: Autoria própria (2025).

Barramento 1180755_bt

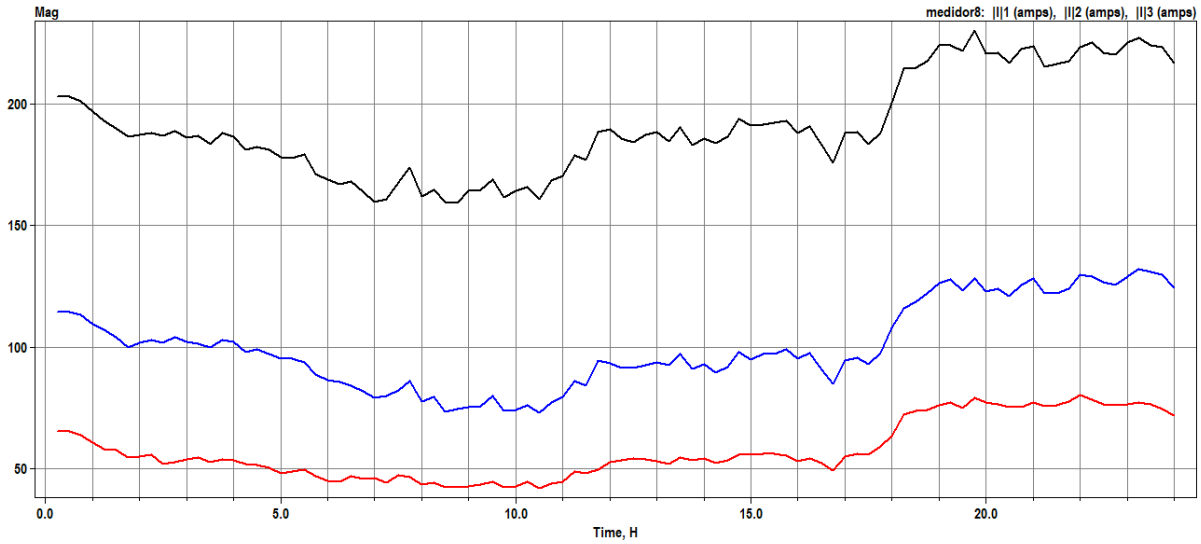
O barramento 1180755_bt, conforme ilustrado na Figura 42, apresenta subtensão na fase R durante a maior parte do dia, enquanto as fases S e T se mantêm dentro dos limites normais de tensão. O perfil de correntes (Figura 43) revela um elevado grau de desequilíbrio, sugerindo a presença de grande quantidade de cargas monofásicas a jusante dessa barra.

Figura 42 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1180755_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

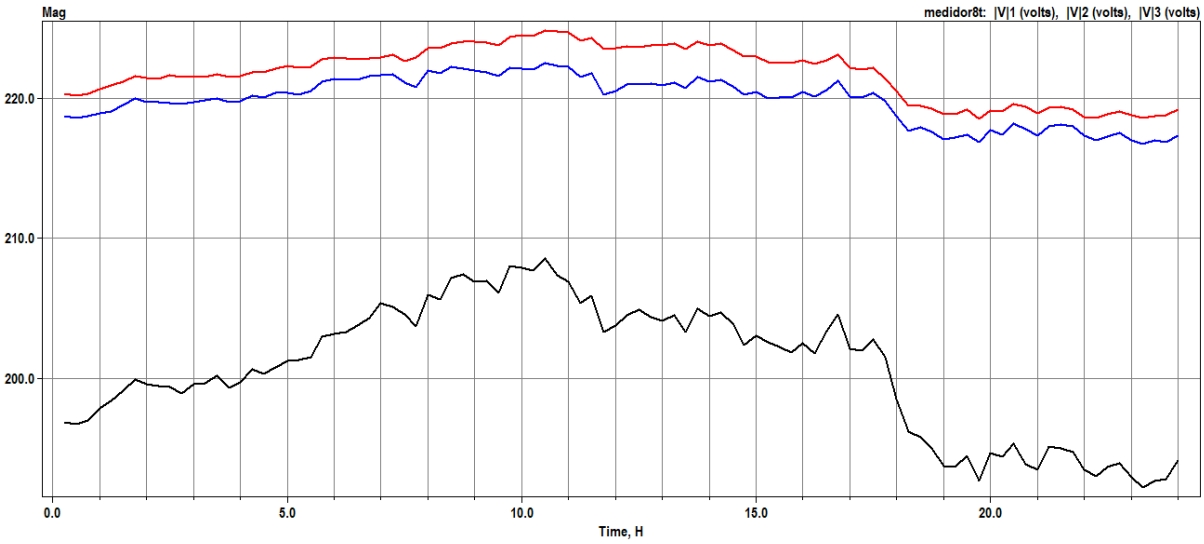
Figura 43 – Variação de corrente ao longo do dia na barra 1180755_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

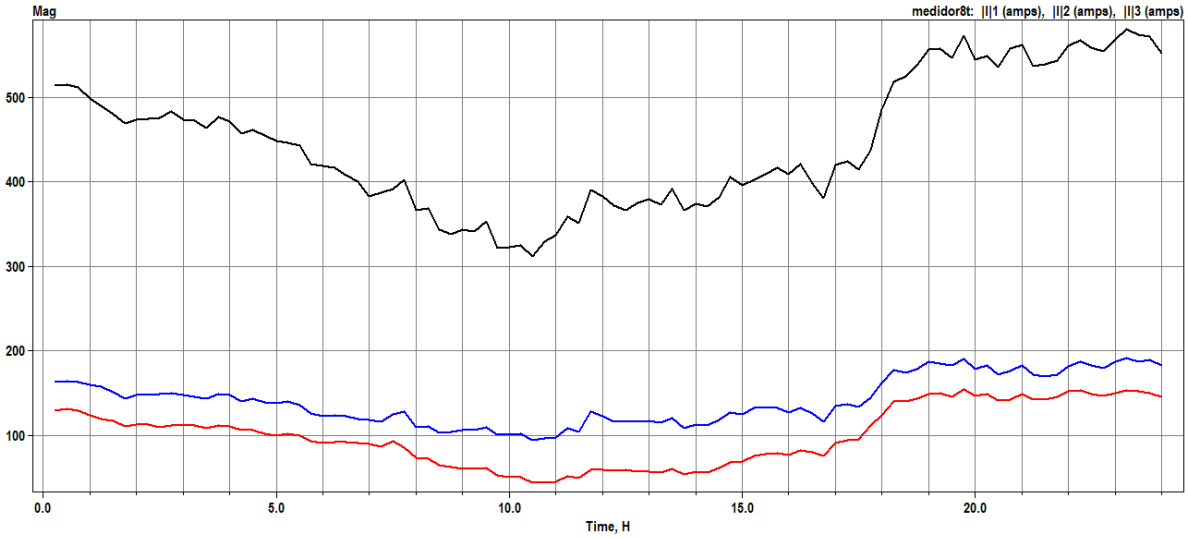
O transformador 1021898, localizado a montante, exibe comportamento análogo: as Figuras 44 (tensão) e 45 (corrente) confirmam o desbalanceamento de amplitudes de tensão e corrente e registram subtensão na fase R.

Figura 44 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1021898.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 45 – Variação de corrente ao longo do dia no transformador 1021898.



Fonte: Autoria própria (2025).

A análise dos 8 barramentos selecionados permitiu identificar os principais fatores que contribuíram para a ocorrência de subtensões no sistema. De maneira recorrente, observou-se que os problemas estavam associados à sobrecarga de transformadores, desequilíbrio entre fases e ajuste incorreto de tap's.

Além disso, os gráficos de tensão e corrente evidenciaram a existência de períodos críticos ao longo do dia — especialmente durante os horários de maior demanda — nos quais os níveis de tensão se mantêm abaixo dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST, comprometendo a qualidade do fornecimento de energia.

A recorrência de subtensão em fases específicas, notadamente a fase R em diversas barras analisadas, também reforça a necessidade de ações corretivas que considerem a redistribuição das cargas entre fases ao longo de todo o alimentador, somado ao posicionamento estratégico de geradores distribuídos.

Diante dessa análise, é necessária a proposição de medidas que possam mitigar os problemas vistos nos perfis de tensão, reduzir o carregamento excessivo de equipamentos e minimizar perdas técnicas. A seção a seguir apresenta as intervenções propostas, com foco em ajustes operacionais e na alocação de geração distribuída.

4.2 ALTERNATIVAS PARA MITIGAÇÃO DA SUBTENSÃO

A ocorrência de subtensões observadas nesse alimentador comprometem a qualidade de energia elétrica, impactando o desempenho de equipamentos eletroeletrônicos conectados à rede. Diante desse cenário, foi essencial adotar estratégias que visem à mitigação desse problema.

A primeira alternativa considerada para a correção das subtensões é o ajuste dos taps dos transformadores. Caso os ajustes nos taps não sejam suficientes para solucionar a subtensão, avalia-se a inserção de GD como estratégia complementar.

Além dessas medidas, em situações mais críticas, pode ser necessária a adoção de ações estruturais, como a divisão de áreas de atendimento entre transformadores, a instalação de novas unidades transformadoras e o redimensionamento de condutores.

