

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RODRIGO PAULO RAIMUNDO

**AVALIAÇÃO DE EVENTO MONITORADO NA OPERAÇÃO EM
PARALELO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÃO REAL:
Modelagem, Simulação e Estudo de Caso**

FLORIANÓPOLIS, 2026.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RODRIGO PAULO RAIMUNDO

**AVALIAÇÃO DE EVENTO MONITORADO NA OPERAÇÃO EM
PARALELO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÃO REAL:
Modelagem, Simulação e Estudo de Caso**

Projeto do Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Instituto Federal de
Educação, Ciência e Tecnologia de Santa
Catarina como parte dos requisitos para
aprovação no curso superior de Engenharia
Elétrica.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, D.Eng.
Coorientador:
Prof. Daniel Tenfen, D.Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2026.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Raimundo, Rodrigo Paulo

AVALIAÇÃO DE EVENTO MONITORADO NA OPERAÇÃO EM PARALELO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÃO REAL: modelagem, simulação e estudo de caso / Rodrigo Paulo Raimundo; orientação de Everthon Taghori Sica; coorientação de Daniel Tenfen. - Florianópolis, SC, 2026. 103 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Operação em paralelo de transformadores. 2. Impedância percentual. 3. Tap changer. 4. Corrente circulante. 5. Estudo de caso. I. Taghori Sica, Everthon. II. Tenfen, Daniel. III. Instituto Federal de Santa Catarina. IV. AVALIAÇÃO DE EVENTO MONITORADO NA OPERAÇÃO EM PARALELO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÃO REAL.

**AVALIAÇÃO DE EVENTO MONITORADO NA OPERAÇÃO EM
PARALELO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÃO REAL:
Modelagem, Simulação e Estudo de Caso.**

RODRIGO PAULO RAIMUNDO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro em 2026 e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 07 de julho, 2026

Banca Examinadora:



Prof. Everthon Taghori Sica, D.Eng.



Prof. Daniel Tenfen, D.Eng.



Prof. Fabio Victor Schreiber, M.Sc.



Prof. João Carlos Martins Lúcio, D.Eng.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha esposa, Susana Claudete Costa, pelo apoio, pela compreensão e pelo incentivo ao longo de toda esta trajetória. Ao meu filho que está por vir, pela motivação especial que representa em minha vida.

À minha família, pelo suporte constante e pela confiança depositada em mim. Ao meu orientador, Prof. Everthon Taghori Sica, e ao meu coorientador, Prof. Daniel Tenfen, pelas orientações, pelas valiosas contribuições e pelo acompanhamento acadêmico ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros da banca examinadora, Prof. Fabio Victor Schreiber e Prof. João Carlos Martins Lúcio, pela disponibilidade e pelas contribuições na avaliação deste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho, pela colaboração e pela compreensão durante este período. Ao colega de faculdade e amigo Felipe Maeda Xavier, pelo acompanhamento em algumas etapas deste trabalho, pelas contribuições e pela parceria ao longo do percurso acadêmico.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso sobre um evento monitorado na operação em paralelo de dois transformadores trifásicos de 300 kVA, em subestação real. Tem o objetivo de analisar a partilha de carga entre os transformadores a partir de medições em campo, formulação teórica analítica e simulação computacional, investigando a influência da impedância percentual e da posição do *comutador de derivação* sobre o comportamento elétrico do sistema nas fases pré-evento, evento e pós-evento. A campanha experimental foi realizada com analisadores de energia Fluke 1738 ao longo de 14 dias consecutivos, monitorando tensão, corrente e potência aparente em cada transformador. Os resultados indicaram que, na fase pré-evento, o sistema operava em regime estável com uma divisão de carga compatível com a diferença das impedâncias nominais dos transformadores com uma diferença de aproximadamente 11% na distribuição de carga. Durante o período monitorado, foi identificado um evento de transição abrupta e permanente na distribuição de carga, após o qual um dos transformadores passou a assumir, de forma persistente, a maior parcela da carga, com períodos de sobrecarga e pico máximo de 602,96 kVA, correspondente a 200,99% da capacidade nominal do equipamento. A comparação entre dados medidos, cenários teóricos e modelos simulados no software PLECS demonstrou elevada concordância entre as abordagens analítica e computacional, com baixos erros percentuais em todos os cenários avaliados. O cenário pós-evento mostrou maior aderência ao modelo de alteração estrutural da impedância equivalente de um dos transformadores. Conclui-se que o evento registrado alterou de forma significativa e persistente a dinâmica de compartilhamento de carga da subestação, expondo o sistema a condição crítica de operação e reforçando a importância do monitoramento contínuo e da avaliação diagnóstica em instalações de infraestrutura essencial.

Palavras-chave: operação em paralelo de transformadores; impedância percentual; *tap changer*; sobrecarga; corrente circulante; estudo de caso.

ABSTRACT

This work presents a case study of a monitored event in the parallel operation of two three-phase 300 kVA transformers in a real substation. The objective of this study is to analyze load sharing between the transformers based on field measurements, analytical theoretical formulation, and computational simulation, investigating the influence of percentage impedance and tap changer position on the electrical behavior of the system during the pre-event, event, and post-event phases. The experimental campaign was carried out using Fluke 1738 power quality analyzers over 14 consecutive days, monitoring voltage, current, and apparent power in each transformer. The results indicated that, in the pre-event phase, the system operated under stable conditions with an imbalance consistent with the difference in nominal impedances of the transformers, showing an approximate 11% difference in load distribution. During the monitoring period, an abrupt and permanent transition event in load distribution was identified, after which one of the transformers began to consistently carry the larger share of the load, with periods of overload and a maximum peak of 602.96 kVA, corresponding to 200.99% of the equipment's nominal capacity. The comparison between measured data, theoretical scenarios, and models simulated in PLECS software demonstrated strong agreement between analytical and computational approaches, with low percentage errors across all evaluated scenarios. The post-event scenario showed greater adherence to the model of structural change in the equivalent impedance of one of the transformers. It is concluded that the recorded event significantly and persistently altered the load-sharing dynamics of the substation, exposing the system to a critical operating condition and reinforcing the importance of continuous monitoring and diagnostic assessment in essential infrastructure installations.

Keywords: parallel transformer operation; percentage impedance; tap changer; overload; circulating current; case study.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Analisador FLUKE 1738	27
Figura 2 – Bobinas de Medição de Corrente	28
Figura 3 – Terminal de Medição de Tensão	28
Figura 4 – Conexão de Neutro	29
Figura 5 – Modelagem Completa	37
Figura 6 – Modelagem Quadrante A	38
Figura 7 – Bloco <i>Voltage Source AC (3 phase)</i>	38
Figura 8 – Parametrização da Fonte	39
Figura 9 – Bloco <i>Dy Transformer</i>	40
Figura 10 – <i>Dy Transformer</i> T1 e T2	40
Figura 11 – Bloco <i>Meter (3 phase)</i>	41
Figura 12 – Resistores em Série	41
Figura 13 – Conjunto para Medir Tensão (fase/fase)	42
Figura 14 – Sub-bloco de Carga (a), Bloco <i>Electrical Port</i> (b), Bloco <i>Resistor</i> (c).....	43
Figura 15 – Modelagem Quadrante B	43
Figura 16 – Bloco <i>Probe</i> Corrente.....	44
Figura 17 – Bloco <i>Probe</i> Tensão.....	44
Figura 18 – Bloco Sinais Extraídos	45
Figura 19 – Medição por dois Wattímetros.....	47
Figura 20 – Transformador T1 (a), Transformador T2 (b)	49
Figura 21 – Disposição da Subestação.....	50
Figura 22 – Parâmetros dos Transformadores Cenário 1	53
Figura 23 – Parâmetro dos Resistores Cenário 1	54
Figura 24 – Simulação Cenário 1	55
Figura 25 – Parâmetro dos Transformadores Cenário 2	60
Figura 26 – Parâmetro dos Resistores Cenário 2	61
Figura 27 – Simulação Cenário 2.....	62
Figura 28 – Parâmetro dos Transformadores Cenário 3	67
Figura 29 – Parâmetro dos Resistores Cenário 3	68
Figura 30 – Simulação Cenário 3.....	69
Figura 31 – Parâmetros dos Transformadores Cenário 4	73
Figura 32 – Parâmetro dos Resistores Cenário 4	74
Figura 33 – Simulação Cenário 4.....	75

Figura 34 – Gráfico Potência [VA]	78
Figura 35 – Gráfico Potência [VA] - Pré-Evento	80
Figura 36 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento	83
Figura 37 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento	83
Figura 38 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento	83
Figura 39 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento	84
Figura 40 – Gráfico de Interrupção.....	88
Figura 41 – Gráfico Potência [VA] - Evento.....	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quadro de Normas	22
Tabela 2 – Dados Nominiais	50
Tabela 3 – Valores Calculados para o Cenário 1	52
Tabela 4 – Dados da Simulação Cenário 1	55
Tabela 5 – Erros Percentuais Cenário 1	56
Tabela 6 – Valores Calculados para Cenário 2	59
Tabela 7 – Dados da Simulação Cenário 2	62
Tabela 8 – Erros Percentuais Cenário 2	63
Tabela 9 – Valores Calculados para o Cenário 3	66
Tabela 10 – Dados da Simulação Cenário 3	69
Tabela 11 – Erros Percentuais Cenário 3	70
Tabela 12 – Valores Calculados para o Cenário 4	72
Tabela 13 – Dados da Simulação Cenário 4	75
Tabela 14 – Erros Percentuais Cenário 4	76
Tabela 15 – Dados Pré-Evento	80
Tabela 16 – Dados Pós-Evento.....	84
Tabela 17 – Dados de Sobrecarga Transformador T1	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CIRAM	Centro de Informações de Recursos Ambientais e de Hidrometeorologia de Santa Catarina
DGA	Análise de Gases Dissolvidos
EPAGRI	Empresa de Pesquisa Agropecuária e Extensão Rural de Santa Catarina
FRA	Análise de Resposta em Frequência
Hz	<i>Hertz</i>
I _c	Corrente Circulante
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
NBR	Norma Brasileira
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição
QGBT1	Quadro Geral de Baixa Tensão 1
QGBT2	Quadro Geral de Baixa Tensão 2
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
Z _{cc}	Impedância de curto-circuito
Z%	Tensão de impedância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	13
1.2	Objetivo Geral.....	14
1.3	Objetivos Específicos	14
1.4	Estrutura do Trabalho.....	15
2	PARALELISMO DE TRANSFORMADORES	16
2.1	Operação em Paralelo de Transformadores	16
2.1.1	Impedância de Curto-circuito e Compartilhamento de Carga.....	17
2.1.2	<i>Tap Changer</i> e Relação de Transformação	18
2.2	Características em Condições de Sobrecarga e Degradação	20
2.3	Interação Normativa e Estratégia de Medição	22
3	METODOLOGIA DE MODELAGEM E DO ESTUDO DE CASO.....	24
3.1	Classificação da Pesquisa	26
3.2	Caracterização da Subestação	26
3.3	Instrumentação e Procedimentos de Campo	27
3.4	Coleta e Tratamento de Dados.....	30
3.5	Modelagem Analítica	31
3.6	Modelagem Computacional.....	36
3.7	Critérios de Comparação e Análise	48
4	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS.....	49
4.1	Caracterização da Subestação e dos Transformadores Analisados...	49
4.2	Resultados Teóricos	51
4.2.1	Cenário 1.....	51
4.2.1.1	<i>Valores Calculados</i>	<i>51</i>
4.2.1.2	<i>Valores Simulados</i>	<i>52</i>
4.2.1.3	<i>Considerações entre os Resultados Calculados e Simulados</i>	<i>55</i>
4.2.2	Cenário 2.....	56
4.2.2.1	<i>Valores Calculados</i>	<i>57</i>
4.2.2.2	<i>Valores Simulados</i>	<i>59</i>
4.2.2.3	<i>Considerações entre os Resultados Calculados e Simulados</i>	<i>62</i>
4.2.3	Cenário 3.....	63
4.2.3.1	<i>Resultados Calculados</i>	<i>64</i>
4.2.3.2	<i>Valores Simulados</i>	<i>66</i>
4.2.3.3	<i>Considerações entre Valores Calculados e Simulados.....</i>	<i>69</i>
4.2.4	Cenário 4.....	71
4.2.4.1	<i>Valores Calculados</i>	<i>71</i>
4.2.4.2	<i>Valores Simulados</i>	<i>72</i>
4.2.4.3	<i>Considerações entre Valores Calculados e Simulados.....</i>	<i>75</i>
5	ESTUDO DE CASO	77
5.1	Pré-Evento	79
5.2	Pós-Evento	81
5.2.1	Análise da Sobrecarga do Transformador T1	85
5.2.2	Análise de Interrupção Registrada	88
5.3	Evento	89
5.3.1	Falha Parcial no Isolamento dos Enrolamento do Transformador T1	90

5.3.2	Alteração na Posição do <i>Tap Changer</i>	91
5.3.3	Deformação Mecânica Cumulativa nos Enrolamentos.....	91
5.3.4	Deterioração das Buchas de Conexão.....	92
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	94
	REFERÊNCIAS	98
	APÊNDICE.....	101
	APÊNDICE A – Dados de Campo.....	102

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por confiabilidade e eficiência nos sistemas de distribuição de energia elétrica impõe desafios técnicos relevantes às instalações industriais e comerciais, sejam elas públicas ou privadas. Nesse contexto, a operação em paralelo de transformadores representa uma estratégia amplamente adotada para garantir a continuidade do fornecimento e ampliar a capacidade instalada, porém, exige atenção criteriosa às condições de compatibilidade elétrica dos equipamentos envolvidos, especialmente quanto ao grupo de ligação, compatibilidade de impedâncias e às posições do *tap changer* (comutador de derivação) (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEC, 2011).

O presente trabalho aborda a avaliação da operação em paralelo de dois transformadores trifásicos de 300 kVA, identificados como Transformador T1 e Transformador T2, em subestação de uma unidade consumidora real do Grupo A. A subestação opera em tensão primária de 13,8 kV, e os dois equipamentos compartilham a alimentação da carga por meio de quadros gerais de baixa tensão independentes (QGBT1 e QGBT2), contudo, interligados por um barramento comum. O estudo foi motivado pela constatação de assimetria no compartilhamento de carga entre os transformadores, evidenciando a influência das diferenças de impedância percentual e das distintas posições do *tap changer* sobre o comportamento elétrico do sistema.

1.1 Justificativa

A operação inadequada de transformadores em paralelo pode resultar em sobrecarga de um dos equipamentos, surgimento de correntes circulantes e redução da vida útil dos ativos, com potencial impacto direto sobre a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica (CHEN; ZHAO, 2025; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

A relevância do tema justifica-se também pelo contexto da instalação, tratando-se de uma unidade de infraestrutura crítica, na qual falhas no sistema elétrico podem comprometer a segurança e a operação de serviços essenciais. A operação contínua em regime de sobrecarga acentuada constitui um cenário de risco real para

a integridade dos equipamentos, conforme estabelecido pela norma IEEE C57.91 (2025) e pela ABNT NBR 5356-7 (2017), que indicam que o excesso de carregamento acelera os processos de degradação do isolamento celulósico, reduzindo a vida útil do transformador. Ademais, a escassez de estudos de caso documentados sobre um evento monitorado em tempo real da operação em paralelo de transformadores de distribuição em instalações de médio porte, com análise integrada entre medição em campo, formulação teórica calculada e simulação computacional, confere uma contribuição relevante e pertinente acadêmica ao presente trabalho.

1.2 Objetivo Geral

Avaliar o comportamento da operação em paralelo dos transformadores durante evento de possível falha, por meio da integração entre medição em campo, modelagem teórica analítica e simulação computacional, com vistas a identificar as causas da assimetria de carregamento observada e suas implicações para a integridade operacional do sistema.

1.3 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, foram traçados os seguintes objetivos específicos:

a) caracterizar tecnicamente a subestação da unidade consumidora do Grupo A e os transformadores em operação, identificando seus parâmetros elétricos nominais e as condições reais de funcionamento, com base nos dados nominais e nas inspeções técnicas realizadas em campo;

b) monitorar as grandezas elétricas, potência, corrente e tensão dos dois transformadores ao longo de um período representativo, utilizando analisadores de energia modelo Fluke 1738, em conformidade com os critérios do PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022);

c) desenvolver a modelagem teórica analítica da operação em paralelo em quatro cenários distintos, considerando variações de impedância percentual e de

posição do *tap changer*, com base nas formulações preconizadas pela IEC 60076-1 (2011) e pela IEEE C57.135 (2015);

d) implementar e validar o modelo computacional da subestação no software PLECS, confrontando os resultados simulados com os obtidos analiticamente, segundo critérios de erro percentual relativo (MONTGOMERY; RUNGER, 2021);

e) identificar o cenário teórico que melhor representa as condições de operação observadas em campo, correlacionando os dados medidos com os resultados analíticos e simulados (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025);

f) analisar os eventos de sobrecarga, desequilíbrio de carregamento e interrupções registrados durante o período de monitoramento, avaliando suas possíveis causas e consequências para os equipamentos, conforme normas IEEE C57.91 (2025) e ABNT NBR 5356-7 (2017).

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em seis capítulos. No segundo capítulo, apresenta-se a fundamentação teórica, abrangendo os princípios da operação em paralelo de transformadores, as relações de impedância e compartilhamento de carga, os mecanismos de degradação e alteração de impedância, assim como as normas e guias técnicos aplicáveis ao estudo. No terceiro capítulo, descreve-se a metodologia adotada, detalhando a classificação da pesquisa, a caracterização da subestação, os procedimentos de instrumentação e coleta de dados conforme o PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022), a modelagem teórica analítica e a simulação computacional. O quarto capítulo apresenta os resultados teóricos calculados e simulados para os quatro cenários propostos, com a respectiva análise comparativa. O quinto capítulo é dedicado ao estudo de caso, com a análise das fases pré-evento, evento e pós-evento registradas durante o período de monitoramento. O sexto capítulo apresenta as considerações finais, sintetizando os principais resultados e recomendações para trabalhos futuros. Por fim, as Referências Bibliográficas.

2 PARALELISMO DE TRANSFORMADORES

Este capítulo apresenta os conceitos, modelos e normas que fundamentam a análise desenvolvida neste trabalho. São abordados os princípios da operação em paralelo de transformadores, os mecanismos de compartilhamento de carga em função da impedância e do *tap changer*, os processos de degradação e envelhecimento dos equipamentos e o referencial normativo aplicável ao estudo.

2.1 Operação em Paralelo de Transformadores

A operação em paralelo de transformadores consiste na conexão de dois ou mais transformadores com os primários e secundários ligados ao mesmo barramento, de modo que compartilhem o suprimento de uma carga comum. Essa configuração é utilizada em sistemas de distribuição para aumentar a capacidade de suprimento, garantir continuidade operacional em caso de falha de um dos equipamentos e otimizar o carregamento do sistema (FRAILE MORA, 2008; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

Para que a operação em paralelo ocorra de forma adequada, a literatura técnica estabelece que os transformadores devem satisfazer um conjunto de condições de compatibilidade, a saber (IEC, 2011; IEEE, 2015; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024):

- a) a igualdade das relações de transformação com tensões nominais de entrada e saída compatíveis;
- b) a igualdade dos grupos de ligação com defasamento angular entre primário e secundário idêntico;
- c) a proximidade dos valores de impedância percentual de curto-circuito;
- d) a sequência de fases idêntica, em sistemas trifásicos; e
- e) a mesma frequência nominal.

O não atendimento de qualquer dessas condições resulta no surgimento de correntes circulantes internas entre os transformadores, mesmo na ausência de

carga, podendo causar sobrecarga, elevação de temperatura e comprometimento da vida útil dos equipamentos (IEC, 2011; IEEE, 2015; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

2.1.1 Impedância de Curto-circuito e Compartilhamento de Carga

A impedância de curto-circuito (Z_{CC}), é um parâmetro fundamental na análise da operação em paralelo, pois determina a parcela da carga total que cada transformador absorve. Em sistemas com dois transformadores operando em paralelo, a carga é distribuída de forma inversamente proporcional às impedâncias equivalentes de cada equipamento, o transformador de menor impedância absorve maior potência (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEC, 2011).

A partilha de carga, na ausência de diferença de tensão em vazio entre os secundários, é expressa pelas relações:

$$S_{T1} = \frac{Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}} \cdot S_{T1+T2} \quad (1)$$

$$S_{T2} = \frac{Z_{T1}}{Z_{T1} + Z_{T2}} \cdot S_{T1+T2} \quad (2)$$

Em que Z_{T1} e Z_{T2} são as impedâncias dos transformadores T1 e T2; S_{T1} e S_{T2} são as potências nominais de cada transformador e S_{T1+T2} é a soma das potências nominais de cada transformador.

Essa formulação demonstra que, mesmo com *tap changers* na mesma posição, diferenças nos valores nominais de $Z_{\%}$, como os valores de 4,18% (T1) e 4,66% (T2) verificados neste estudo, já são suficientes para produzir uma distribuição assimétrica da carga entre os equipamentos (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015).

Quando, adicionalmente, os transformadores operam com posições distintas do *tap changer*, surgem tensões em vazio diferentes nos secundários, gerando uma diferença de tensão ΔV_f entre os ramos paralelos. Essa diferença impõe uma corrente circulante (I_C), que se superpõe às correntes de carga e acentua

significativamente o desequilíbrio de carregamento (CHEN; ZHAO, 2025). A corrente circulante é estimada por:

$$I_C = \frac{\Delta V_f}{Z_{T1} + Z_{T2}} \quad (3)$$

onde ΔV_f é a diferença de tensão de fase em vazio entre os secundários, e Z_{T1} , Z_{T2} são as impedâncias equivalentes referidas ao secundário de cada transformador (IEC, 2011; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

A potência aparente associada à corrente circulante é dada por:

$$S_c = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_C \quad (4)$$

Em que S_c é a potência aparente da corrente circulante, V_{ff} é a tensão entre fases e I_C é a corrente circulante.

Essa corrente circulante, por ser independente da demanda da carga, provoca um desequilíbrio dinâmico entre os transformadores: em períodos de baixa demanda, sua proporção relativa à corrente total é maior, exacerbando o desequilíbrio; em períodos de alta demanda, sua influência se atenua proporcionalmente (GRAINGER; STEVENSON, 1994; CHAPMAN, 2013).

2.1.2 Tap Changer e Relação de Transformação

O *tap changer* é um dispositivo que permite ajustar a relação de transformação do transformador por meio da seleção de diferentes derivações no enrolamento, usualmente no lado de alta tensão. Seu princípio de funcionamento baseia-se na variação do número efetivo de espiras do enrolamento, o que altera diretamente a relação de transformação e, conseqüentemente, a tensão no secundário. A principal função do *tap changer* é compensar variações na tensão da rede, mantendo a tensão de saída dentro dos limites nominais de operação

(CHAPMAN, 2013; IEC, 2011). Esse controle é realizado mantendo aproximadamente constante a relação volt por espira e, portanto, o fluxo magnético no núcleo.

Quando a tensão aplicada ao primário é inferior ao valor nominal, o comutador de derivações reduz o número de espiras do enrolamento primário. Dessa forma, mantém-se constante a relação, evitando a redução do fluxo magnético e garantindo que a tensão induzida no secundário permaneça próxima do valor nominal.

Por outro lado, quando a tensão aplicada ao primário é superior ao valor nominal, o comutador aumenta o número de espiras do enrolamento primário. Essa ação também preserva a relação volt por espira e limita o fluxo magnético no núcleo, impedindo a sobretensão no secundário.

Assim, a tensão secundária em vazio de um transformador, em função da posição do *tap changer* selecionada, pode ser expressa por:

$$V_{sec} = V_{sec,nom} \cdot \frac{V_{prim}}{V_{tap}} \quad (5)$$

Em que, V_{sec} é a tensão do secundário, V_{prim} é a tensão do primário e V_{tap} é a tensão do *tap changer*.

No contexto da operação em paralelo, a posição do *tap changer* assume importância crítica, quando dois transformadores operam com posições distintas, as tensões em vazio de seus secundários diferem, estabelecendo uma força eletromotriz resultante que impulsiona a corrente circulante no anel formado pelos dois ramos paralelos (IEEE, 2015; CHEN; ZHAO, 2025). Estudos recentes baseados em simulação computacional confirmam que o desajuste de *tap changer* é o fator de maior impacto na geração de correntes circulantes e na consequente assimetria de carregamento entre transformadores em paralelo, superando em magnitude o efeito isolado da diferença de impedâncias (CHEN; ZHAO, 2025).

Quando a impedância é referida de um enrolamento ao outro, aplica-se a equação de transferência de impedâncias, fundamentada no quadrado da relação de espiras:

$$Z_{TB} = \left(\frac{N_{T1}}{N_{T2}} \right)^2 \cdot Z_{TA} \quad (6)$$

Em que, N_{T1} e N_{T2} são as relações de transformações dos transformadores T1 e T2 e Z_{TA} é a impedância inicial referida ao secundário do transformador T2 e Z_{TB} é a impedância final (corrigida) referida ao secundário do transformador T2, em função da mudança do TAP do transformador T2. Essa equação é essencial na parametrização de modelos computacionais quando os transformadores operam em posições diferentes de *tap changer*, pois os parâmetros do modelo devem ser referidos a um lado comum para garantir coerência física na comparação dos resultados (SADIKU; ALEXANDER, 2013; CHAPMAN, 2013).

2.2 Características em Condições de Sobrecarga e Degradação

A operação continuada em condições de sobrecarga e a presença de correntes circulantes acentuadas produzem efeitos mecânicos e térmicos sobre os enrolamentos dos transformadores, podendo resultar em deformações estruturais e alteração dos parâmetros elétricos do equipamento ao longo do tempo (IEEE, 2025; NBR, 2017). As principais formas de degradação observadas em transformadores de distribuição são:

a) a deformação mecânica cumulativa dos enrolamentos que é causada por esforços eletrodinâmicos resultantes de correntes de curto-circuito ou sobrecargas repetidas, que alteram a geometria interna e, conseqüentemente, a impedância equivalente do equipamento (IEEE, 2015);

b) a falha parcial ou total no isolamento dos enrolamentos que é provocada por envelhecimento térmico acelerado do papel isolante celulósico, cujo processo é descrito pelo modelo de *Montsinger*, que estabelece que a vida útil do isolante é reduzida à metade para cada acréscimo de 8 °C na temperatura de operação acima do limite nominal (IEEE, 2025; NBR, 2017);

c) a deterioração das buchas de conexão que é resultante de sobretensões, contaminação ou envelhecimento dielétrico, com comprometimento da integridade das interfaces entre os enrolamentos e os barramentos externos; e

d) a alteração da posição do *tap changer* que pode ocorrer de forma não intencional em decorrência de falhas mecânicas ou intervenções de manutenção, alterando a relação de transformação efetiva e introduzindo desequilíbrio adicional no sistema.

A Análise de Gases Dissolvidos (AGD) e a técnica de Análise de Resposta em Frequência (ARF) são os métodos diagnósticos mais utilizados para a detecção precoce dessas anomalias, permitindo avaliar a integridade dos enrolamentos e do sistema de isolamento sem a necessidade de desligamento do equipamento (IEEE, 2015).

O envelhecimento térmico do isolamento celulósico é o principal mecanismo de limitação da vida útil de transformadores de distribuição. A norma IEEE C57.91 (2025) estabelece que o carregamento nominal do transformador é definido em função de uma temperatura de ponto quente (*hot-spot*) de referência de 110 °C, para fator de aceleração de envelhecimento é unitária. O acréscimo de temperatura acima desse valor acelera exponencialmente o processo de envelhecimento, de acordo com a equação de *Arrhenius* adaptada para o isolamento de papel:

$$FAA = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{T_{hs} + 273} \right]} \quad (7)$$

Em que, FAA é o fator de aceleração de envelhecimento e T_{hs} é a temperatura do ponto quente em graus celsius [°C] (IEEE, 2025). Desta forma, se $T_{hs} = 120^{\circ}C$, tem-se $FAA = 2,7$, o que indica que um dia de operação nessas condições equivale a aproximadamente 2,7 dias de envelhecimento térmico do isolamento. Para $T_{hs} = 130^{\circ}C$, então $FAA = 6,9$, indicando um envelhecimento ainda mais acelerado, no qual um dia de operação corresponde a cerca de 6,9 dias de envelhecimento. A norma ABNT NBR 5356-7 (2017) complementa esse referencial ao estabelecer os critérios de sobrecarga admissíveis em condições normais e de emergência para transformadores de potência, diferenciando sobrecargas de curta duração, toleradas em condições específicas, das sobrecargas continuadas, que provocam degradação irreversível e redução expressiva da vida útil estimada. O não controle do carregamento em regime de sobrecarga pode reduzir a vida útil do

equipamento de décadas para poucos anos, a depender do nível e da duração da solicitação térmica (NBR, 2017; IEEE, 2025).

2.3 Interação Normativa e Estratégia de Medição

O presente trabalho fundamenta-se em um conjunto de normas técnicas nacionais e internacionais que estabelecem os critérios de avaliação, parametrização e análise adotados. A Tabela 1 sintetiza os principais documentos normativos utilizados.

Tabela 1 – Quadro de Normas

Norma	Organismo	Escopo de aplicação neste trabalho
IEC 60076-1 (2011)	IEC	Requisitos gerais para transformadores de potência; parâmetros de placa e impedância percentual.
IEC 60076-18 (2012)	IEC	Especificações técnicas e equipamentos para a medição da Resposta em Frequência (SFRA).
IEC 60137 (2017)	IEC	Especifica as características e os ensaios para buchas isoladas.
IEEE C57.135 (2015)	IEEE	Guia para operação em paralelo de transformadores.
IEEE C57.104 (2019)	IEEE	Guia para a Interpretação de Gases Gerados em Transformadores Imersos em Óleo Mineral.
IEEE C57.91 (2025)	IEEE	Guia de carregamento de transformadores imersos em óleo; envelhecimento térmico e sobrecarga.
ABNT NBR 5356-7 (2017)	ABNT	Guia de Carregamento para Transformadores de Potência Imersos em Líquido Isolante; regras para sobrecarga, limites de temperatura e impacto na vida útil.
ABNT NBR 5356-1 (2025)	ABNT	Transformadores de potência: requisitos gerais; relação X/R para transformadores de distribuição.
PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022)	ANEEL	Procedimentos de distribuição; critérios de medição e indicadores de qualidade de energia elétrica.
NBR IEC 61000-4-30 (2023)	ABNT/IEC	Métodos de medição da qualidade de energia; requisitos de exatidão e rastreabilidade metrológica.

Fonte: Autor, 2026.

O PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2022) é particularmente relevante para a definição dos critérios de representatividade estatística da campanha de medição, estabelecendo o requisito mínimo de 1.008 leituras válidas em intervalos de dez minutos, correspondente a sete dias contínuos de monitoramento, para que os

indicadores de qualidade de energia sejam considerados válidos. A norma NBR IEC 61000-4-30 (2023) define os requisitos de exatidão para instrumentos de medição de qualidade de energia, classificados em Classe A (maior rigor metrológico) e Classe S (uso em estudos e inspeções de campo), sendo os analisadores Fluke 1738 utilizados neste trabalho enquadrados nesta última categoria.

3 METODOLOGIA DE MODELAGEM E DO ESTUDO DE CASO

A avaliação de qualidade de energia elétrica em sistemas de distribuição requer a definição de uma estratégia de medição que assegure a representatividade dos dados coletados e a adequação dos instrumentos utilizados às grandezas de interesse. As principais grandezas monitoradas neste trabalho, potência aparente [VA], corrente de linha [A] e tensão de fase [V], são grandezas diretamente relacionadas à avaliação da partilha de carga em operação paralela e aos indicadores de carregamento dos transformadores (FRAILE MORA, 2008; ANEEL, 2022).

O analisador de energia Fluke 1738 é um instrumento portátil de medição trifásica que realiza a aquisição simultânea de tensão e corrente, permitindo o cálculo de potência ativa, reativa e aparente, além do registro de harmônicos, desequilíbrio de tensão e corrente, variações rápidas de tensão e fator de potência (FLUKE, 2022). Sua utilização em campanhas de medição de campo é amplamente documentada na literatura de qualidade de energia, sendo reconhecida como uma solução eficaz para levantamentos em instalações industriais e de infraestrutura (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

A interpretação das grandezas medidas é conduzida a partir da integração entre as normas aplicáveis e a literatura técnica especializada. O critério central de análise é a partilha de carga entre os transformadores, avaliada por meio do percentual de carregamento em relação à potência nominal de cada equipamento e da simetria das correntes de linha. A identificação do cenário operacional que melhor representa os dados de campo é realizada pela comparação entre os perfis de potência aparente medidos e os valores previstos pelos modelos analítico e computacional desenvolvidos (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025).