4.2.1 Ajuste de tap

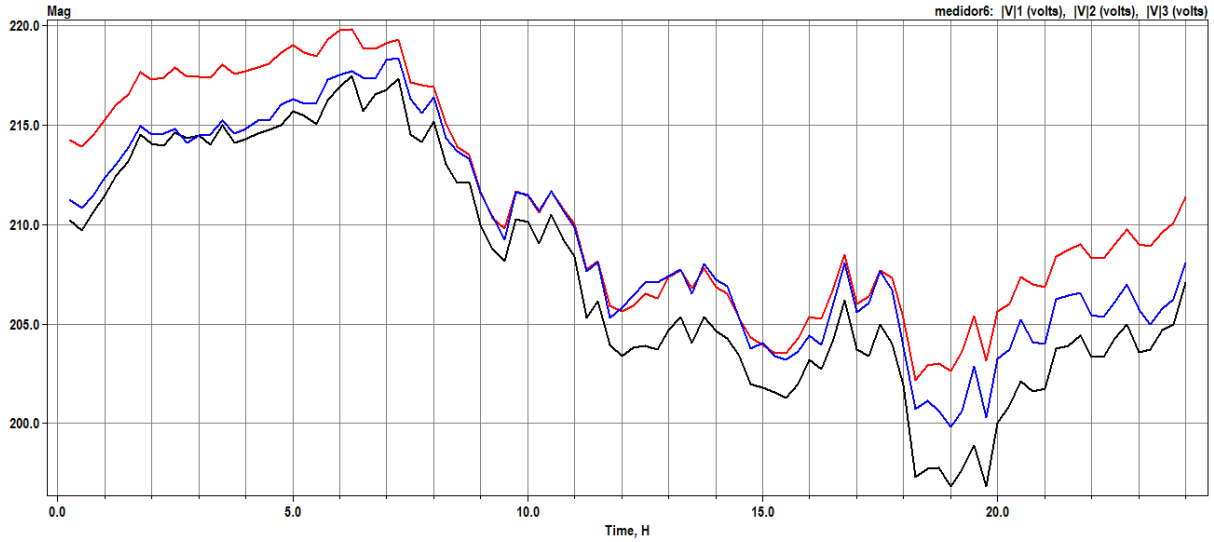
Essa ação consiste na variação da relação de transformação com o objetivo de elevar os níveis de tensão na saída dos equipamentos, buscando manter os valores dentro dos limites regulamentares. Por se tratar de uma medida de baixo custo e rápida implementação, o ajuste de tap pode ser a primeira intervenção adotada pelas concessionárias.

As barras que possuem características adequadas para essa ação são os barramentos 1184403_bt e 1182347_bt.

Barramento 1184403_bt

O transformador 1022332 teve seu tap ajustado para 13,2 kV. Com essa alteração, o perfil de tensão do barramento 1184403_bt apresentou melhora; no entanto, durante o período noturno, ainda foram registrados valores de subtensão, conforme pode ser observado na Figura 46.

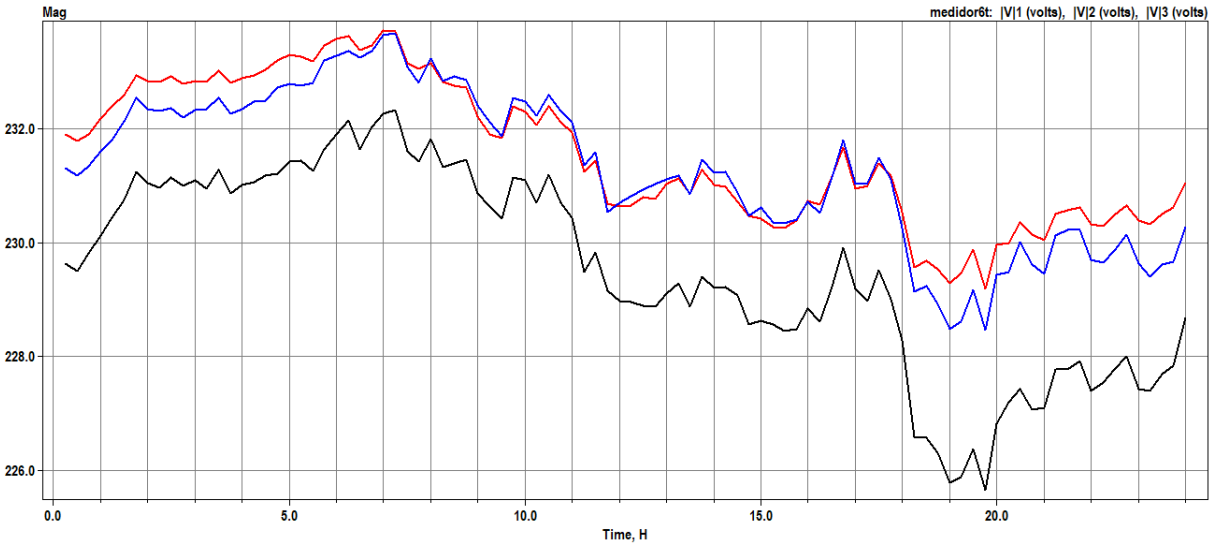
Figura 46 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt após ajuste de tap.



Fonte: Autoria própria (2025).

Apesar da melhoria parcial, os valores de tensão no secundário do transformador 1022332 apresentaram sobretensões nas 11 (onze) primeiras horas do dia, também evidenciadas na Figura 47.

Figura 47 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1022332 após ajuste de tap.



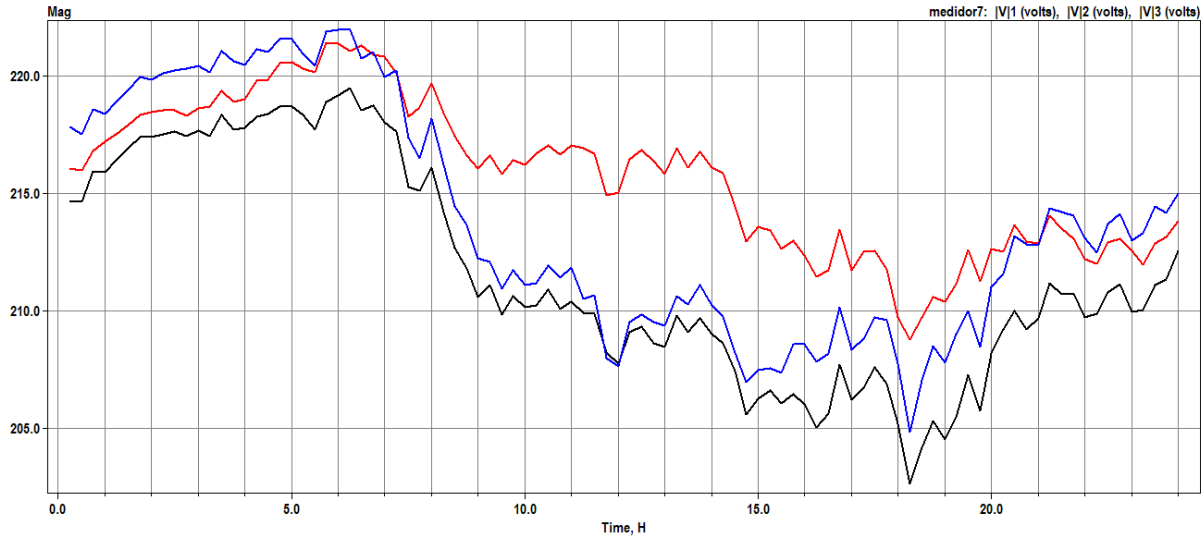
Fonte: Autoria própria (2025).

Portanto, essa medida isolada não é eficaz para corrigir o problema de sobretensão.

Barramento 1182347_bt

Para o barramento 1182347_bt, foi realizado o ajuste do tap do transformador 1021917. Conforme apresentado na Figura 48, o perfil de tensão manteve-se dentro da faixa adequada durante todo o período analisado.

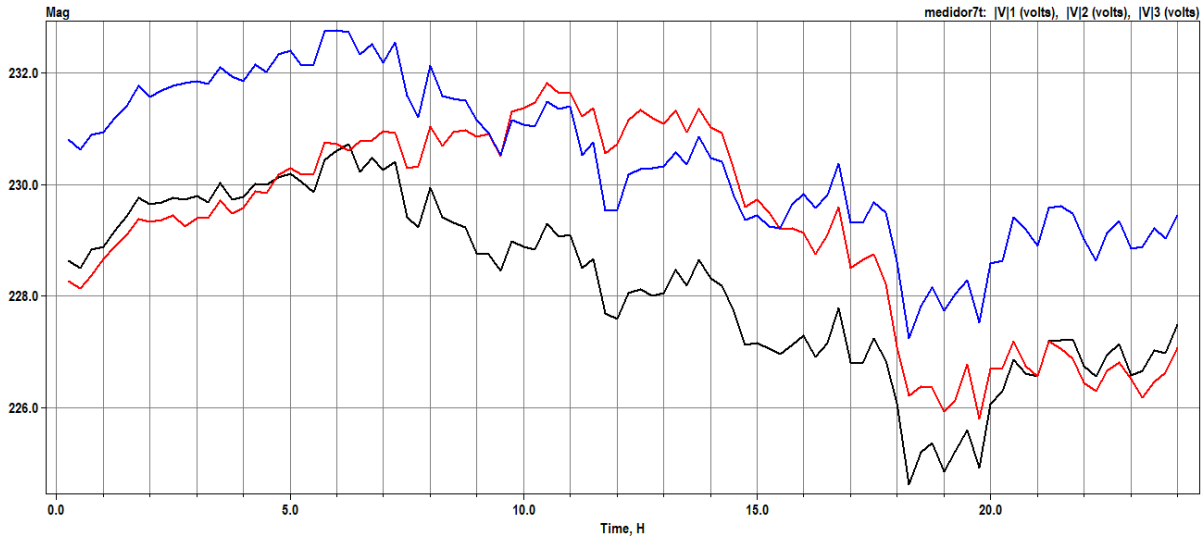
Figura 48 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1182437_bt após ajuste de tap.