A análise de sobrecarga segue os critérios estabelecidos pela ABNT NBR 5356-7 (2017) e pelo guia IEEE C57.91 (2025), considerando tanto a duração quanto a magnitude do carregamento acima da potência nominal. Para a avaliação de interrupções de fornecimento, adotam-se os critérios de identificação baseados em descontinuidades nas séries temporais registradas pelos analisadores, procedimento coerente com as definições do PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2022). Por fim, a validação dos modelos computacionais é realizada por meio do erro percentual relativo entre os valores calculados e simulados, adotando como limites de aceitação

os parâmetros recomendados pela literatura de modelagem de sistemas elétricos (BECKWITH ELECTRIC, 2020; MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

Este trabalho foi desenvolvido a partir de um estudo de caso aplicado a uma subestação de distribuição em média tensão pertencente à uma unidade consumidora do grupo A, na qual operam, em paralelo, dois transformadores trifásicos de 300 kVA, identificados neste estudo como transformador T1 e transformador T2. O delineamento metodológico adotado é de natureza aplicada, com abordagem predominantemente quantitativa, uma vez que se baseia na aquisição, no tratamento e na interpretação de grandezas elétricas mensuráveis em campo, complementadas por modelagem teórica e simulação computacional. Sob o ponto de vista dos objetivos, a pesquisa possui caráter descritivo e explicativo, pois busca descrever o comportamento operacional da subestação e explicar os mecanismos que condicionam a partilha de carga entre transformadores em operação paralela, especialmente em função das diferenças de impedância percentual e das posições de *tap changer*.

A estrutura metodológica foi organizada em etapas sucessivas, apresentando de forma clara os métodos empregados, os procedimentos de coleta, os instrumentos utilizados e a forma de análise dos dados. Assim, a condução da pesquisa compreendeu cinco etapas principais:

- a) o reconhecimento técnico da subestação e levantamento das condições operacionais do sistema;
- b) a definição dos pontos de medição e instalação dos analisadores de energia;
- c) a aquisição e validação dos dados monitorados em campo;
- d) o tratamento e organização dos dados obtidos; e
- e) a comparação entre os resultados medidos, os cálculos teóricos e os resultados provenientes da simulação computacional.

3.1 Classificação da Pesquisa

Quanto à sua finalidade, a pesquisa caracteriza-se como aplicada, pois está orientada à compreensão de uma condição real de operação em uma instalação elétrica específica e à produção de conhecimento técnico voltado à análise da operação em paralelo de transformadores de potência em baixa tensão. Quanto aos procedimentos técnicos, enquadra-se como estudo de caso, uma vez que se concentra na investigação aprofundada de uma unidade singular, preservando as condições reais de funcionamento da subestação e correlacionando os dados medidos com a literatura técnica e com a modelagem elétrica adotada.

Sob a perspectiva da abordagem do problema, o estudo é predominantemente quantitativo, pois utiliza medições elétricas com resolução temporal definida, além de cálculos baseados em grandezas nominais e impedâncias equivalentes, permitindo comparar numericamente o comportamento dos transformadores em diferentes cenários operacionais. Contudo, a pesquisa também incorpora elementos qualitativos na etapa de inspeção em campo, em especial no reconhecimento do arranjo físico da subestação, na identificação dos componentes e na verificação das condições reais de conexão entre os transformadores.

3.2 Caracterização da Subestação

A primeira etapa da pesquisa consistiu no reconhecimento técnico da subestação analisada. Essa atividade foi realizada em visita técnica ocorrida em 12 de março de 2026, tendo por finalidade o levantamento das características construtivas e operacionais da instalação. Nessa ocasião, foram identificados os principais componentes da subestação, as características dos transformadores instalados, a disposição dos quadros de baixa tensão e a configuração de operação em paralelo dos dois equipamentos.

De acordo com as informações levantadas em campo, verificou-se a presença de dois transformadores trifásicos de 300 kVA conectados a uma carga comum no secundário. Também foi informado pelo responsável técnico da unidade que, no momento do levantamento, o transformador T2 encontrava-se ajustado em

tap changer 2, enquanto o transformador T1 operava em *tap changer 1*, condição considerada relevante para a formulação das hipóteses técnicas posteriormente avaliadas.

A partir dessa visita preliminar, foram definidos os pontos mais adequados para o monitoramento das grandezas elétricas. O QGBT1 foi estabelecido como ponto de medição associado ao transformador T1, enquanto o QGBT2 foi definido como ponto de medição associado ao transformador T2. Essa definição assegurou a obtenção de grandezas elétricas individualizadas por transformador, possibilitando a comparação direta entre os perfis de carregamento dos dois equipamentos ao longo do período de monitoramento.

3.3 Instrumentação e Procedimentos de Campo

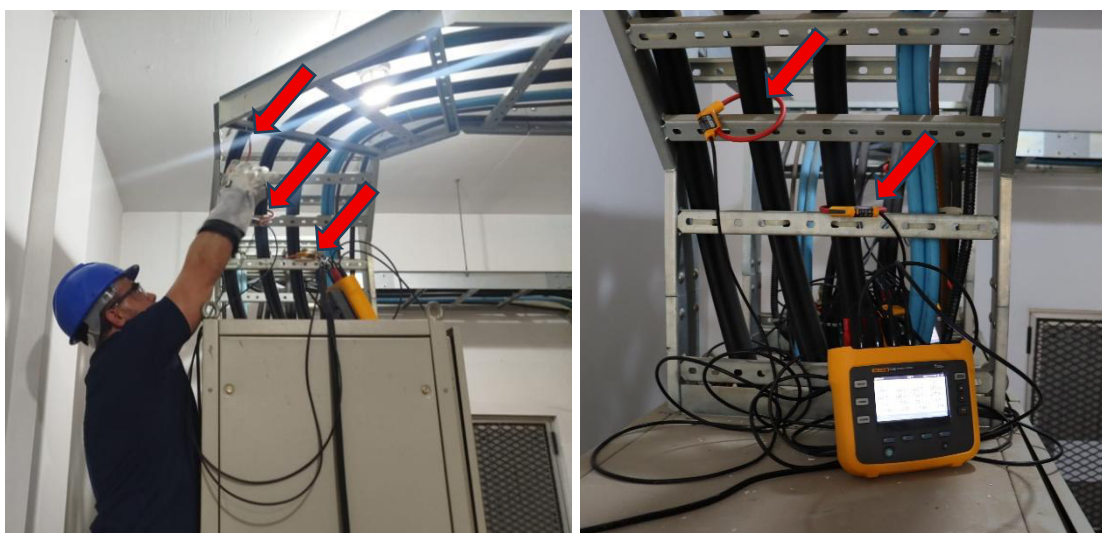
A etapa de medição em campo foi realizada por meio de dois analisadores de energia modelo Fluke 1738 como observado na Figura 1, identificados pelos números de série 61220663 e 61220667. Antes da instalação em campo, os equipamentos foram configurados quanto à atualização do horário interno, aos parâmetros de medição e à identificação correspondente a cada transformador monitorado. O analisador associado aos dados com o código ES.007 foi destinado ao monitoramento do transformador T1, enquanto o equipamento associado aos dados com o código ES.001 foi utilizado para o monitoramento do transformador T2.

Figura 1 – Analisador FLUKE 1738



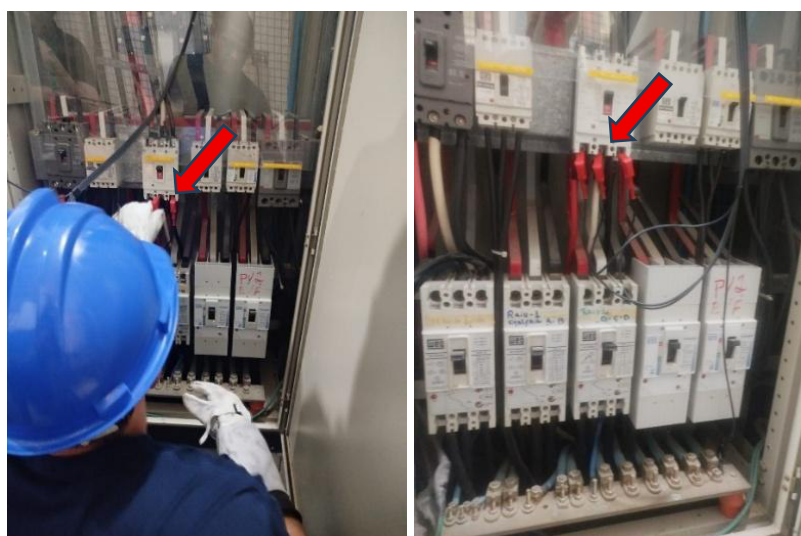
A segunda visita técnica ocorreu em 26 de março de 2026, ocasião em que foi executada a instalação dos analisadores nos pontos de medição previamente definidos. Em cada quadro geral de baixa tensão foram instaladas as bobinas de medição de corrente (Figura 2) e os terminais de medição de tensão em um dos disjuntores de saída (Figura 3), com conexão do neutro em barramento comum (Figura 4). O procedimento de instalação foi realizado de forma equivalente para os dois transformadores, de modo a garantir uniformidade metodológica e comparabilidade entre os dados obtidos.

Figura 2 – Bobinas de Medição de Corrente



Fonte: Autor, 2026.

Figura 3 – Terminal de Medição de Tensão



Fonte: Autor, 2026.

Figura 4 – Conexão de Neutro

Fonte: Autor, 2026.

Após o período de monitoramento, realizou-se a terceira visita técnica em 10 de abril de 2026, destinada à retirada dos analisadores e à verificação preliminar da integridade dos registros obtidos. A campanha de medição foi conduzida em conformidade com os critérios estabelecidos no PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2021), que exige um conjunto mínimo de 1.008 leituras válidas em intervalos de dez minutos, correspondente a sete dias contínuos de monitoramento, para que os indicadores de qualidade de energia sejam considerados estatisticamente representativos.

Embora os analisadores utilizados não sejam certificados na Classe A da norma NBR IEC 61000-4-30 (2023), norma que define os requisitos mais rigorosos de exatidão e rastreabilidade metrológica para medições de qualidade de energia, os equipamentos empregados apresentam resolução e funcionalidades suficientes para a aquisição dos parâmetros de interesse no escopo deste trabalho. No contexto de um Trabalho de Conclusão de Curso, cujo objetivo central é a análise comparativa e a validação metodológica da operação em paralelo de transformadores, os dados coletados fornecem subsídios técnicos consistentes para sustentar as análises e conclusões apresentadas, sem prejuízo à validade acadêmica da pesquisa.

A adoção de três visitas distintas, inspeção inicial, instalação dos equipamentos e retirada com validação dos dados, conferiu rastreabilidade ao processo metodológico e permitiu documentar cada fase da campanha experimental,

em consonância com as boas práticas preconizadas pelas normas vigentes NBR IEC 61000-4-30 (2023).

3.4 Coleta e Tratamento de Dados

Os dados experimentais foram obtidos ao longo de 14 dias consecutivos, com intervalo de amostragem de um minuto, totalizando 20.160 registros por variável monitorada (Apêndice A). Esse horizonte temporal mostra-se adequado para representar o comportamento operacional da subestação em diferentes condições de carga ao longo de dias úteis e finais de semana, permitindo observar padrões de carregamento e episódios de sobrecarga em regime real de operação, em consonância com os critérios de representatividade estatística preconizados pelo PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2021).

A exportação e a análise inicial dos registros foram realizadas com o software Fluke Energy Analyze Plus, versão 3.13.0 (2022). Entre as variáveis medidas, foram selecionadas como parâmetros centrais desta pesquisa a potência aparente, a corrente e a tensão de cada transformador, por se tratar de grandezas diretamente relacionadas à avaliação da partilha de carga em operação paralela (FRAILE MORA, 2008), contudo, todos os parâmetros fornecidos na coleta de dados foram analisados.

O tratamento dos dados envolveu, inicialmente, a conferência da consistência temporal dos registros, a validação da integridade dos arquivos exportados e a organização das séries por transformador e por tipo de grandeza. Em seguida, foram obtidos indicadores descritivos, tais como valores mínimos, médios e máximos, além da consolidação dos perfis temporais de carregamento ao longo da campanha de medição (MONTGOMERY, 2021). Esses resultados foram utilizados para a construção de tabelas e figuras, apresentadas no trabalho em ordem cronológica de citação.

De forma complementar, foi realizada uma análise específica das ocorrências de sobrecarga identificadas no transformador T1, uma vez que os dados brutos indicaram assimetria no compartilhamento da carga entre os dois transformadores. Para cada dia em que houve carregamento superior à potência

nominal de 300 kVA, foram identificados os intervalos de duração da sobrecarga, assim como os valores mínimo, médio e máximo observados no período correspondente (ABNT, 2017).

Por fim, foi realizada uma análise das possíveis interrupções de fornecimento de energia elétrica ocorridas durante o período de medição. A identificação dessas ocorrências baseou-se na verificação de descontinuidades nas séries temporais registradas pelos analisadores, caracterizadas por ausência de leituras, queda abrupta de tensão a zero ou registros inconsistentes com o padrão operacional da subestação. Cada evento identificado foi catalogado com data, horário de início, duração estimada e o transformador afetado, possibilitando correlacionar as interrupções com eventuais anomalias no perfil de carregamento observado. Essa análise é relevante tanto para a avaliação da confiabilidade do sistema monitorado quanto para a qualidade dos dados coletados, uma vez que interrupções prolongadas podem comprometer a representatividade das séries temporais e influenciar os indicadores calculados (ANEEL, 2021).

3.5 Modelagem Analítica

Após a consolidação dos dados experimentais, desenvolveu-se uma etapa de modelagem teórica destinada a avaliar a divisão de carga entre os transformadores em diferentes cenários operacionais. Para esse fim, foi estabelecida uma carga total de 600 kVA, correspondente à soma das potências nominais dos dois transformadores, de modo a permitir a análise comparativa do sistema em condição de carregamento elevado.

A formulação teórica adotada parte do princípio de que, na operação em paralelo, transformadores com tensões secundárias equivalentes tendem a compartilhar a carga em função de suas impedâncias percentuais, cabendo maior parcela de potência ao equipamento de menor impedância equivalente (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEC, 2011). Por outro lado, quando existe diferença de tensão em vazio entre os secundários, causada, por exemplo, por posições distintas de *tap changer*, estabelece-se uma corrente circulante entre os transformadores, a qual altera significativamente o balanço de corrente e potência entre os ramos

paralelos, podendo comprometer a segurança operacional do sistema (CHEN; ZHAO, 2025; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

Com base nesse referencial, foram definidos quatro cenários de análise. O primeiro cenário considera os dois transformadores operando com *tap changer* iguais e impedâncias percentuais diferentes, de modo que a partilha de carga decorra exclusivamente da diferença entre as impedâncias nominais (IEC, 2011; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024). O segundo cenário considera o transformador T1 em *tap changer 1* e o transformador T2 em *tap changer 2*, condição na qual o desbalanceamento entre as tensões secundárias em vazio produz corrente circulante e altera a divisão de carga prevista apenas pela impedância (IEEE, 2015; CHEN; ZHAO, 2025). O terceiro cenário considera o transformador T1 em *tap changer 2* e o transformador T2 em *tap changer 1*, situação também marcada por corrente circulante, porém com inversão do transformador eletricamente favorecido (CHEN; ZHAO, 2025). Por fim, o quarto cenário repete a configuração do primeiro cenário, alterando a impedância do transformador T1 de modo que fique com a metade da impedância do transformador T2 (IEC, 2011; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

Em cada um desses cenários foram determinadas, de forma sequencial: a corrente nominal no secundário; a tensão de fase; a impedância de base; a conversão das impedâncias percentuais em valores ôhmicos; a decomposição da impedância em componentes resistiva e reativa; a tensão secundária em vazio; a corrente circulante entre os transformadores; e a potência aparente absorvida por cada unidade (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEC, 2011).

A corrente nominal de cada transformador pode ser obtida pela relação entre a potência aparente nominal e a tensão de linha do secundário, conforme (8).