Fonte: Autoria própria (2025).

Entretanto, a Figura 49 indica que as tensões no secundário do transformador ficaram elevadas, caracterizando situações de sobretensão. Dessa forma, embora a medida tenha se mostrado parcialmente eficaz para esse trecho do alimentador, sua aplicação não será adotada, pois implicaria em níveis de tensão superiores ao permitido.

Figura 49 – Variação de tensão ao longo do dia no transformador 1021917 após ajuste de tap.



Fonte: Autoria própria (2025).

4.2.2 Alocação de GD

Como a medida anterior (ajuste de tap) não se mostrou suficiente para a correção dos níveis de tensão nos trechos analisados, foram simulados cenários de inserção de GD em todos os 8 (oito) barramentos avaliados.

Essas simulações consideraram a instalação de unidades fotovoltaicas conectadas aos barramentos, com potência dimensionada de acordo com a capacidade do transformador.

A Tabela 8 apresenta a potência instalada e a respectiva participação percentual de GD em relação à carga total associada a cada transformador analisado. Esses valores foram utilizados nas simulações para avaliar o impacto da GD no perfil de tensão dos barramentos atendidos.

Tabela 8 – Resumo de inserção de GD nos transformadores do STMC7.

Código do transformador	Potência do transformador (kVA)	Inserção de GD (%)
1022467	75	14,67
1018564	75	0,00
1022731	75	10,67
1022254	75	12,00
1022392	75	13,33
1022332	150	4,00
1021917	75	70,67
1021898	75	42,67

Fonte: Autoria Própria (2025).

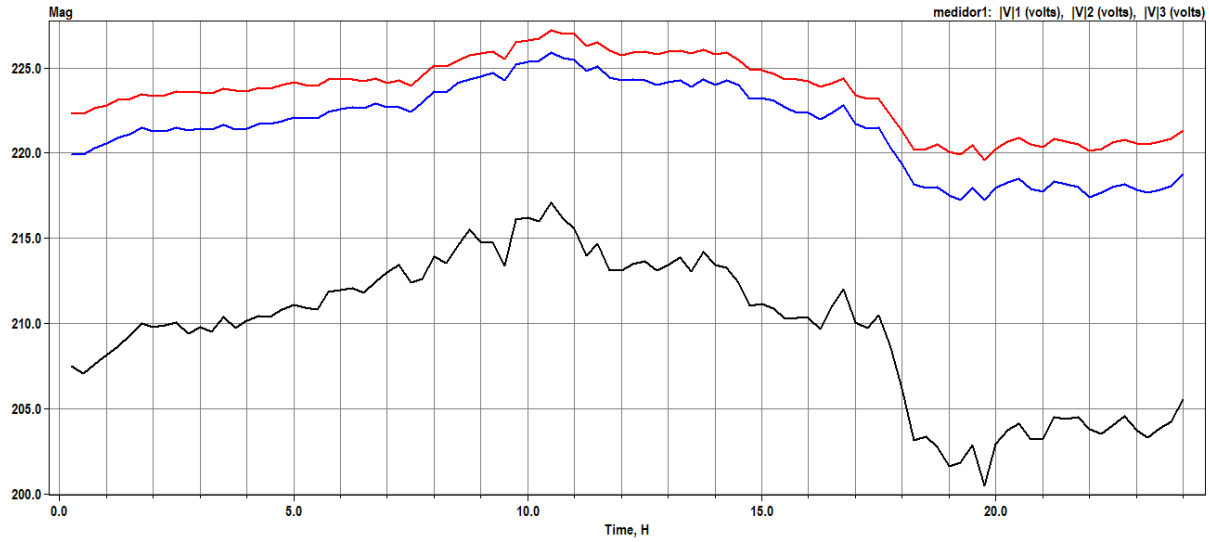
4.2.3 Cenário 1: 25% de inserção

Neste cenário, considerou-se a inserção de GD até o limite de 25% da potência nominal de cada transformador. Foram selecionados apenas os transformadores cujo percentual atual de GD é inferior a 25%, conforme apresentado na Tabela 8.

Para cada transformador elegível, foi adicionada uma potência complementar de GD suficiente para atingir exatamente 25% de sua capacidade.

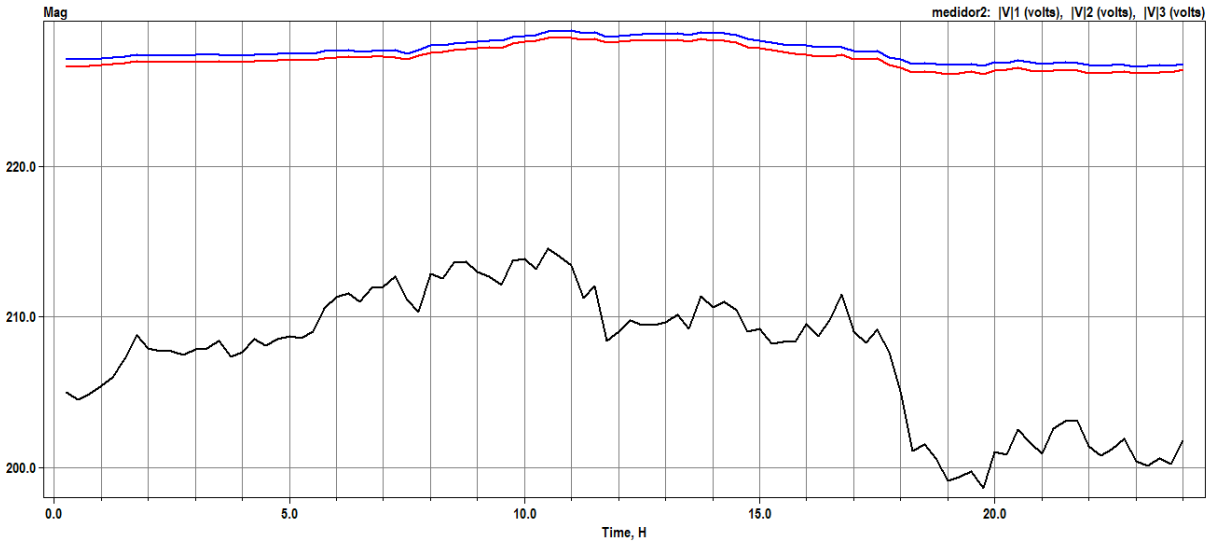
As Figuras 50 até 55 apresentam os resultados obtidos para cada barramento analisado.

Figura 50 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt.



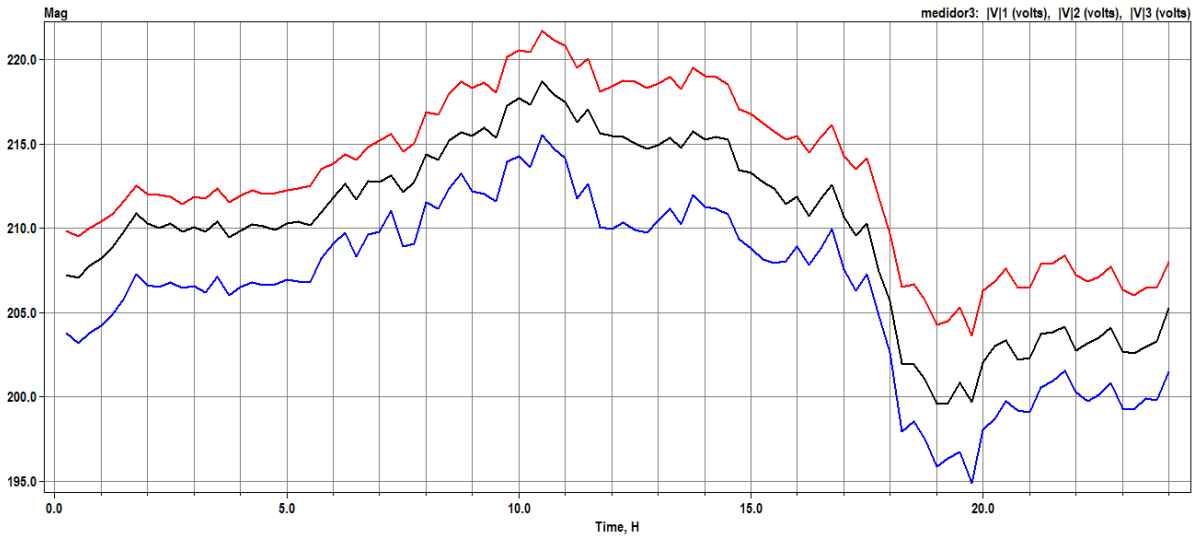
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 51 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt.