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} V_{ff}} \quad (8)$$

Em que, I_{nom} é a corrente nominal, S_{nom} é tensão nominal e V_{ff} é a tensão entre fases. A tensão de fase correspondente ao sistema trifásico, conforme (9).

$$V_{fase} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}} \quad (9)$$

Em que, V_{fase} é a tensão de fase e V_{ff} é a tensão entre fases. A impedância de base no secundário, conforme (10).

$$Z_{base} = \frac{V_{ff}^2}{S_{nom}} \quad (10)$$

Em que, Z_{base} é a impedância base, V_{ff} é a tensão entre fases e S_{nom} é tensão nominal. A conversão da impedância percentual de placa para ohms, conforme (11) (IEC, 2011).

$$Z = Z_{base} \cdot \frac{Z_{\%}}{100} \quad (11)$$

Em que, Z é a impedância total em ohms, referida ao secundário, Z_{base} é a impedância base, $Z_{\%}$ é a impedância em percentil.

Considerando a hipótese de relação entre reatância e resistência equivalente do ramo do transformador, com razão X/R adotada igual a 5, valor compatível com transformadores de distribuição de médio porte conforme a ABNT NBR 5356-1 (2025), a decomposição da impedância em seus componentes resistivo e reativo é obtida conforme (12) e (13). A indutância equivalente associada à reatância, conforme (14).

$$R = \frac{Z}{\sqrt{1+(X/R)^2}} \quad (12)$$

Em que, R é a resistência tota do transformador em ohms, referida ao secundário, Z é a impedância e X é a reatância.

$$X = \frac{Z \cdot (X/R)}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (13)$$

Em que, X é a reatância total do transformador, em ohms, referida ao secundário, Z é a impedância e R é a resistência.

$$L = \frac{X}{2\pi f} \quad (14)$$

Em que, L é a indutância, X é a reatância e $2\pi f$ é a frequência angular.

A tensão secundária em vazio, em função da relação entre a tensão primária aplicada e a tensão correspondente ao *tap changer* selecionado, é expressa pela Equação (5). Quando existe diferença de tensão em vazio entre os transformadores, a corrente circulante pode ser estimada pela Equação (3), cuja formulação decorre do comportamento de malha fechada entre os secundários dos transformadores operando em paralelo, fenômeno amplamente investigado por meio de técnicas de simulação em estudos recentes (CHEN; ZHAO, 2025; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024). A potência aparente associada à corrente circulante é determinada pela Equação (4).

A partilha de carga entre transformadores operando em paralelo, na ausência de desajuste de *tap changer*, é determinada em função das impedâncias equivalentes, conforme as Equações (1) e (2).

As correntes correspondentes à partilha ideal, ou seja, a divisão de carga ideal conforme as impedâncias percentuais, conforme (15) e (16).

$$I_{T1,ideal} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} V_{ff}} \quad (15)$$

Em que, $I_{T1,ideal}$ é a corrente ideal do transformador T1, S_{T1} é a potência aparente que o transformador T1 entrega a carga e V_{ff} é a tensão entre fases.

$$I_{T2,ideal} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3} V_{ff}} \quad (16)$$

Em que, $I_{T2,ideal}$ é a corrente ideal do transformador T2, S_{T2} é a potência aparente que o transformador T2 entrega a carga e V_{ff} é a tensão entre fases.

Quando há desajuste entre as posições dos *tap changers*, surge uma corrente circulante entre os transformadores, a qual se superpõe às correntes de carga, resultando nas correntes efetivas em cada unidade. Nessas condições, o transformador com menor posição de *tap changer* tende a ter sua corrente reduzida pela componente circulante, enquanto aquele com maior posição de *tap changer* apresenta um acréscimo dessa corrente, conforme (17) e (18).

$$I_{T1} = I_{T1,ideal} - I_c \quad (17)$$

Em que, $I_{T1,ideal}$ é a corrente ideal do transformador T1, I_{T1} é a corrente efetiva do transformador T1 e I_c é a corrente circulante.

$$I_{T2} = I_{T2,ideal} \mp I_c \quad (18)$$

Em que, $I_{T2,ideal}$ é a corrente ideal do transformador T2, I_{T2} é a corrente efetiva do transformador T2 e I_c é a corrente circulante.

A potência aparente efetiva em cada transformador é novamente obtida conforme (19) e (20).

$$S_{T1} = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_{T1} \quad (19)$$

Em que, S_{T1} é a potência aparente efetiva do transformador T1 e V_{ff} é a tensão entre fases e I_{T1} é a corrente efetiva do transformador T1.

$$S_{T2} = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_{T2} \quad (20)$$

Em que, S_{T2} é a potência aparente efetiva do transformador T2 e V_{ff} é a tensão entre fases e I_{T2} é a corrente efetiva do transformador T2.

Para a avaliação do carregamento percentual de cada transformador, conforme (21).

$$\%Carga = \frac{S_i}{S_{i,nom}} \cdot 100 \quad (21)$$

Em que, S_i é a potência aparente efetiva do transformador "i" e $S_{i,nom}$ é a potência nominal do transformador "i".

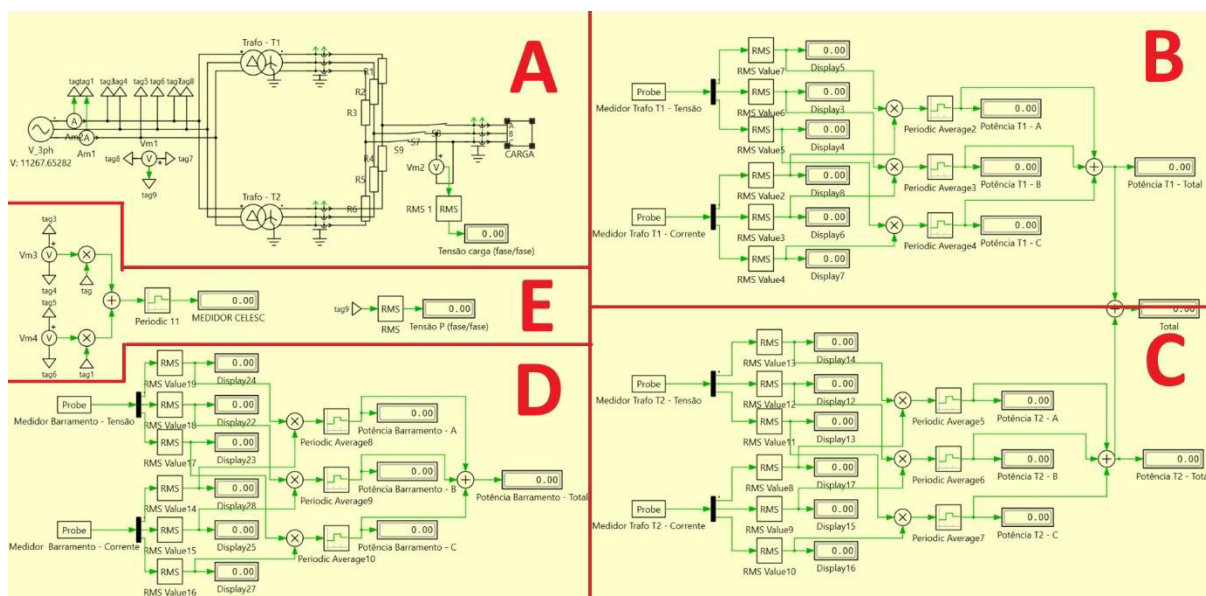
Essas expressões permitem interpretar, em termos elétricos, o comportamento dos transformadores quando submetidos a diferenças de impedância e a desajustes de *tap changer*, constituindo a base analítica para a comparação entre os resultados calculados e os resultados simulados. A adoção de cenários progressivamente mais complexos, permite identificar a contribuição isolada de cada fator sobre a assimetria de carregamento observada, abordagem corroborada por análises de simulação da corrente circulante em transformadores paralelos (CHEN; ZHAO, 2025). Estudos recentes demonstram que a assimetria de impedâncias pode conduzir a situações de sobrecarga no transformador de menor impedância, com impacto direto sobre a vida útil do equipamento (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015).

3.6 Modelagem Computacional

A modelagem computacional do sistema foi desenvolvida no *software* PLECS, cuja utilização neste trabalho foi viabilizada por licença educacional solicitada ao docente do IFSC, por e-mail institucional, conforme orientação recebida em 13 de março de 2026 (DUPCZAK, 2026).

Para a implementação do modelo da subestação em ambiente de simulação, definiu-se inicialmente o conjunto de blocos necessários à montagem do circuito elétrico equivalente. Desta forma a Figura 5, mostra detalhadamente a estruturação da modelagem completa, segmentada nos quadrantes A, B, C, D e E, para melhor detalhamento do modelo.

Figura 5 – Modelagem Completa



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Para o quadrante A, conforme Figura 6, foram utilizados um bloco *Voltage Source AC (3 phase)*, destinado a representação de rede de distribuição que alimenta a subestação; dois blocos *Dy Transformer*, correspondentes aos transformadores analisados; três blocos *Meter (3 phase)*, empregados para a medição das grandezas elétricas nos pontos de interesse; três blocos *Electrical Port*; seis *resistor* para representar as resistências elétricas nas conexões na saída dos transformadores; dois blocos *Voltmeter*; dois blocos *RMS Value*; dois blocos *Display*; e cinco blocos *Electrical Ground*, responsáveis pelo aterramento das referências elétricas do modelo. A Figura 6 apresenta a disposição inicial desses blocos e a forma como foram interconectados no esquema da subestação.

Figura 8 – Parametrização da Fonte

Voltage Source AC (3 phase)

Generate a three phase sinusoidal voltage.

Parameters Assertions

Amplitude (V):
11267.65282 ✓

Frequency (Hz):
60

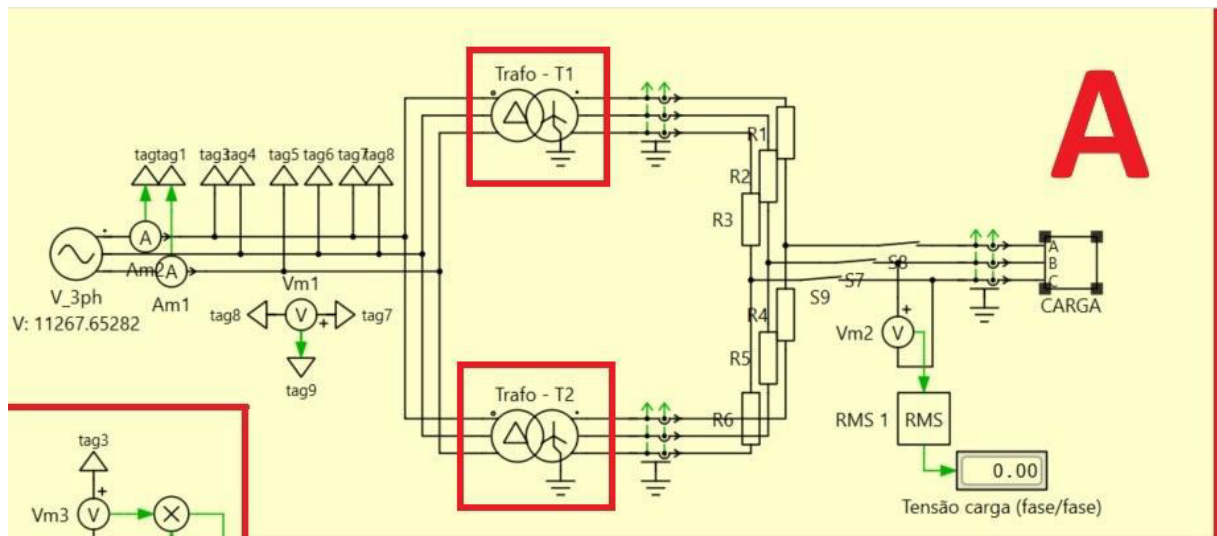
Phase offset (rad):
0

Neutral point:
hide

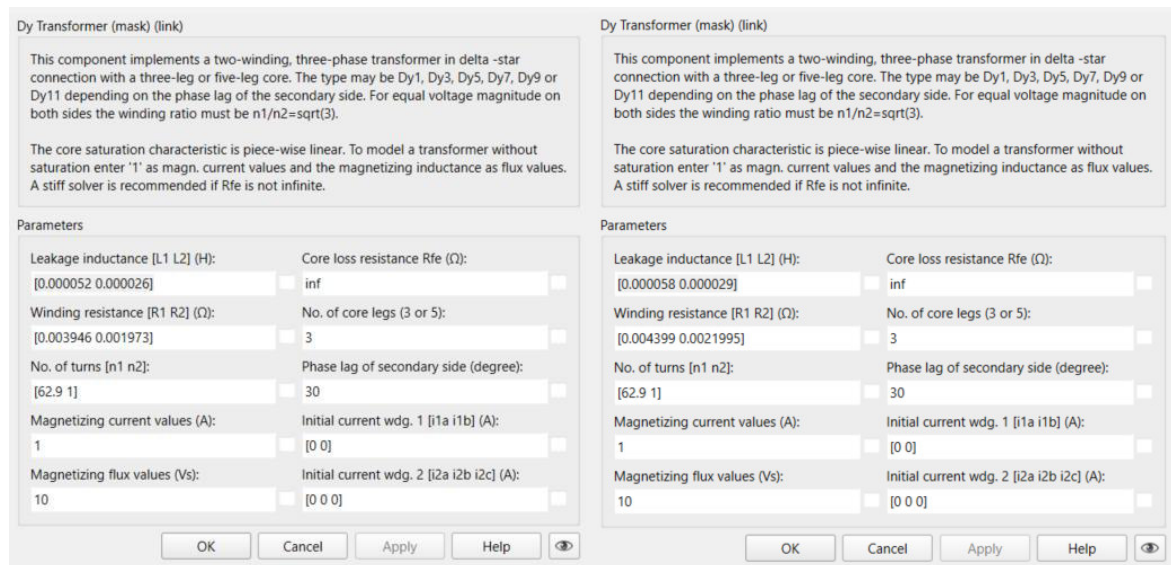
OK Cancel Apply Help

Fonte: Software PLECS 5.0.2

Na sequência, foram parametrizados os blocos *Dy Transformer* (Figura 9), responsáveis por representar os transformadores em paralelo. Os valores de resistência e impedância equivalentes foram definidos com base nos cálculos teóricos desenvolvidos na Equação (12) e Equação (14). A equação (12), calcula a resistência total, em ohms, definindo o parâmetro R1, onde foi adotado o valor calculado na etapa analítica; para R2, utilizou-se o valor correspondente a metade de R1, conforme a modelagem escolhida para o transformador no *software*. A equação (13), calcula a reatância total, em ohms e a equação (14), calcula a indutância total, em H, definindo o parâmetro L1, onde foi adotado o valor calculado na etapa analítica; para L2, utilizou-se o valor correspondente a metade de L1, conforme a modelagem escolhida para o transformador no *software*. A relação de transformação foi estabelecida a partir da relação entre as tensões do enrolamento primário em delta e do secundário em estrela. Para o caso estudado, adotou-se a relação de transformação de 62,9/1 em *tap changer* 1 e 60,16/1 em *tap changer* 2. A Figura 9 e 10 apresentam a tela de parametrização completa do bloco *Dy Transformer*, com os valores já inseridos em cada transformador.

Figura 9 – Bloco *Dy Transformer*

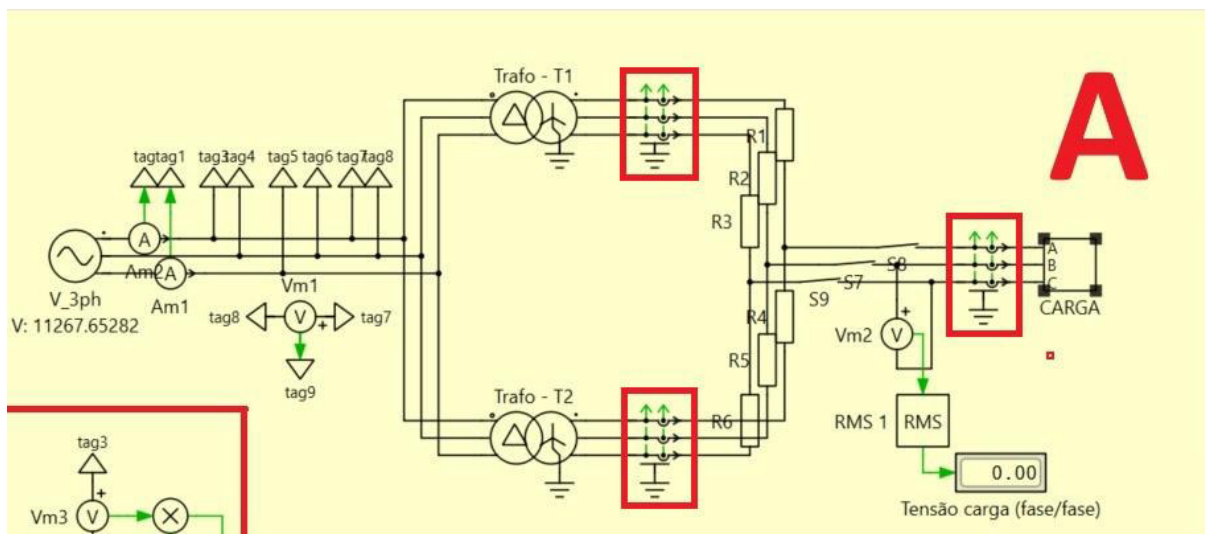
Fonte: Software PLECS 5.0.2

Figura 10 – *Dy Transformer T1 e T2*

Fonte: Software PLECS 5.0.2

O bloco *meter (3 phase)* (Figura 11), servirá para obter os resultados na saída de cada transformador e na entrada da carga, este sinal medido será transmitido para o bloco *probe*.