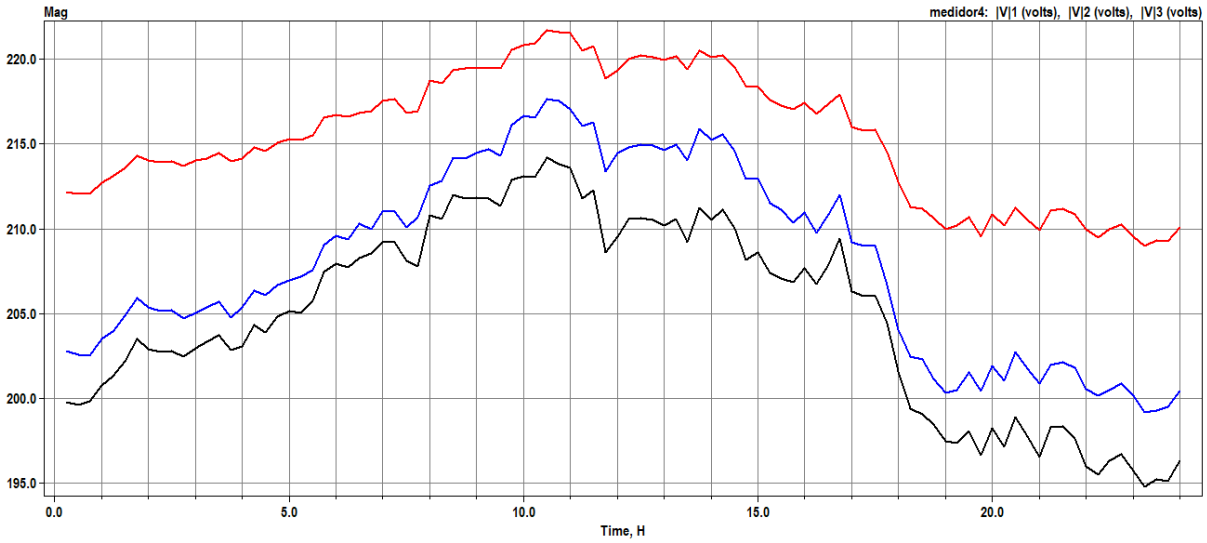
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 52 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt.



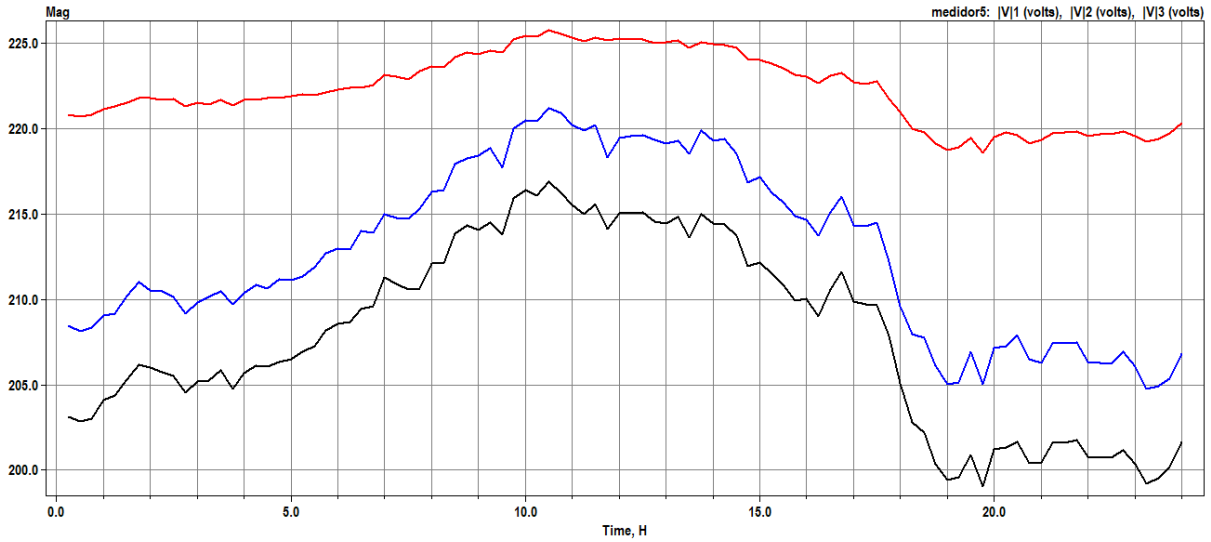
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 53 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt.



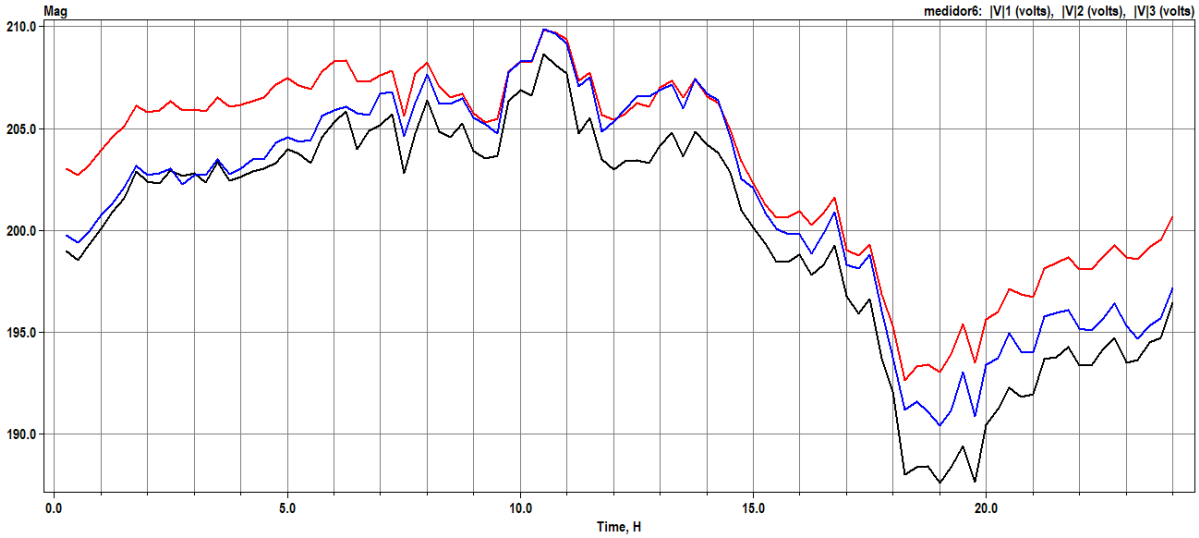
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 54 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 55 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

Os resultados obtidos demonstram que, embora haja melhorias no horário diurno no perfil de tensão, a medida isolada ainda se mostrou insuficiente para manter os níveis dentro dos limites regulamentares durante todo o dia.

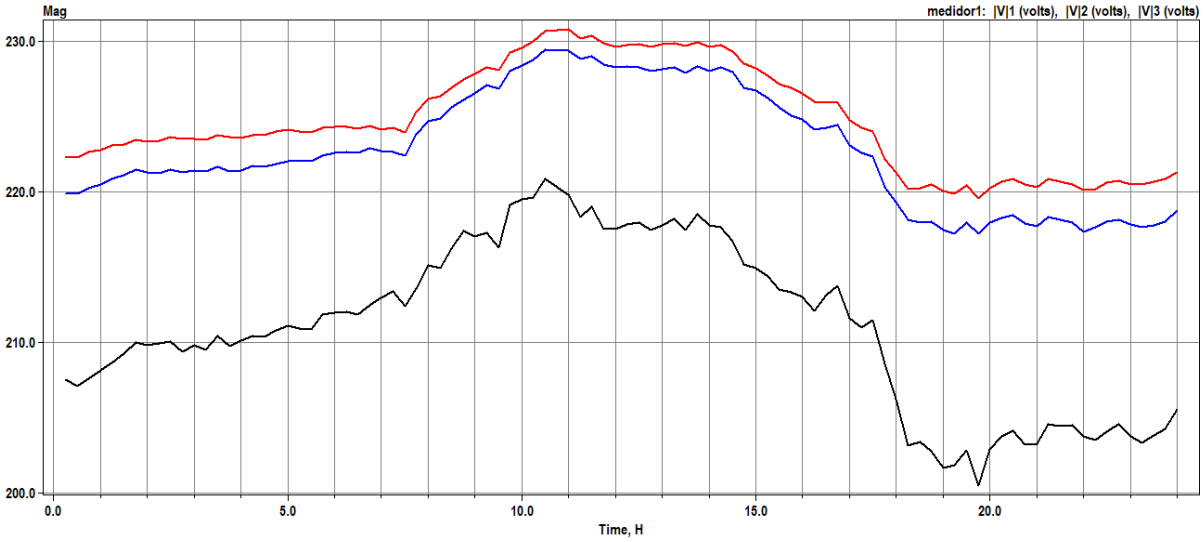
4.2.4 Cenário 2: 50% de inserção

De maneira similar ao cenário anterior, este considerou a inserção de GD até o limite de 50% da potência nominal de cada transformador. Foram selecionados apenas

os transformadores cujo percentual atual de GD é inferior a 50%, conforme apresentado na Tabela 8.

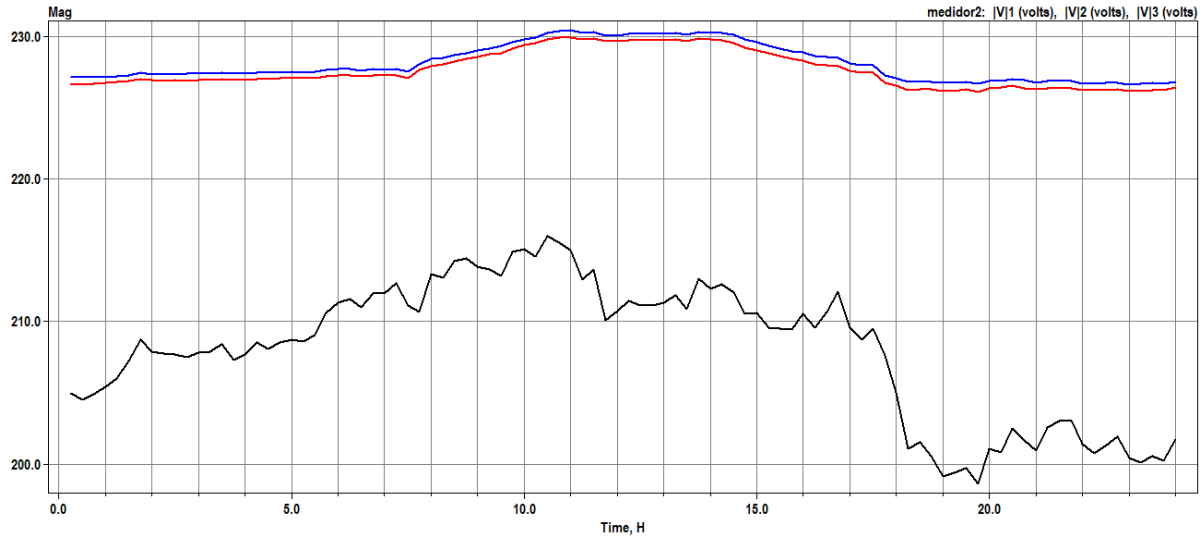
As Figuras 56 até 62 apresentam os resultados obtidos para cada barramento analisado.

Figura 56 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt.



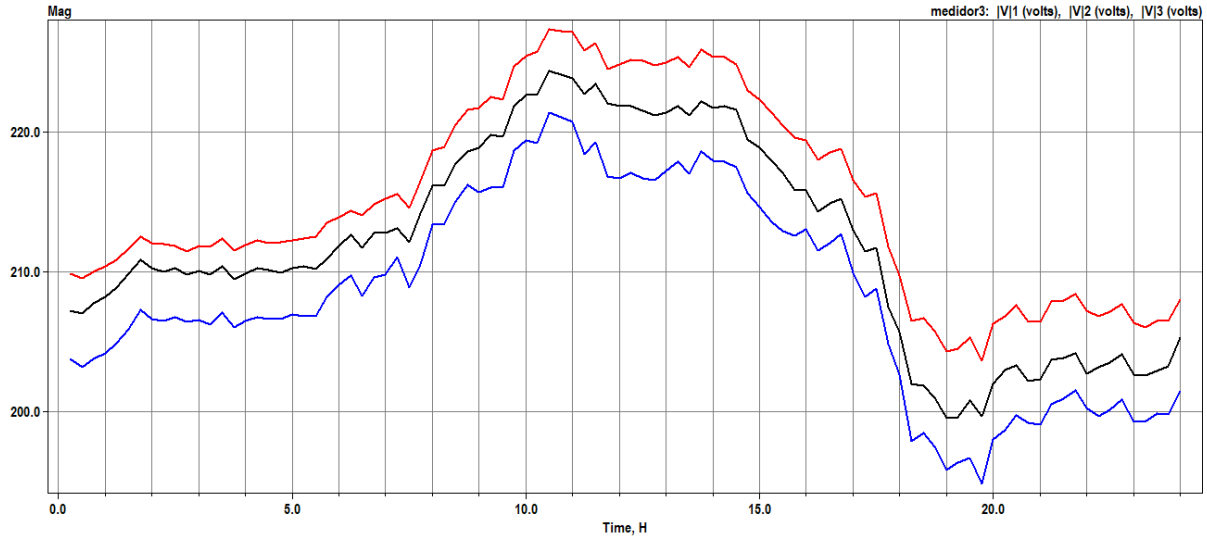
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 57 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt.



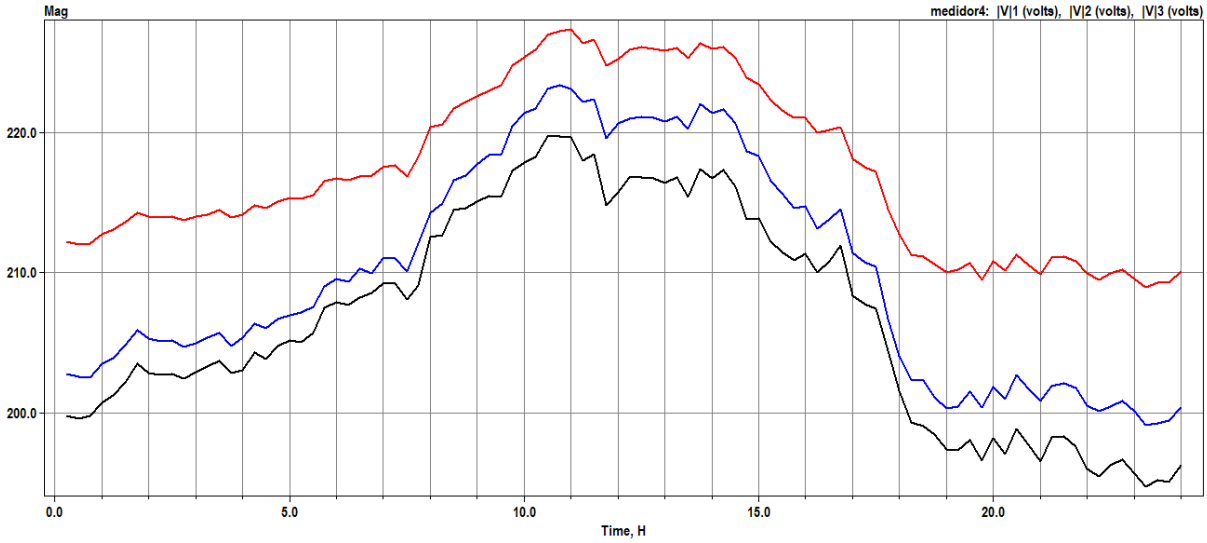
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 58 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt.



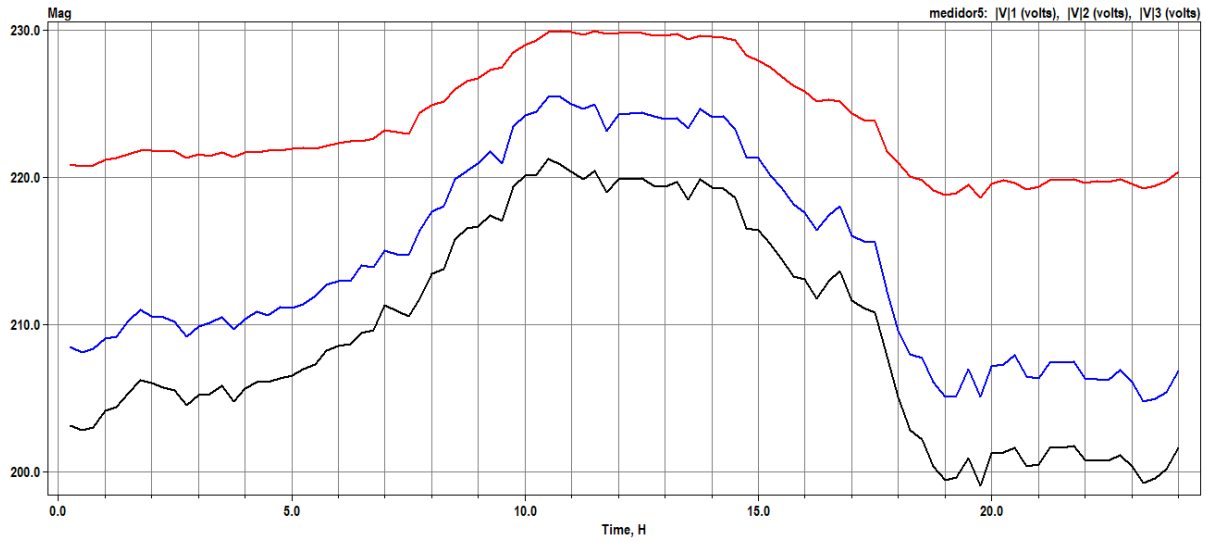
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 59 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt.



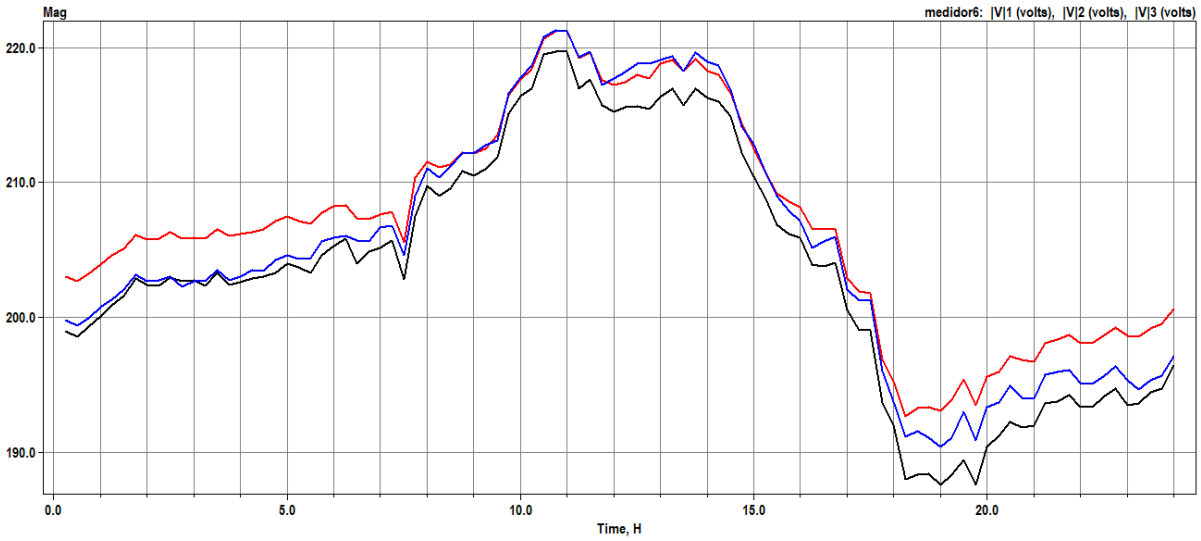
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 60 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt.