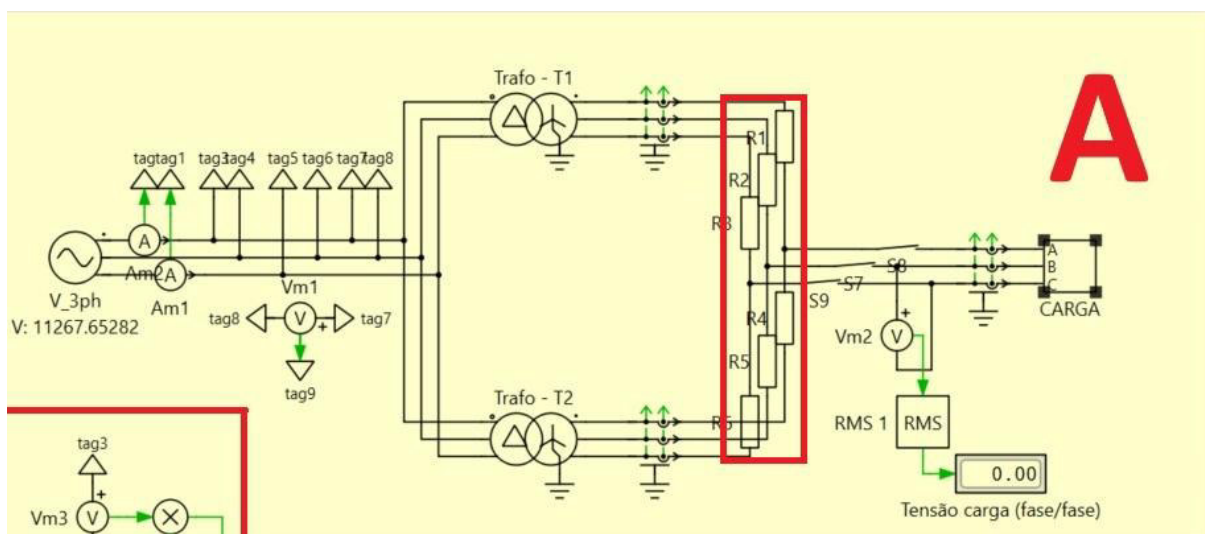
Figura 11 – Bloco Meter (3 phase)



Fonte: Software PLECS 5.0.2

A fim de representar com maior fidelidade as impedâncias de conexão presentes após os bornes de saída dos transformadores, foram inseridos resistores em série em cada fase de ambos os transformadores, com resistência de $9,0 \times 10^{-3} \Omega$ por fase. Esse valor foi adotado com base nas resistências típicas de contato e dos cabos de interligação entre os transformadores e o barramento de carga, parâmetros que, embora de baixa magnitude, influenciam diretamente na distribuição de corrente entre os transformadores operando em paralelo. A inclusão desses elementos no modelo simulado visa aproximar os resultados obtidos das condições reais de operação da instalação. A disposição pode ser observada na Figura 12.

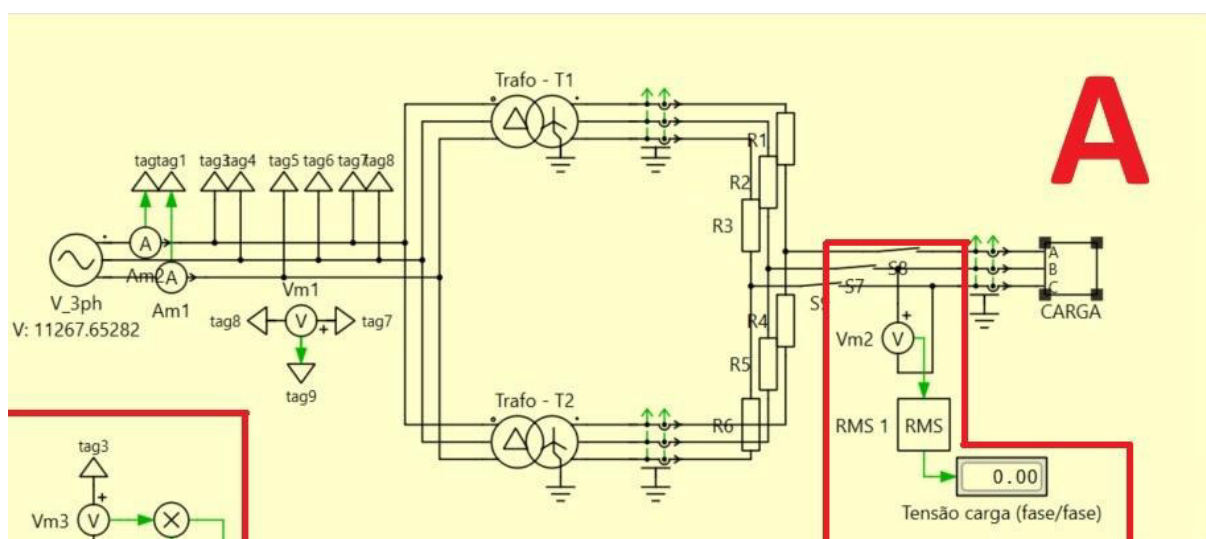
Figura 12 – Resistores em Série



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Entre o barramento comum dos transformadores e o medidor de corrente inserido antes da carga, foi implementado um conjunto de instrumentação composto por um bloco *voltmeter*, um bloco *RMS Value* e um bloco de *display*, com o objetivo de monitorar e registrar a tensão de linha (fase-fase) aplicada à carga. Essa instrumentação permite acompanhar os níveis de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), possibilitando a análise do comportamento da tensão sob diferentes condições de carregamento. O conjunto descrito pode ser observado na Figura 13.

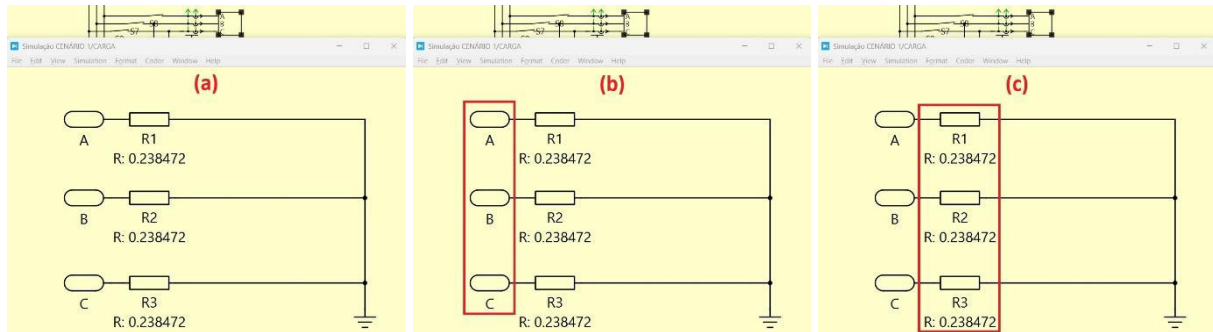
Figura 13 – Conjunto para Medir Tensão (fase/fase)



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Para representar a carga total da subestação no modelo simulado, foi desenvolvido um sub-bloco de carga trifásica com configuração em estrela. Esse sub-bloco, ilustrado na Figura 14a, é constituído por três blocos *Electrical Port* (Figura 14b) e três *resistor* (Figura 14c), sendo um elemento resistivo associado a cada fase do sistema, onde será simulado uma carga resistiva pura. A cada resistor foi atribuído um valor equivalente a uma carga de 200 kVA, calculado em função da tensão de linha do circuito. Os valores de resistência variam conforme o cenário de carregamento analisado em cada caso de estudo, permitindo avaliar o comportamento do sistema sob diferentes condições operacionais.

Figura 14 – Sub-bloco de Carga (a), Bloco *Electrical Port* (b), Bloco *Resistor* (c)

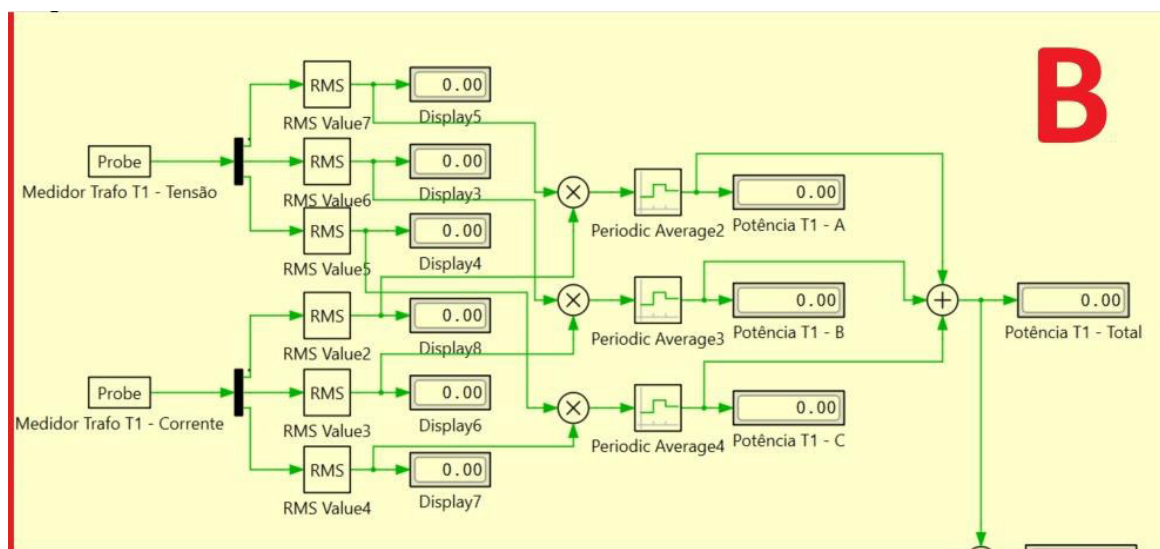


Fonte: Software PLECS 5.0.2

Nessa configuração, a tensão aplicada ao enrolamento primário alimenta simultaneamente os dois transformadores, enquanto os enrolamentos secundários, conectados em paralelo, passam a suprir em conjunto a carga modelada no circuito.

Para a extração e processamento dos sinais provenientes de cada bloco *Meter (3-Phase)* apresentado anteriormente na Figura 12, foi desenvolvida uma estrutura auxiliar de aquisição e tratamento de sinais. Essa estrutura está distribuída nos quadrantes B, C e D do diagrama de simulação, sendo cada quadrante composto pelos seguintes elementos: dois blocos *Probe*; dois blocos *Signal Demultiplexer*; seis blocos *RMS Value*; dez blocos *Display*; três blocos *Product*; três blocos *Periodic Average*; e um bloco *Sum*. A Figura 15 apresenta o diagrama completo da estrutura de medição referente ao quadrante B, adotada como referência para os quadrantes C e D, dado que sua composição é idêntica.

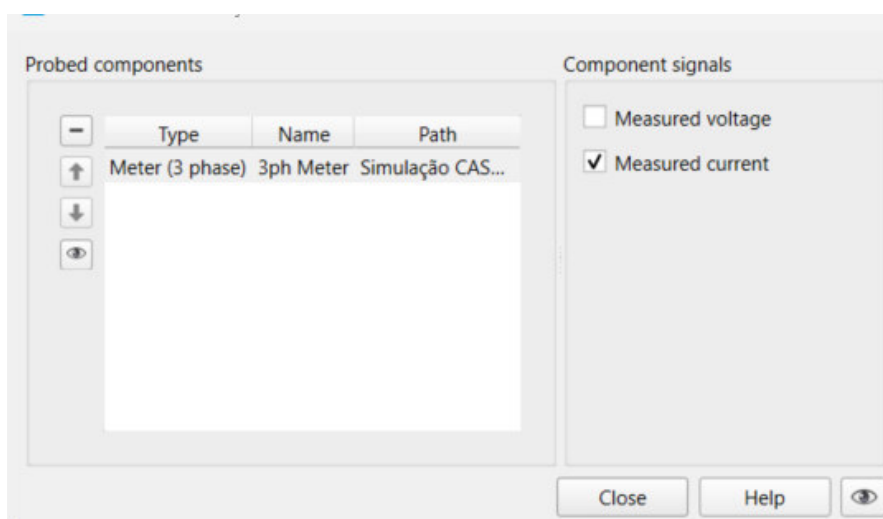
Figura 15 – Modelagem Quadrante B



Fonte: Software PLECS 5.0.2

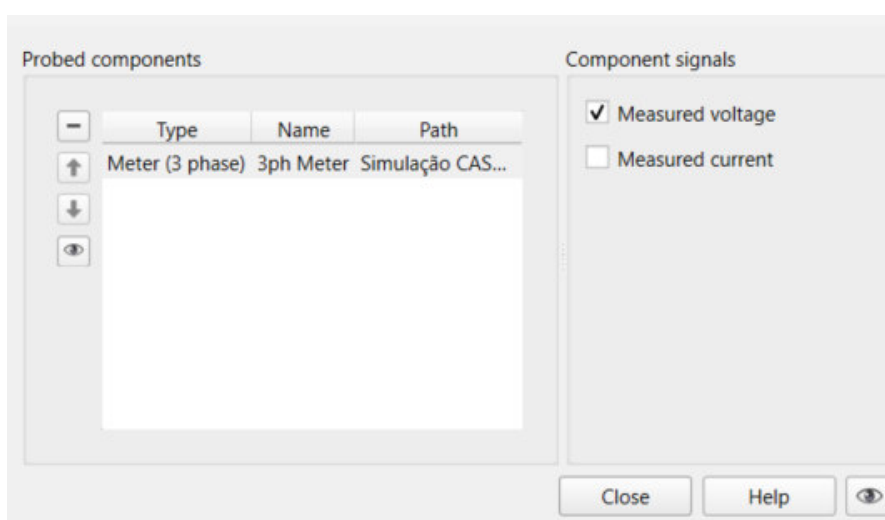
A configuração dos blocos *Probe* foi realizada por referenciamento direto ao bloco *Meter (3-Phase)* correspondente ao ponto de medição desejado. Dessa forma, para o medidor posicionado na saída do transformador T1, o respectivo bloco *Meter* foi referenciado internamente em cada bloco *Probe* associado. Em um dos blocos *Probe* foi selecionada a variável de corrente e, no outro, a variável de tensão, conforme ilustrado nas Figuras 16 e 17, respectivamente. Esse procedimento foi replicado de forma análoga para todos os demais pontos de monitoramento do sistema, garantindo consistência na aquisição dos sinais ao longo do circuito simulado.