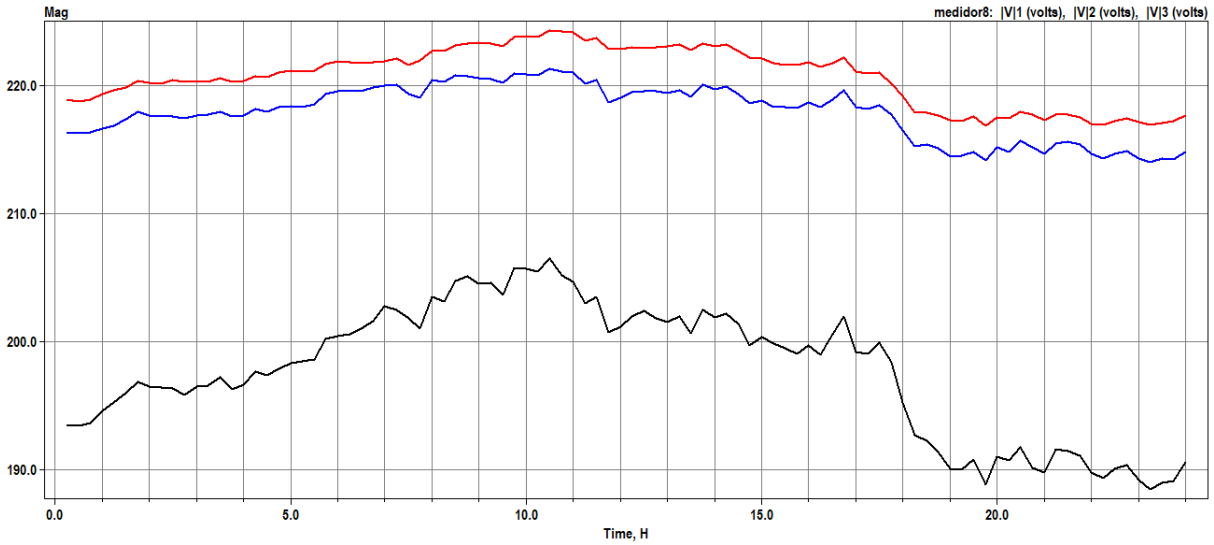
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 61 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 62 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1180755_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

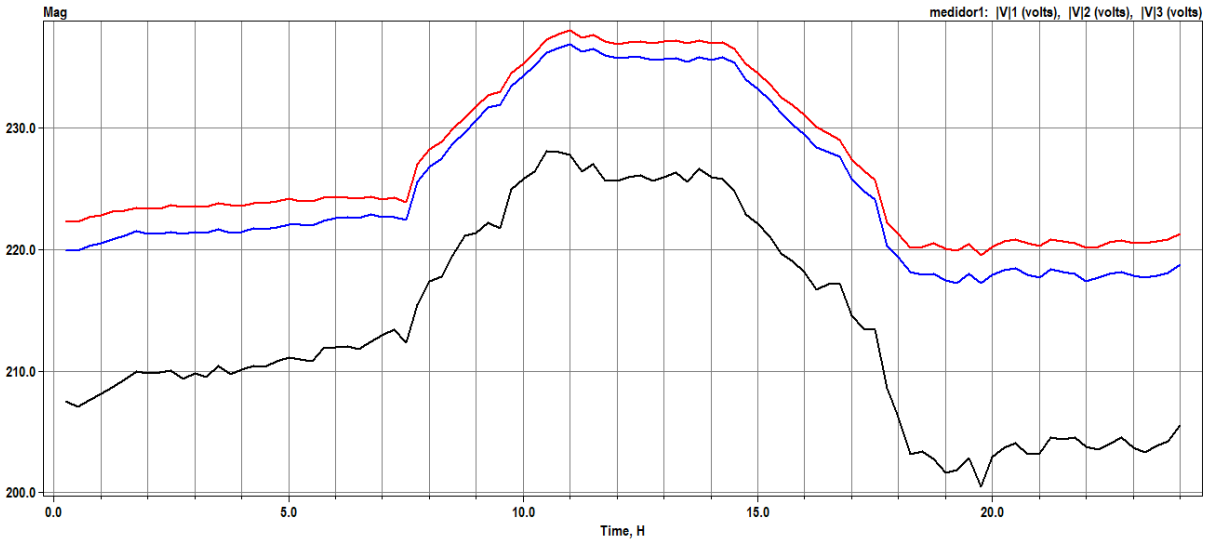
No cenário de inserção de 50% de Geração Distribuída (GD), observou-se que alguns barramentos passaram a apresentar situações de sobretensão ao longo do dia. Esse comportamento está alinhado com a fundamentação teórica, a qual aponta que níveis de penetração superiores a 40% podem causar elevações indesejadas nos níveis de tensão, especialmente em trechos com baixa demanda ou com predominância de cargas residenciais.

4.2.5 Cenário 3: 100% de inserção

Como etapa final da análise, adotou-se a inserção de GD correspondente a 100% da potência nominal de cada transformador. Foram considerados apenas os transformadores cujo percentual atual de GD está abaixo desse limite, conforme detalhado na Tabela 8.

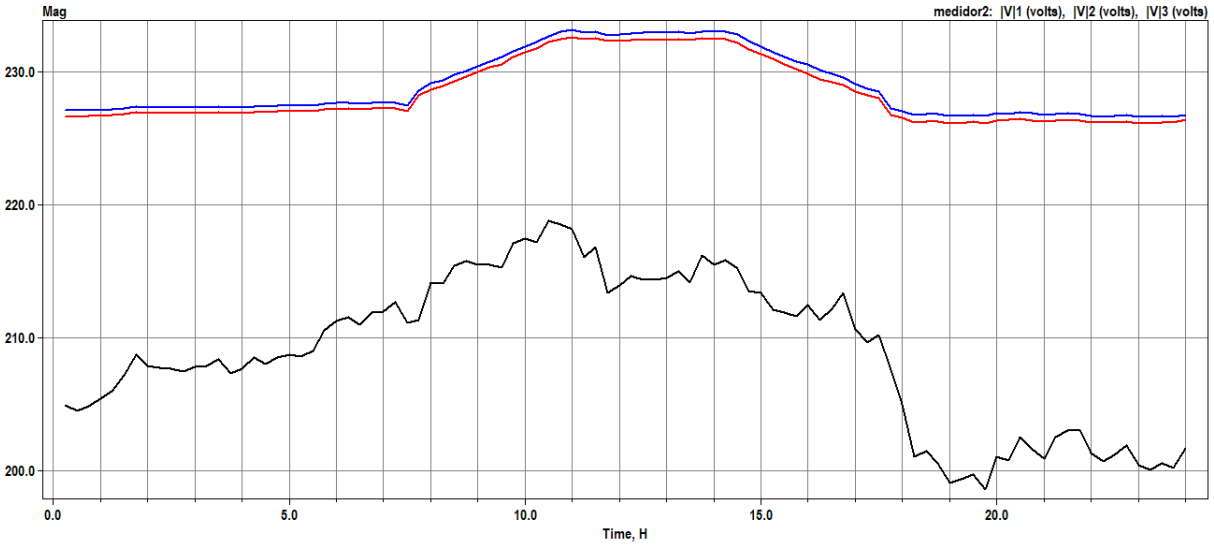
As Figuras 63 até 70 apresentam os resultados obtidos para cada barramento analisado.

Figura 63 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184425_bt.



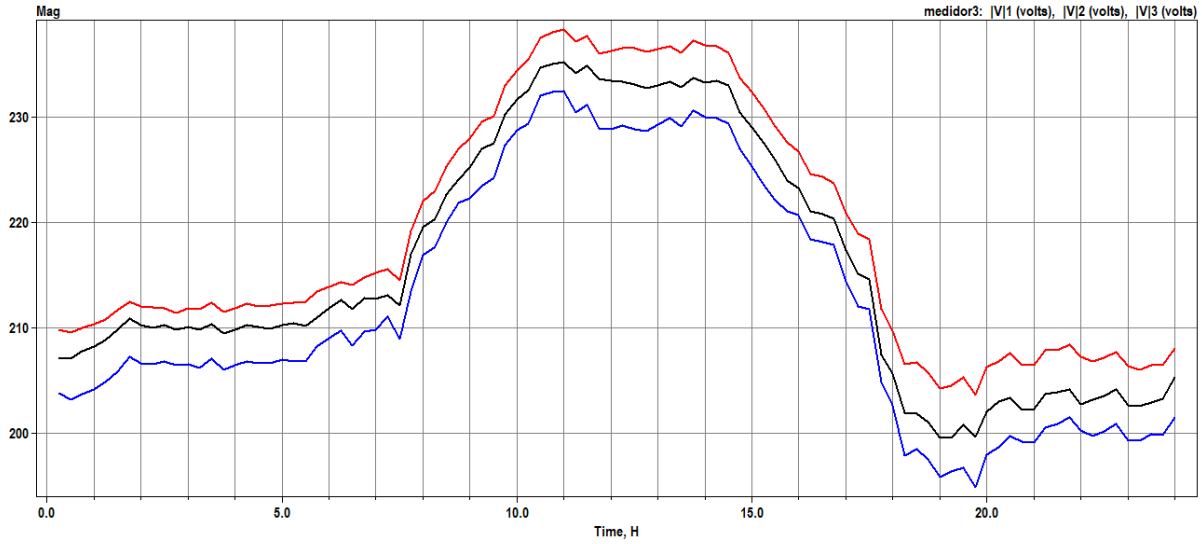
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 64 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1163635_bt.