Figura 16 – Bloco *Probe* Corrente



Fonte: Software PLECS 5.0.2

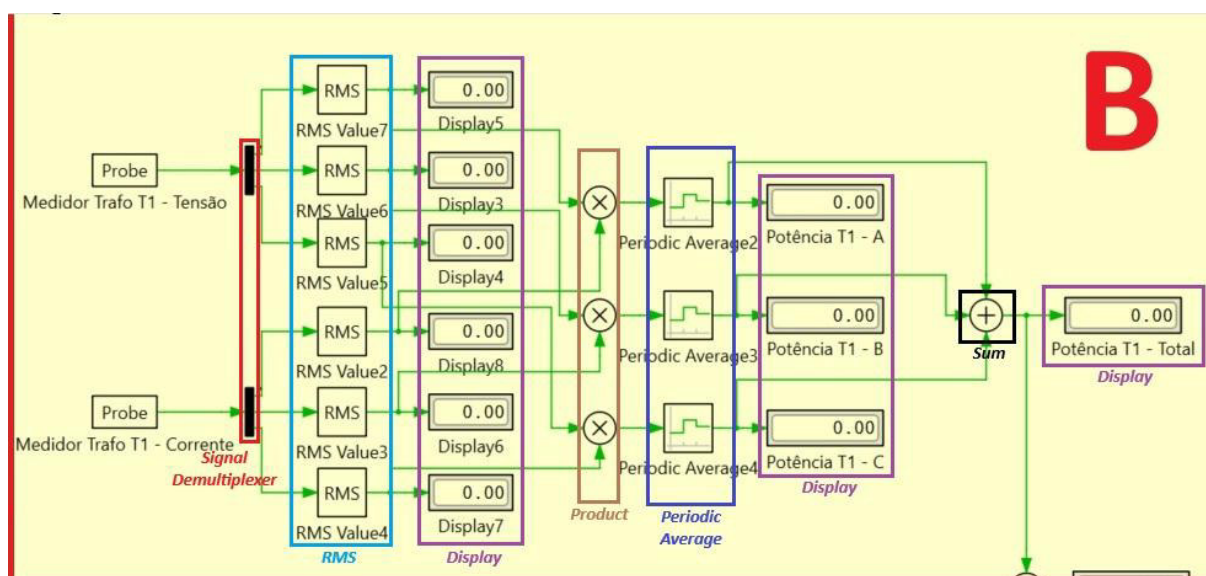
Figura 17 – Bloco *Probe* Tensão



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Os sinais extraídos (Figura 18) pelos blocos *Probe* foram separados por fase por meio do bloco *Signal Demultiplexer*, viabilizando o tratamento individual das grandezas elétricas de cada fase do sistema trifásico. Na sequência, os blocos *RMS Value* foram empregados para a obtenção dos valores eficazes de corrente e tensão em cada fase. O cálculo da potência foi realizado pelos blocos *Product*, mediante o produto entre os respectivos valores eficazes de tensão e corrente, enquanto os blocos *Periodic Average* foram utilizados para a determinação do valor médio periódico das grandezas calculadas, eliminando oscilações transitórias e garantindo maior estabilidade nos resultados. Os valores processados foram então direcionados aos blocos *Display*, possibilitando a visualização em tempo real das grandezas monitoradas durante a simulação. Por fim, o bloco *Sum* foi utilizado para a composição das grandezas totais do sistema, por meio da soma das contribuições individuais de cada fase.

Figura 18 – Bloco Sinais Extraídos



Fonte: Software PLECS 5.0.2

A estrutura de medição descrita foi replicada nos três pontos principais do modelo simulado: saída do transformador T1 (quadrante B), saída do transformador T2 (quadrante C) e entrada da carga (quadrante D). Essa abordagem permitiu monitorar individualmente o comportamento elétrico de cada transformador, assim como avaliar a resposta global do sistema na carga alimentada pelo conjunto operando em paralelo.

O quadrante E é dedicado à implementação do método de medição de potência por dois wattímetros (*two-wattmeter method*), técnica utilizada pela concessionária responsável pela subestação em estudo para a aferição da potência elétrica do sistema trifásico. Esse método, fundamentado no Teorema de Blondel, estabelece que em um sistema trifásico a três fios é possível determinar a potência ativa total mediante a utilização de apenas dois instrumentos de medição, posicionados em duas das três linhas do sistema (CHAPMAN, 2013). A potência total é obtida pela soma algébrica das leituras individuais dos dois wattímetros, conforme (22) e (23).

$$P_A = V_{AB} \cdot I_A \cdot \cos(\angle V_{AB} - \angle I_A) \quad (22)$$

Em que, P_A é a potência da fase A, V_{AB} é a tensão entre fases A e B, I_A é a corrente da fase A, $\angle V_{AB}$ é o ângulo de fase da tensão de linha V_{AB} e $\angle I_A$ é o ângulo de fase da corrente da linha I_A .

$$P_C = V_{BC} \cdot I_C \cdot \cos(\angle V_{BC} - \angle I_C) \quad (23)$$

Em que, P_C é a potência da fase C, V_{BC} é a tensão entre fases B e C, I_C é a corrente da fase C, $\angle V_{BC}$ é o ângulo de fase da tensão de linha V_{BC} e $\angle I_C$ é o ângulo de fase da corrente da linha I_C .

A potência ativa total do sistema trifásico é obtida pela soma algébrica das leituras individuais, conforme (24) (CHAPMAN, 2013):

$$P_{total} = P_A + P_C \quad (24)$$

Em que, P_{Total} é a potência ativa total, P_A é a potência da fase A e P_C é a potência da fase C.

Vale destacar que, em condições de fator de potência inferior a 0,5, uma das leituras pode assumir valor negativo, devendo ser subtraída da outra para a correta obtenção da potência total (CHAPMAN, 2013). O método permite ainda a determinação da potência reativa total, conforme (25):

$$Q_{total} = \sqrt{3} \cdot (P_C - P_A) \quad (25)$$

Em que, Q_{Total} é a potência reativa total, P_A é a potência da fase A e P_C é a potência da fase C

A potência aparente total é então obtida conforme (26):

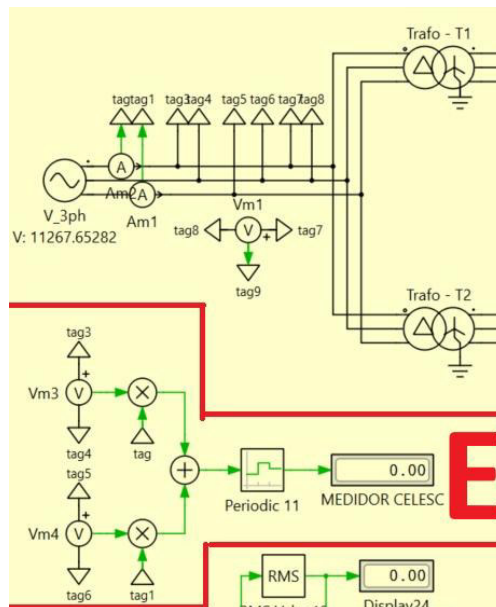
Equação 24

$$S_{total} = \sqrt{P_{total}^2 + Q_{total}^2} \quad (26)$$

Em que, S_{Total} é a potência aparente total, P_{Total} é a potência ativa total e Q_{Total} é a potência reativa total.

Para a modelagem computacional desse quadrante, foram empregados os seguintes blocos: 02 blocos *Ammeter*, 02 blocos *Voltmeter*, 02 blocos *Product*, 01 bloco *Sum*, 01 bloco *Periodic Average*, 01 bloco *Display* e 12 blocos *Electrical Label*. A disposição desses elementos reproduz fielmente a topologia característica do método dos dois wattímetros, permitindo a comparação direta entre os valores medidos em campo pela concessionária e os resultados obtidos na simulação computacional. A Figura 19 apresenta a estrutura completa de ligação modelada no ambiente de simulação.

Figura 19 – Medição por dois Wattímetros



Fonte: Software PLECS 5.0.2

As grandezas monitoradas na simulação (tensão, corrente e potência aparente) na saída de cada transformador e no ponto de alimentação da carga total, foram organizadas de forma análoga à campanha de medição experimental realizada em campo. Essa estratégia metodológica foi adotada com o intuito de manter correspondência entre os três níveis de análise empregados na pesquisa: medição

em campo; formulação teórica analítica; e modelagem por simulação computacional. Tal alinhamento favorece a comparação dos resultados obtidos em cada abordagem e possibilita a identificação do cenário de maior aderência ao comportamento observado na subestação real.

3.7 Critérios de Comparação e Análise

A análise comparativa dos resultados foi fundamentada na confrontação entre os dados medidos em campo, os resultados obtidos por meio dos cálculos teóricos e as respostas extraídas da simulação computacional. O principal critério de comparação adotado foi a partilha de carga entre os transformadores, observada por meio da potência aparente, da corrente de linha e do percentual de carregamento individual de cada unidade (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025).

Além da divisão de carga, também foi considerada a coerência entre o sentido da assimetria de carregamento observado em campo e o comportamento previsto nos cenários simulados com diferentes combinações de *tap changer*. A influência da posição do *tap changer* sobre a tensão em vazio do secundário e, consequentemente, sobre a geração de correntes circulantes entre os transformadores paralelos. Dessa forma, tornou-se possível avaliar se a condição real de operação poderia ser explicada apenas pela diferença entre as impedâncias percentuais ou se a posição dos *tap changer* desempenhava papel determinante na transferência de carga entre os transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025).

Por fim, a interpretação dos resultados foi conduzida à luz da literatura técnica sobre operação em paralelo de transformadores, segundo a qual a compatibilidade das tensões de transformação, das impedâncias percentuais e das características construtivas dos equipamentos é decisiva para uma partilha adequada de carga e para a minimização de correntes circulantes internas. Desse modo, a metodologia adotada não se limitou à descrição de uma medição de campo, mas integrou observação experimental, modelagem analítica e simulação, compondo a estratégia para investigar o comportamento de transformadores em paralelo sob condições reais de operação (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025).

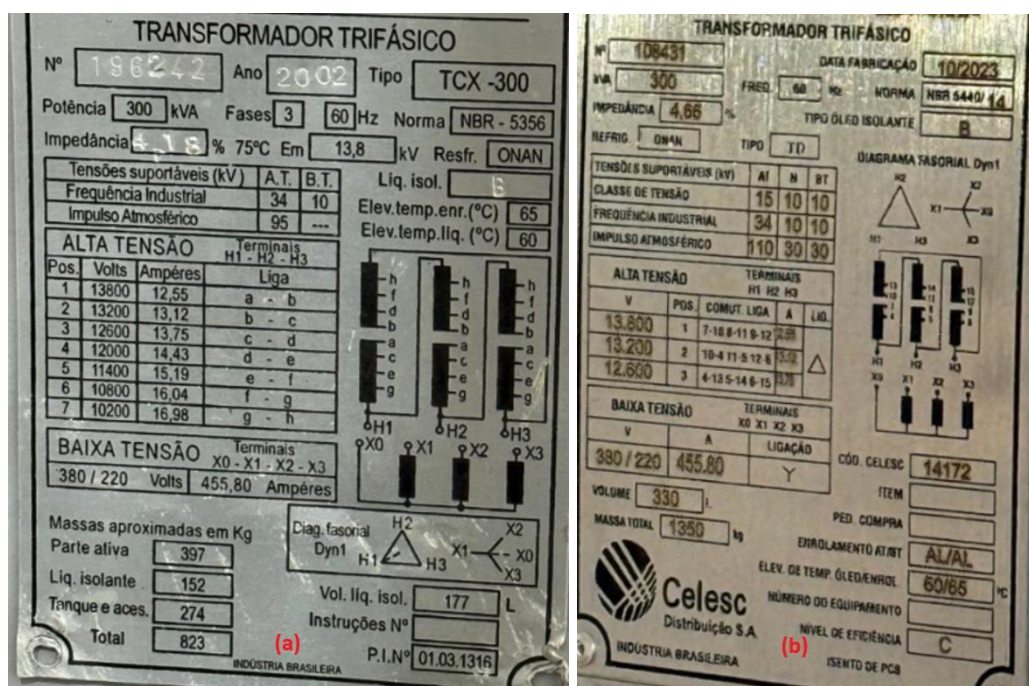
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

No presente trabalho, optou-se por apresentar os resultados experimentais, calculados e simulados em ordem articulada, de modo a permitir a comparação progressiva entre o comportamento observado em campo, as hipóteses formuladas a partir dos cálculos e a resposta obtida no modelo computacional.

4.1 Caracterização da Subestação e dos Transformadores Analisados

A subestação objeto deste estudo é classificada como subestação abrigada, com potência total instalada de 600 kVA, composta por dois transformadores a óleo de 300 kVA, de fabricantes diferentes, operando em paralelo. Pode-se observar na Figura 20 os dados nominais de cada transformador. A instalação opera em tensão primária de 13,8 kV e que os dois equipamentos compartilham o suprimento da carga da unidade consumidora por meio de quadros gerais de baixa tensão independentes, identificados como QGBT1 e QGBT2.

Figura 20 – Transformador T1 (a), Transformador T2 (b)



Fonte: Autor, 2026.

A Tabela 2 mostra as características nominais de cada transformador.

Tabela 2 – Dados Nominais

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência Nominal	300kVA	300kVA
Frequência	60 Hz	60 Hz
Impedância Percentual	4,18 %	4,66%
Tensão em Baixa tensão	380/220 V	380/220 V
Tensão em Alta tensão	13800 V	13800 V
Corrente nominal em Baixa tensão	455,80 A	455,80 A

Fonte: Autor, 2026.

Os transformadores foram identificados como T1 e T2, ambos de 300 kVA, com operação em paralelo e ensaios realizados em serviço. Para fins deste TCC, os transformadores 1 e 2 (Figura 21) são associados a T1 e T2, conforme estabelecido no roteiro metodológico e nas observações do levantamento em campo.

Figura 21 – Disposição da Subestação



Fonte: Autor, 2026.

4.2 Resultados Teóricos

Os resultados teóricos foram obtidos mediante a aplicação das equações apresentadas na metodologia, com o objetivo de mapear o comportamento elétrico do sistema em cada cenário estudado e estabelecer uma base de comparação com os resultados obtidos por simulação computacional. Essa confrontação entre as duas abordagens permite avaliar a consistência do modelo simulado e identificar eventuais discrepâncias decorrentes de simplificações adotadas na formulação analítica.

4.2.1 Cenário 1

No primeiro cenário, tanto os cálculos teóricos quanto a modelagem por simulação computacional consideram os dois transformadores operando com relações de transformação idênticas, ambos ajustados para a tensão nominal de 13,8k/380/220V, diferindo exclusivamente pelos valores de impedância percentual de curto-circuito fornecidos em placa: $Z_{\%T1} = 4,18\%$ para o transformador T1 e $Z_{\%T2} = 4,66\%$ para o transformador T2. Nessa condição, a diferença de tensão em vazio entre os enrolamentos secundários é nula, o que implica ausência de corrente circulante entre os transformadores em paralelo (CHAPMAN, 2013; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

4.2.1.1 Valores Calculados

A divisão de carga entre os transformadores ocorre exclusivamente em função de suas impedâncias equivalentes, sendo atribuída maior parcela de potência ao transformador que apresenta menor impedância (IEC, 2011; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

Aplicando as Equações (1) e (2), apresentadas na metodologia, para uma carga total de 600 kVA, obtêm-se as potências individuais absorvidas por cada transformador.

$$S_{T1} = \frac{Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}} \cdot S_{total} = \frac{4,66}{4,18 + 4,66} \cdot 600 = 316,29 \text{ kVA}$$

$$S_{T2} = \frac{Z_{T1}}{Z_{T1} + Z_{T2}} \cdot S_{total} = \frac{4,18}{4,18 + 4,66} \cdot 600 = 283,71 \text{ kVA}$$

Os resultados indicam que o transformador T1 opera com aproximadamente 105,43% de sua potência nominal, enquanto o transformador T2 apresenta um carregamento de cerca de 94,57%, evidenciando a influência direta da diferença de impedâncias na partilha de carga.

As correntes em cada transformador foram determinadas por meio da equação (8), a partir da tensão de fase calculada pela Equação (9), enquanto a corrente nominal foi obtida conforme as Equações (15) e (16).

Os resultados completos encontram-se apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores Calculados para o Cenário 1

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	316,29	283,71
Corrente fase [A]	480,55	431,05
Tensão fase [V]	219,39	219,39

Fonte: Autor, 2026.