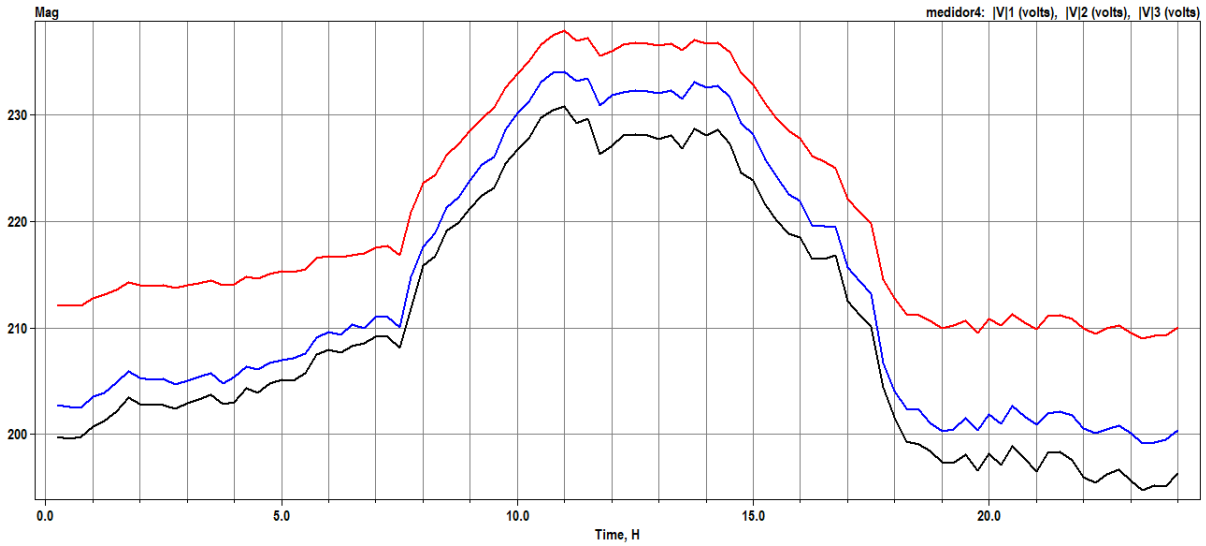
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 65 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1185042_bt.



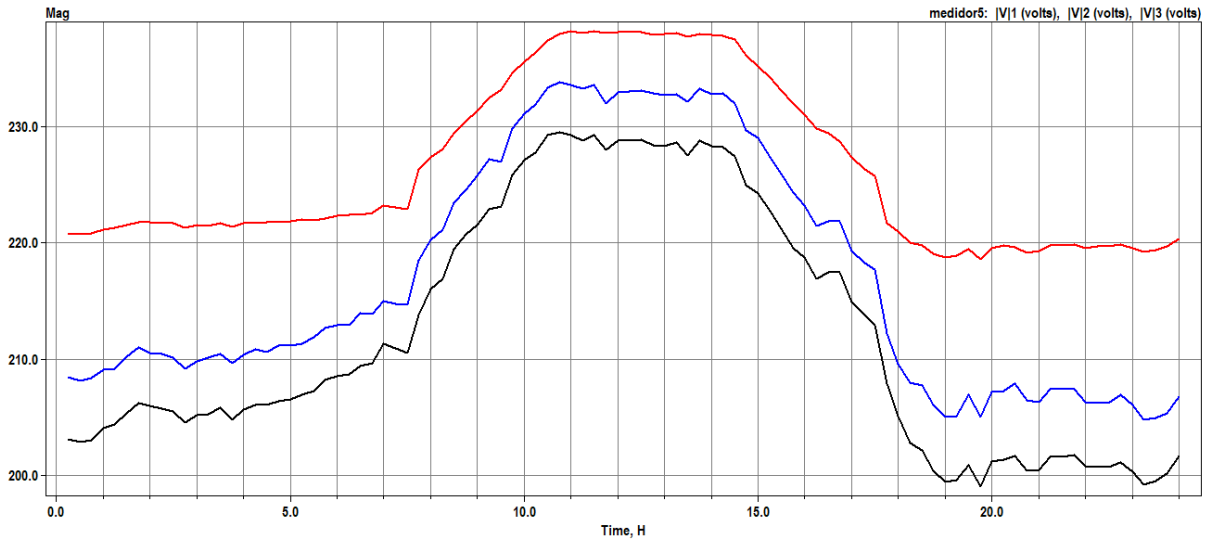
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 66 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1183406_bt.



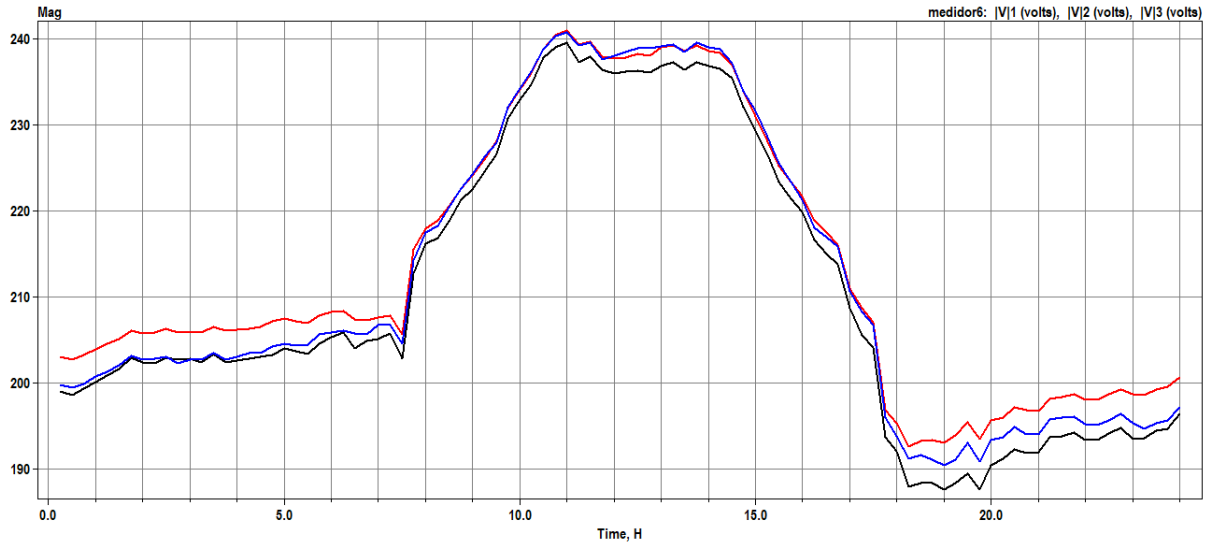
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 67 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184086_bt.



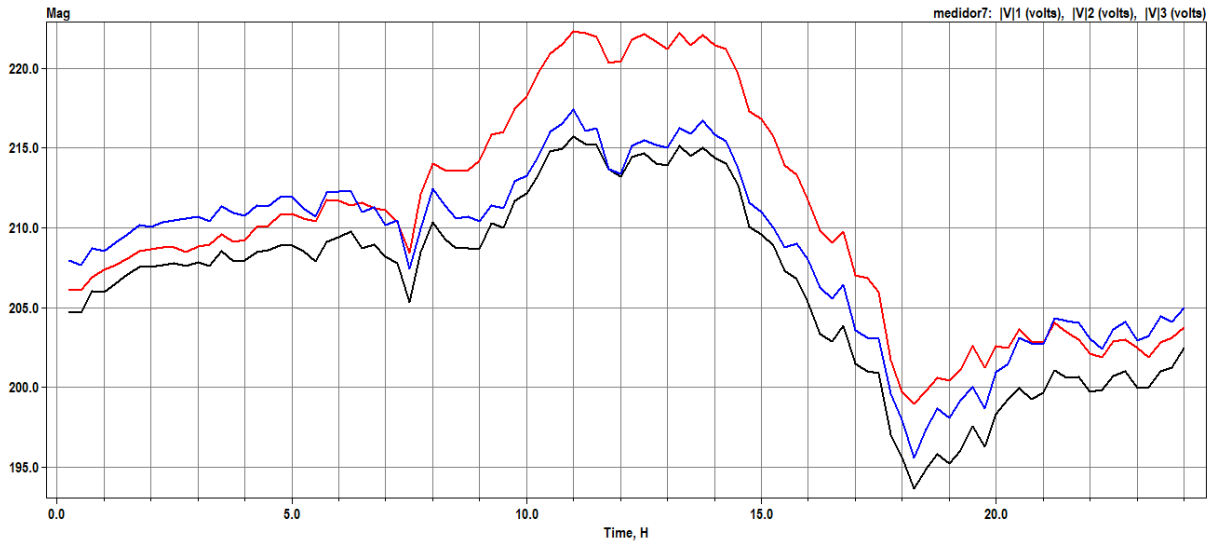
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 68 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1184403_bt.