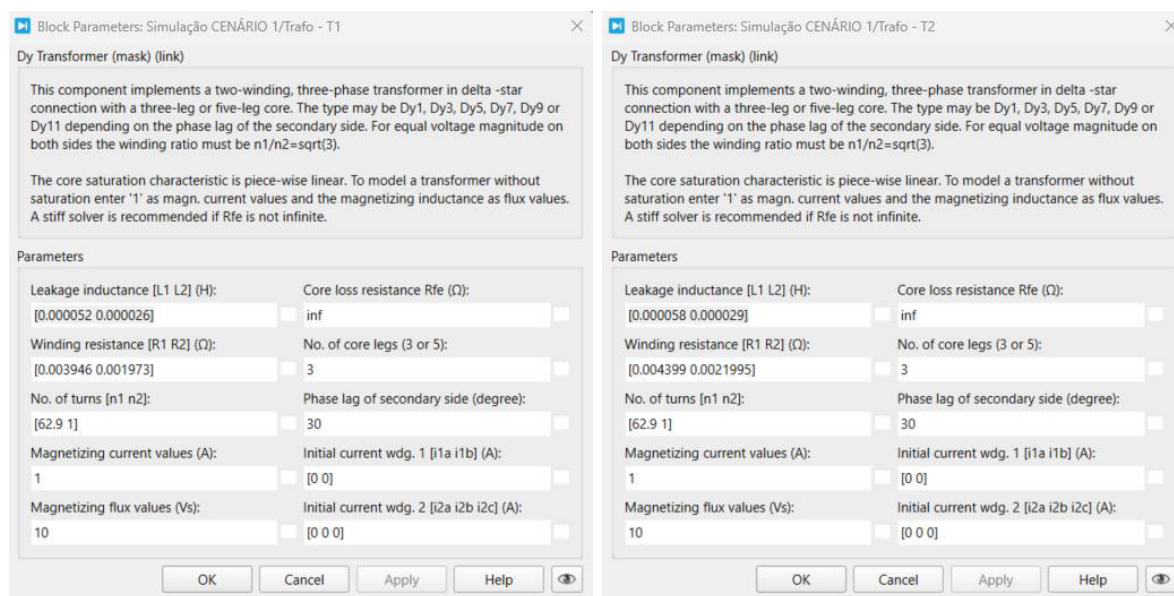
Esse resultado é coerente com a literatura técnica sobre operação em paralelo de transformadores, segundo a qual diferenças de impedância provocam partilha desigual mesmo quando a relação de transformação é idêntica (IEEE, 2015).

4.2.1.2 Valores Simulados

Para a simulação computacional do Cenário 1, o modelo do transformador T1 foi parametrizado com base nos valores obtidos a partir da Equação (12), utilizadas para a determinação das resistências equivalentes $R_1 = 0,003946 \, \Omega$ e $R_2 = 0,001973 \, \Omega$, e das Equações (13) e (14), empregada no cálculo das indutâncias $L_1 = 0,000052 \, H$ e $L_2 = 0,000026 \, H$. O transformador T2 foi modelado de forma análoga, utilizando as mesmas formulações para a obtenção de seus parâmetros elétricos equivalentes, resistências $R_1 = 0,004399 \, \Omega$ e $R_2 = 0,0021995 \, \Omega$ e as indutâncias $L_1 = 0,000058 \, H$ e $L_2 = 0,000029 \, H$, garantindo consistência entre os modelos adotados. Para a simulação, como os *tap changer* são iguais, o valor para a relação de transformação será de 62.9 para 1.

A Figura 22 ilustra a forma de inserção desses parâmetros no ambiente de simulação, evidenciando a configuração interna dos transformadores conforme os valores calculados.

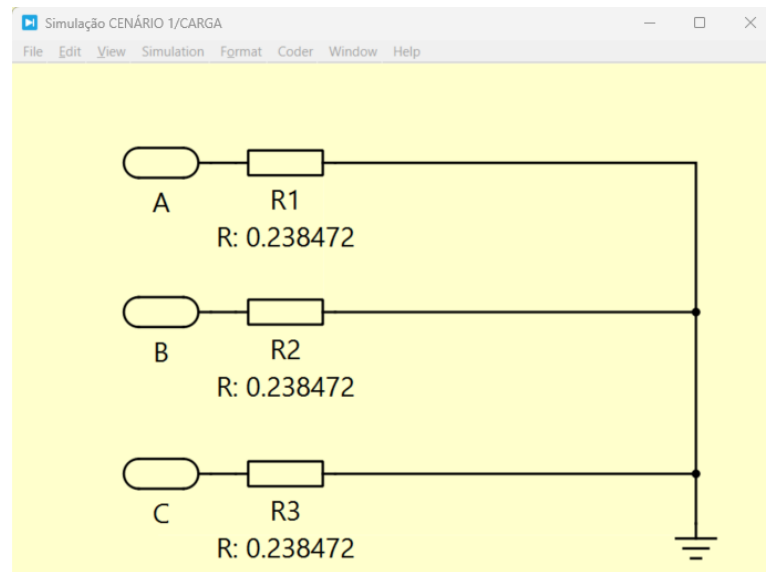
Figura 22 – Parâmetros dos Transformadores Cenário 1



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Para a representação precisa da carga de 600 kVA no modelo simulado, o valor de resistência de cada elemento resistivo foi determinado por meio de um processo iterativo de ajuste paramétrico, até que a potência absorvida pelo conjunto convergisse para o valor de carga estabelecido. O valor de resistência adotado em cada fase foi de $R = 0,238472 \, \Omega$, o qual permite reproduzir com fidelidade a carga proposta nas condições nominais de operação. A Figura 23 ilustra a parametrização dos resistores no ambiente de simulação.

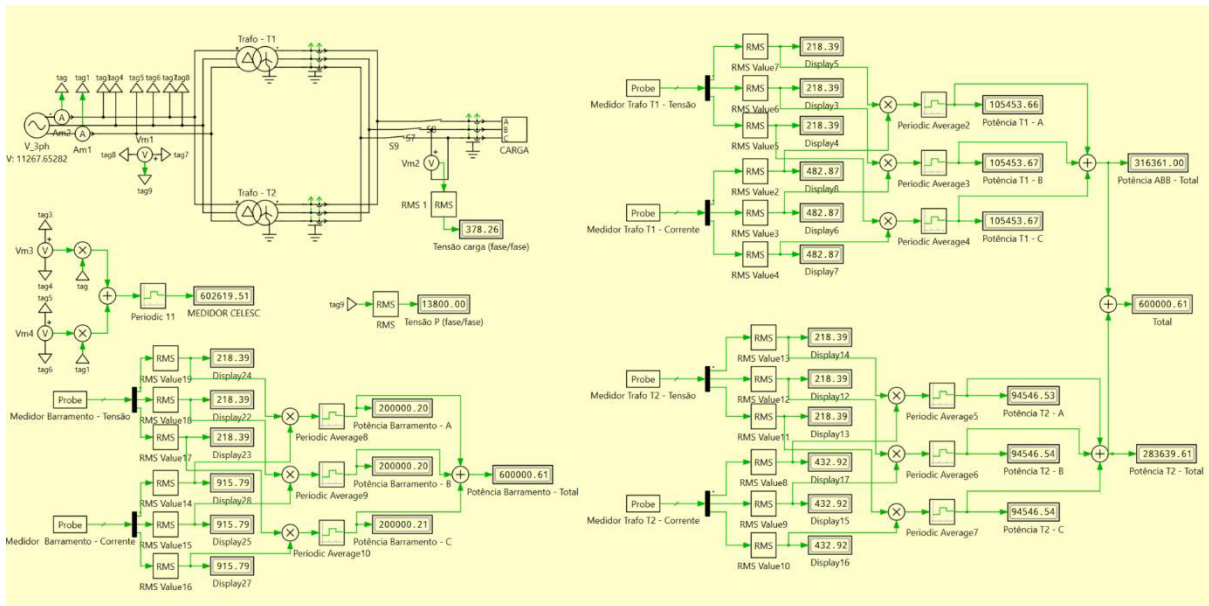
Figura 23 – Parâmetro dos Resistores Cenário 1



Fonte: Software PLECS 5.0.2

A Figura 24 apresenta a modelagem completa do Cenário 1 no ambiente de simulação PLECS, contemplando os dois transformadores operando em paralelo com *tap changer* ajustado para a posição 1 em ambos os equipamentos. Os resultados obtidos pela simulação indicam uma potência total entregue à carga de 600kVA, distribuída entre o transformador T1, com potência total de 316,36 kVA, e o transformador T2, com 283,64 kVA, confirmando a assimetria de carregamento decorrente da diferença de impedâncias percentuais entre os equipamentos. A tensão de fase medida no barramento de carga apresentou valor de 218,39 V, enquanto a tensão fase-fase na carga foi de 378,26 V e a tensão no primário 13,800 kV, valores compatíveis com as condições nominais de operação do sistema. Os resultados completos encontram-se consolidados na Tabela 4.

Figura 24 – Simulação Cenário 1



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Tabela 4 – Dados da Simulação Cenário 1

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	316,36	283,64
Corrente fase [A]	482,87	432,92
Tensão fase [V]	218,39	218,39

Fonte: Autor, 2026.

4.2.1.3 Considerações entre os Resultados Calculados e Simulados

No cenário 1, os resultados calculados e os resultados da simulação estão muito próximos entre si, o que indica forte consistência entre a formulação analítica adotada e o modelo computacional implementado. Como esse cenário considera *tap changer* iguais e diferença apenas nas impedâncias percentuais, espera-se mesmo uma partilha de carga moderadamente desigual, com maior carregamento do transformador T1, comportamento previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015), e isso foi reproduzido de forma coerente pelos dois métodos.

Para avaliar a concordância entre os métodos, adotou-se o erro percentual relativo ao valor calculado como referência. Esse procedimento é amplamente utilizado na validação de modelos computacionais em sistemas elétricos, por permitir quantificar o desvio da simulação em relação à solução analítica (BECKWITH ELECTRIC, 2020; CHEN; ZHAO, 2025). A Tabela 5 apresenta os valores organizados e seus respectivos erros percentuais.

Tabela 5 – Erros Percentuais Cenário 1

Grandeza	T1 Calc.	T1 Simul.	Erro T1	T2 Calc.	T2 Simul.	Erro T2
Potência total [kVA]	316,29	316,36	0,02%	283,71	283,63	0,03%
Corrente de fase [A]	480,55	482,87	0,48%	431,05	432,92	0,43%
Tensão de fase [V]	219,39	218,39	0,46%	219,39	218,39	0,46%

Fonte: Autor, 2026.

Esses valores mostram que todos os erros ficaram abaixo de 0,5%, o que representa excelente aderência entre cálculo e simulação (MONTGOMERY; RUNGER, 2021). Em termos práticos, a simulação reproduziu com elevada fidelidade a divisão de carga prevista analiticamente, tanto para potência quanto para corrente e tensão, conferindo validade ao modelo computacional adotado neste trabalho.

4.2.2 Cenário 2

No segundo cenário, tanto os cálculos teóricos quanto a modelagem por simulação computacional consideram os dois transformadores operando com relações de transformação distintas, o transformador T1 ajustado na posição 1 do *tap changer* (13,8/0,38 kV) e o transformador T2 ajustado na posição 2 do *tap changer* (13,2/0,38 kV). Nesse cenário, os equipamentos diferem simultaneamente pelos valores de impedância percentual de curto-circuito fornecidos em placa, $Z_{\%T1} = 4,18\%$ e $Z_{\%T2} = 4,66\%$, e pelo desajuste de *tap changer* entre os transformadores. Nessa condição, a diferença de tensão em vazio entre os enrolamentos secundários é não nula, resultando no estabelecimento de uma corrente circulante entre os

transformadores operando em paralelo, que se superpõe às correntes de carga e intensifica a assimetria de carregamento do sistema (CHAPMAN, 2013; IEC, 2011; GRAINGER; STEVENSON, 1994; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

4.2.2.1 Valores Calculados

Para este cenário, a assimetria de carregamento decorre da combinação de dois fatores, a diferença de impedâncias percentuais entre os transformadores e o desajuste de *tap changer*, sendo o transformador T1 operando na posição 1 (13,8/0,38 kV) e o transformador T2 na posição 2 (13,2/0,38 kV). A diferença de relação de transformação entre os secundários resulta em tensões em vazio distintas, estabelecendo uma diferença de tensão que impõe uma corrente circulante entre os transformadores, mesmo na ausência de carga (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

A tensão secundária em vazio de cada transformador é determinada pela Equação (5), resultando em:

- T1 em *tap changer* 1: $V_{secun,T1} = 380,00 \text{ V}$
- T2 em *tap changer* 2: $V_{secun,T2} = 397,27 \text{ V}$

A diferença de tensão em vazio entre os secundários, expressa em tensão de fase, é dada pela Equação (9):

$$\Delta V_f = \frac{V_{secun,T2} - V_{secun,T1}}{\sqrt{3}} = \frac{17,27}{\sqrt{3}} = 9,97 \text{ V}$$

A corrente circulante resultante é estimada pelas Equações (3), (10) e (11):

$$Z_{base} = \frac{V_{ff}^2}{S_{nom}} = \frac{380^2}{300000} = 0,481333 \Omega/fase$$

$$Z_{T1} = Z_{base} \cdot \frac{Z\%}{100} = 0,481333 \cdot \frac{4,18\%}{100} = 0,020120 \Omega/fase$$

$$Z_{T2} = Z_{base} \cdot \frac{Z\%}{100} = 0,481333 \cdot \frac{4,66\%}{100} = 0,022430 \Omega/fase$$

$$I_c = \frac{\Delta V_f}{Z_{T1} + Z_{T2}} = \frac{9,97}{0,020120 + 0,022430} = 234,37 \text{ A}$$

A potência aparente associada à corrente circulante é determinada pela Equação (4):

$$S_c = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_c = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 234,37 = 154,26 \text{ kVA}$$

A partilha de carga ideal, na hipótese de ausência de desajuste de *tap changer*, seria determinada exclusivamente pelas impedâncias equivalentes, conforme as Equações (1) e (2).

As correntes ideais correspondentes são obtidas pelas Equações (15) e (16), a partir da tensão de fase calculada pela Equação (9) e da corrente nominal obtida pela Equação (8).

Entretanto, com o desajuste de *tap changer*, a corrente circulante se superpõe às correntes de carga, resultando nas correntes efetivas em cada transformador, conforme as Equações (17) e (18):

$$I_{T1} = I_{T1,ideal} - I_c = 480,55 - 234,37 = 246,18 \text{ A}$$

$$I_{T2} = I_{T2,ideal} + I_c = 431,05 + 234,37 = 665,42 \text{ A}$$

As potências aparentes efetivas são então recalculadas pelas Equações (19) e (20):

$$S_{T1} = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_{T1} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 246,18 = 162,03 \text{ kVA}$$

$$S_{T2} = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_{T2} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 665,42 = 437,97 \text{ kVA}$$

O carregamento percentual de cada transformador é avaliado pela Equação (21):

$$\%Carga_{T1} = \frac{S_{T1}}{S_{T1,nom}} \cdot 100 = \frac{162,03}{300} \cdot 100 = 54,01\%$$

$$\%Carga_{T2} = \frac{S_{T2}}{S_{T2,nom}} \cdot 100 = \frac{437,97}{300} \cdot 100 = 145,99\%$$

Os resultados indicam que o transformador T1 opera com aproximadamente 54,01% de sua potência nominal, enquanto o transformador T2 apresenta um carregamento de cerca de 145,99%, evidenciando que o desajuste de *tap changer* impõe uma assimetria de carregamento significativamente mais severa do que a verificada no Cenário 1. Nesse contexto, a potência aparente circulante representa uma parcela da potência que deixa de ser fornecida pelo transformador T1 e passa a ser suprida pelo transformador T2 para atender à carga, o que resulta na

significativa sobrecarga deste último e impõe risco direto à integridade do equipamento. Os resultados completos encontram-se apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Valores Calculados para Cenário 2

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total (kVA)	162,03	437,97
Corrente fase (A)	246,18	665,42
Tensão fase (V)	219,39	219,39

Fonte: Autor, 2026.

Esse resultado corrobora a literatura técnica sobre operação em paralelo de transformadores, segundo a qual o desajuste de *tap changer* é o fator de maior impacto na geração de correntes circulantes e na consequente assimetria de carregamento entre os equipamentos, podendo comprometer a vida útil do transformador de maior impedância operando em sobrecarga (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015).

4.2.2.2 Valores Simulados

Para a simulação computacional do Cenário 2, o modelo do transformador T1 foi parametrizado com base nos valores obtidos a partir da Equação (12), utilizada para a determinação das resistências equivalentes R_1 e R_2 , e das Equações (13) e (14), empregadas no cálculo das reatâncias e indutâncias equivalentes L_1 e L_2 , respectivamente, os valores obtidos para o transformador T1 são os mesmos com Cenário 1.