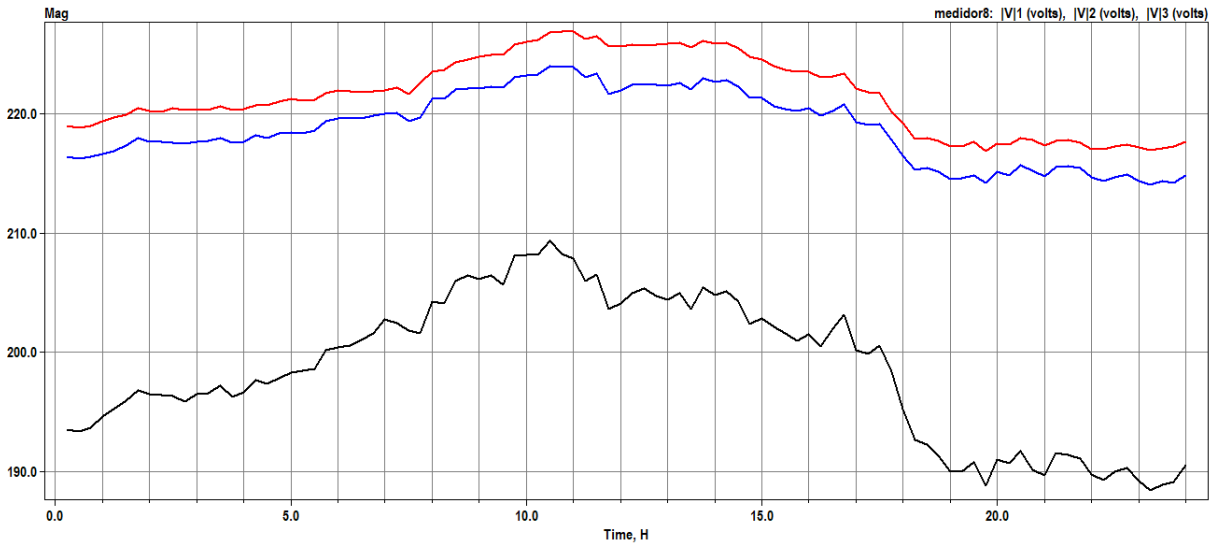
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 69 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1182437_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 70 – Variação de tensão ao longo do dia na barra 1180755_bt.



Fonte: Autoria própria (2025).

No cenário com 100% de inserção de GD, verificou-se que 75% dos barramentos analisados (correspondendo a seis casos) apresentaram níveis de sobretensão durante todo o período diurno. Tal resultado evidencia os efeitos adversos de uma alta penetração de GD em redes de distribuição, especialmente quando não há mecanismos de controle local de tensão. Além disso, mesmo com o aumento da geração distribuída, os problemas de subtensão nos períodos noturnos permaneceram, uma vez que a geração fotovoltaica é inexistente nesse intervalo. Dessa forma, conclui-se que, embora

a GD contribua para a elevação do perfil de tensão durante o dia, sua aplicação isolada é insuficiente como ferramenta de mitigação de problemas de qualidade da tensão ao longo de todo o dia.

4.2.6 Outras alternativas

Dada a complexidade inerente às redes de distribuição em áreas com elevada densidade urbana, observa-se que medidas simples de mitigação de problemas de tensão, como o ajuste de tap dos transformadores e a inserção de Geração Distribuída (GD), não se mostraram plenamente eficazes no sistema em estudo. A aplicação dessas estratégias, embora benéficas em determinados aspectos, resultou em novos desafios operacionais, como a ocorrência de sobretensões em períodos de elevada geração fotovoltaica, sem eliminar as ocorrências de subtensão nos períodos noturnos.

Nesse contexto, torna-se necessário a consideração de alternativas técnicas adicionais. A utilização de reguladores de tensão em nível de baixa tensão se destaca como uma medida promissora, uma vez que possibilita o controle localizado do perfil de tensão, ajustando-o às variações de carga e geração ao longo do sistema.

Complementarmente, a adoção de medidas de eficiência energética junto aos consumidores pode contribuir para a redução da demanda, aliviando o carregamento da rede e minimizando quedas de tensão.

Por fim, a inserção de sistemas de armazenamento de energia, associadas à GD, apresenta-se como uma solução para a compensação da ausência de simultaneidade entre geração e consumo. Esses sistemas permitiriam o armazenamento do excedente de energia gerado durante o dia para uso em períodos noturnos.

5 CONCLUSÃO

Os estudos realizados neste trabalho evidenciaram o potencial da ferramenta *OpenDSS*, integrada à BDGD, como uma solução robusta para a análise de fluxo de potência e avaliação do perfil de tensão em redes de distribuição reais, especialmente aquelas com elevada penetração de GD. A metodologia adotada permitiu simular cenários operacionais distintos, com o objetivo de mitigar problemas de subtensão identificados na rede em estudo.

Para isso, foram aplicadas duas estratégias principais: o ajuste dos taps dos transformadores de distribuição e a inserção progressiva de GD em barramentos com subtensão. As simulações mostraram que o ajuste de tap teve efeito positivo na elevação dos níveis de tensão, especialmente durante o período noturno, porem causaram problemas de sobretensão nas barras mais próximas ao secundário dos transformadores. De maneira similar, a GD contribuiu para a melhoria do perfil de tensão diurno, embora, em níveis mais elevados de inserção, tenham sido observadas ocorrências de sobretensão em diversos barramentos.

Durante o desenvolvimento do trabalho, constatou-se que, embora o *OpenDSS* seja eficiente em termos de processamento e modelagem, a construção manual dos modelos de rede requer atenção e cuidado. A integração com ferramentas externas, como planilhas e scripts em Python, mostrou-se essencial para garantir precisão e agilidade, viabilizando uma modelagem mais automatizada e menos propensa a erros.

Por fim, os resultados indicam que, embora as técnicas aplicadas contribuam para a melhoria pontual da rede, elas não são suficientes, de forma isolada, para garantir a qualidade da tensão em todos os horários. Assim, destaca-se a importância de considerar alternativas adicionais, como reguladores de tensão em BT, ações de eficiência energética e sistemas de armazenamento associados à GD. Dessa forma, este trabalho oferece subsídios práticos para distribuidoras e colabora com a pesquisa acadêmica no campo da operação e planejamento de redes de distribuição inteligentes.

REFERÊNCIAS

ABAYOMI, A.; NNACHI, A. F. Analysis of the influence of pv integration on an unbalanced grid voltage deviation. **WSEAS Transactions on Circuits and Systems**, 2024. Acesso em: 15 jan. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.37394/23201.2024.23.15>.

ANEEL. **Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade do fornecimento de energia elétrica**. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório**. [S.l.], 2021. Acesso em: 10 jan. 2025. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.

BELRZAEG, M.; SIF, M. A.; ALMABSOUT, E.; BENISHEIKH, U. A. Distributed generation for microgrid technology. **International Journal of Scientific Research Updates**, v. 6, n. 1, p. 83–92, 2023. Acesso em: 15 jan. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.53430/ijsru.2023.6.1.0062>.

CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. Tradução: Anatólio Laschuk. ISBN 978-85-8055-207-2.

EPRI. **OpenDSS Documentation - Power Flow**. 2024. <https://opendss.epri.com/PowerFlow.html>. Acesso em: 16 janeiro 2025.

HE, X.; ZHANG, Z.; JING, L.; ZHOU, H.; ZHU, Z.; ZHOU, W. Design and application of wireless monitoring system for urban distribution network. In: YAO, X.; KONG, X. (Ed.). **Fourth International Conference on Machine Learning and Computer Application (ICMLCA 2023)**. SPIE, 2024. v. 13176, p. 131761E. Disponível em: <https://doi.org/10.1117/12.3029088>.

JR., W. D. S. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 4. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986. 4ª edição americana; 2ª edição em português. Tradução e revisão técnica: Arlindo Rodrigues Mayer, João Paulo Minussi, Somchai Ansuj.

MASIC, F.; SARIC, M.; HIVZIEFENDIC, J.; DZEMIC, Z. Hosting capacity in smart distribution systems using opendss tool and monte carlo-based methodology. **Science and Technology for Energy Transition**, v. 80, n. 2, p. 1–13, 2025. Publicado online em 17 dezembro 2024. Acesso em: 15 janeiro 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.2516/stet/2024090>.

MELO, I. D. de. **Fluxo de potência: teoria e implementação de códigos computacionais**. São Paulo: Blucher, 2023. 216 p. ISBN 978-65-5506-657-9.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **PAR/PEL 2024 – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo**. [S.l.], 2024. Acesso em: 15 janeiro 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo>.

POTTER, K.; ROSINSKI, J. **Distributed Energy Resources (DERs)**. 2023. OSF Preprints. Acesso em: 15 jan. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.31219/osf.io/8wv5t>.

RAJAMANICKAM, J.; RAMACHANDRAN, M.; SHARMA, R.; SIVAJI, C. Distributed generation (dg) system using copras method. **REST Journal on Advances in Mechanical Engineering**, REST Publisher, v. 2, n. 3, p. 11–22, 2023. ISSN 2583-4800. Acesso em: 15 jan. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.46632/jame/2/3/2>.

SILVA, A. D. da C. **Desenvolvimento de interfaces para o software OpenDSS**. [S.l.], 2021. Acesso em: 15 maio 2025. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/handle/riufcg/21004>.

SURESH, A.; MURARI, K.; KAMALASADAN, S. Current injection based quasi-static time series load flow algorithm for distribution system with multiple distributed energy resources. In: **2023 IEEE International Conference on Energy Technologies for Future Grids (ETFG)**. Wollongong, Australia: IEEE, 2023. p. 1–6. Acesso em: 15 jan. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ETFG55873.2023.10408120>.

TORRES, I. C.; FARIAS, D. M.; AQUINO, A. L. L. de; TIBA, C. Voltage regulation for residential prosumers using a set of scalable power storage. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 14, p. 3288, 2021.