O transformador T2 foi modelado de forma análoga, utilizando as mesmas formulações para a obtenção de seus parâmetros elétricos equivalentes. Entretanto, dado que a relação de transformação do T2 corresponde à posição 2 do *tap changer*, os parâmetros calculados devem ser referidos ao lado primário mediante a aplicação da equação de transferência de impedâncias entre enrolamentos. Conforme demonstrado por SADIKU; ALEXANDER (2013) e CHAPMAN (2013), a impedância vista pelo enrolamento primário de um transformador é obtida pela multiplicação da impedância do secundário pelo quadrado da relação de transformação, conforme a Equação (6). O fator de correção k adotado é obtido pela razão entre a relação de

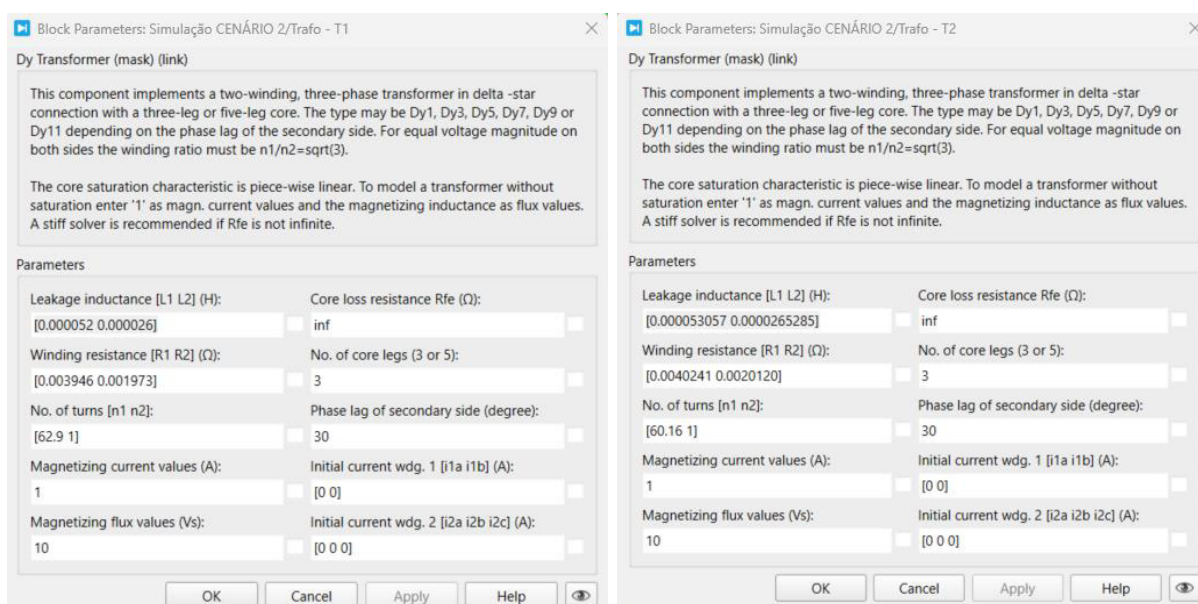
transformação na posição 1 do *tap changer* ($n_1 = 62,9$) e a relação de transformação na posição 2 do *tap changer* ($n_2 = 60,16$), elevada ao quadrado, conforme demonstrado na Equação (6):

$$k = \left(\frac{n_{T2}}{n_{T1}}\right)^2 = \left(\frac{60,16}{62,9}\right)^2 = 0,9149$$

Os valores corrigidos de resistência e indutância são então obtidos pelo produto entre os parâmetros calculados e o fator k , resultando nos valores de R_1 , R_2 , L_1 e L_2 corretamente referidos ao enrolamento primário obtidos inicialmente do Cenário 1, garantindo consistência física entre os modelos adotados para cada posição de *tap changer* (CHAPMAN, 2013).

Para a definição da relação de transformação no ambiente de simulação, foram adotados os seguintes valores, 62,9/1 para o transformador T1, correspondente à posição 1 do *tap changer*, e 60,16/1 para o transformador T2, correspondente à posição 2 do *tap changer*, refletindo com fidelidade as condições operacionais do Cenário 2. A Figura 25 ilustra a forma de inserção desses parâmetros no ambiente de simulação, evidenciando a configuração interna dos transformadores conforme os valores calculados.

Figura 25 – Parâmetro dos Transformadores Cenário 2

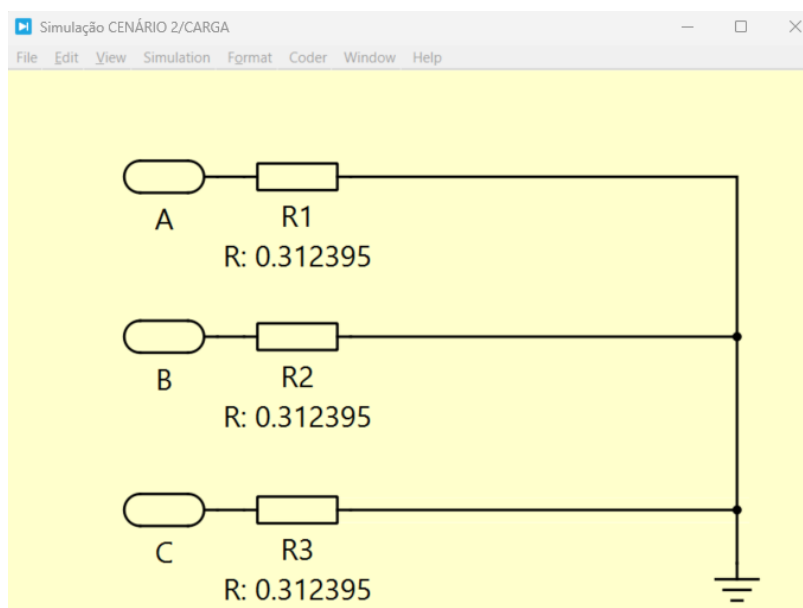


Fonte: Software PLECS 5.0.2

Para a representação precisa da carga de 600 kVA no modelo simulado, o valor de resistência de cada elemento resistivo foi determinado por meio de um

processo iterativo de ajuste paramétrico, até que a potência absorvida pelo conjunto convergisse para o valor de carga estabelecido. O valor de resistência adotado em cada fase foi de $R = 0,312395 \, \Omega$, o qual permite reproduzir com fidelidade a carga proposta nas condições nominais de operação. A Figura 26 ilustra a parametrização dos resistores no ambiente de simulação.

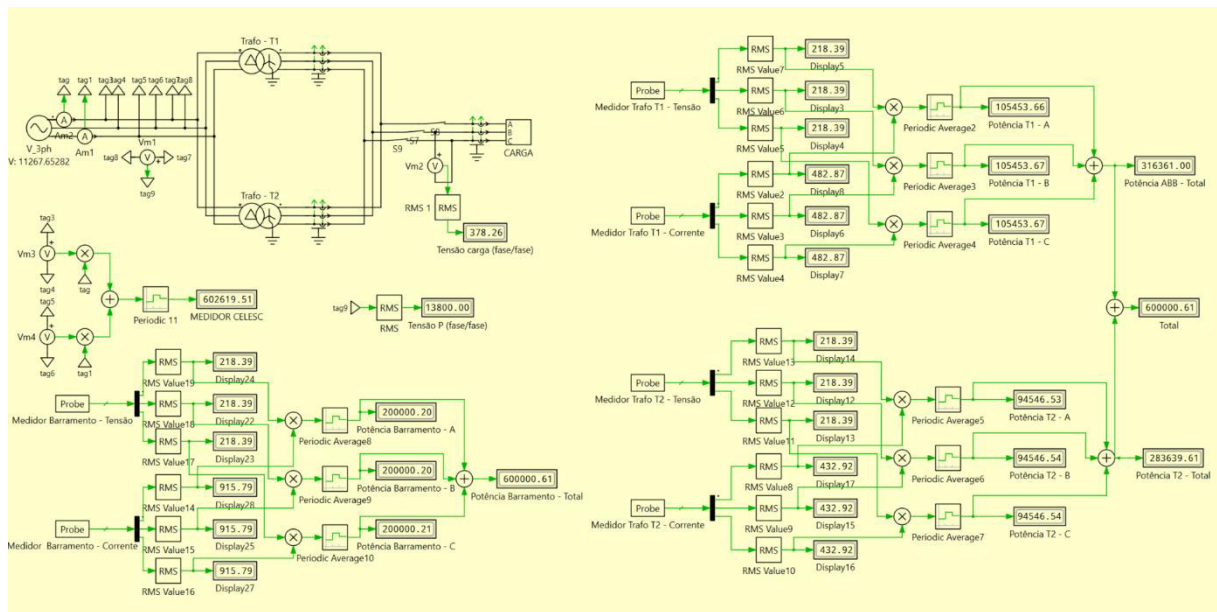
Figura 26 – Parâmetro dos Resistores Cenário 2



Fonte: Software PLECS 5.0.2

A Figura 27 apresenta a modelagem completa do Cenário 2 no ambiente de simulação PLECS, contemplando os dois transformadores operando em paralelo com *tap changer* ajustado para a posição 1 para o transformador T1 e posição 2 para o transformador T2. Os resultados obtidos pela simulação indicam uma potência total entregue à carga de 600kVA, distribuída entre o transformador T1, com potência total de 162,74 kVA, e o transformador T2, com 437,26 kVA, confirmando a assimetria de carregamento decorrente da diferença de impedâncias percentuais entre os equipamentos e a diferença de *tap changer*. A tensão de fase medida no barramento de carga apresentou valor de 221,37 V para o transformador T1 e 225,91 V para o transformador T2, enquanto a tensão fase-fase na carga foi de 381,84 V e a tensão no primário 13,800 kV, valores compatíveis com as condições nominais de operação do sistema. Os resultados completos encontram-se consolidados na Tabela 7.

Figura 27 – Simulação Cenário 2



Fonte: Autor, 2026.

Tabela 7 – Dados da Simulação Cenário 2

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	162,74	437,26
Corrente fase A]	245,05	645,17
Tensão fase [V]	221,37	225,91

Fonte: Autor, 2026.

4.2.2.3 Considerações entre os Resultados Calculados e Simulados

No Cenário 2, os resultados obtidos pela formulação analítica e pela simulação computacional apresentam elevada concordância entre si, evidenciando a consistência do modelo matemático adotado em relação ao modelo computacional implementado. Dado que este cenário contempla simultaneamente a diferença de impedâncias percentuais e o desajuste de *tap changer* entre os transformadores, era esperada uma partilha de carga acentuadamente desigual. O maior carregamento do transformador T2 é consequência direta da sua menor relação de transformação em relação ao transformador T1, condição que resulta em uma tensão em vazio superior no secundário do T2 e, conseqüentemente, no estabelecimento de uma corrente circulante que se superpõe à corrente de carga, elevando o carregamento desse

transformador além do limite nominal. Esse comportamento é amplamente previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015) e foi reproduzido de forma coerente e consistente por ambos os métodos de análise, reforçando a validade da abordagem metodológica adotada neste trabalho. A Tabela 8 apresenta os valores organizados e seus respectivos erros percentuais.

Tabela 8 – Erros Percentuais Cenário 2

Grandeza	T1 Calc.	T1 Simul.	Erro T1	T2 Calc.	T2 Simul.	Erro T2
Potência total [kVA]	162,03	162,74	0,44%	437,97	437,26	0,16%
Corrente de fase [A]	246,18	245,05	0,45%	665,42	645,17	3,04%
Tensão de fase [V]	219,39	221,37	0,9%	229,36	225,91	1,50%

Fonte: Autor, 2026.

Os erros percentuais entre os valores teóricos e simulados, apresentados na Tabela 8, confirmam a elevada aderência entre as duas abordagens, com todos os desvios situados abaixo de 3,10%. O erro de maior magnitude foi observado na corrente de fase do transformador T2 (3,04%), resultado esperado dado que a corrente circulante imposta pelo desajuste de *tap changer* amplifica a sensibilidade desse parâmetro a simplificações inerentes à formulação analítica adotada. Os demais parâmetros apresentaram erros inferiores a 1,50%, patamares plenamente compatíveis com a precisão esperada para modelos de simulação de sistemas de potência, conferindo validade ao modelo computacional adotado neste trabalho (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

4.2.3 Cenário 3

No terceiro cenário, tanto os cálculos teóricos quanto a modelagem por simulação computacional consideram os dois transformadores operando com relações de transformação distintas, o transformador T1 ajustado na posição 2 do *tap changer* (13,2/0,38 kV) e o transformador T2 ajustado na posição 1 do *tap changer*

(13,8/0,38 kV). Nesse cenário, os equipamentos diferem simultaneamente pelos valores de impedância percentual de curto-circuito fornecidos em placa, $Z_{\%T1} = 4,18\%$ e $Z_{\%T2} = 4,66\%$, e pelo desajuste de *tap changer* entre os transformadores. Nessa condição, a diferença de tensão em vazio entre os enrolamentos secundários é não nula, resultando no estabelecimento de uma corrente circulante entre os transformadores operando em paralelo, que se superpõe às correntes de carga e intensifica a assimetria de carregamento do sistema (CHAPMAN, 2013; IEC, 2011; GRAINGER; STEVENSON, 1994; KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

4.2.3.1 Resultados Calculados

No terceiro cenário, a assimetria de carregamento decorre da combinação de dois fatores, a diferença de impedâncias percentuais entre os transformadores e o desajuste de *tap changer*, sendo o transformador T1 operando na posição 2 (13,2/0,38 kV) e o transformador T2 na posição 1 (13,8/0,38 kV). A diferença de relação de transformação entre os secundários resulta em tensões em vazio distintas, estabelecendo uma diferença de tensão que impõe uma corrente circulante entre os transformadores, mesmo na ausência de carga (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024).

A tensão secundária em vazio de cada transformador é determinada pela Equação (5), resultando em:

- T1 em *tap changer* 2: $V_{secun,T1} = 392,27 \text{ V}$
- T2 em *tap changer* 1: $V_{secun,T2} = 380 \text{ V}$

A diferença de tensão em vazio entre os secundários, expressa em tensão de fase, é dada pela Equação (9):

$$\Delta V_f = \frac{V_{secun,T1} - V_{secun,T2}}{\sqrt{3}} = \frac{12,27}{\sqrt{3}} = 7,07 \text{ V}$$

A corrente circulante resultante é estimada pelas Equações (3), (10) e (11):

$$Z_{base} = \frac{V_{ff}^2}{S_{nom}} = \frac{380^2}{300000} = 0,481333 \Omega/fase$$

$$Z_{T1} = Z_{base} \cdot \frac{Z_{\%}}{100} = 0,481333 \cdot \frac{4,18\%}{100} = 0,020120 \Omega/fase$$

$$Z_{T2} = Z_{base} \cdot \frac{Z_{\%}}{100} = 0,481333 \cdot \frac{4,66\%}{100} = 0,022430 \Omega/fase$$

$$I_c = \frac{\Delta V_f}{Z_{T1} + Z_{T2}} = \frac{9,97}{0,020120 + 0,022430} = 234,37 \text{ A}$$

A potência aparente associada à corrente circulante é determinada pela Equação (4):

$$S_c = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_c = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 234,37 = 154,26 \text{ kVA}$$

A partilha de carga ideal, na hipótese de ausência de desajuste de *tap changer*, seria determinada exclusivamente pelas impedâncias equivalentes, conforme as Equações (1) e (2). As correntes ideais correspondentes são obtidas pelas Equações (15) e (16), a partir da tensão de fase calculada pela Equação (9) e da corrente nominal obtida pela Equação (8). Entretanto, com o desajuste de *tap changer*, a corrente circulante se superpõe às correntes de carga, resultando nas correntes efetivas em cada transformador, conforme as Equações (17) e (18):

$$I_{T1} = I_{T1,ideal} + I_c = 480,55 + 234,37 = 714,92 \text{ A}$$

$$I_{T2} = I_{T2,ideal} - I_c = 431,05 - 234,37 = 196,68 \text{ A}$$

As potências aparentes efetivas são então recalculadas pelas Equações (19) e (20):

$$S_{T1} = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_{T1} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 714,92 = 470,55 \text{ kVA}$$

$$S_{T2} = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I_{T2} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 196,68 = 129,45 \text{ kVA}$$

O carregamento percentual de cada transformador é avaliado pela Equação (21):

$$\%Carga_{T1} = \frac{S_{T1}}{S_{T1,nom}} \cdot 100 = \frac{470,55}{300} \cdot 100 = 156,85\%$$

$$\%Carga_{T2} = \frac{S_{T2}}{S_{T2,nom}} \cdot 100 = \frac{129,45}{300} \cdot 100 = 43,15\%$$

Os resultados indicam que o transformador T1 opera com aproximadamente 156,85% de sua potência nominal, enquanto o transformador T2 apresenta um carregamento de cerca de 43,15%, evidenciando que o desajuste de *tap changer* impõe uma assimetria de carregamento significativamente mais severa do que a verificada no Cenário 1, conduzindo o transformador T1 a uma condição de sobrecarga com risco direto à integridade do equipamento. Os resultados são na Tabela 9.

Tabela 9 – Valores Calculados para o Cenário 3

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	470,55	129,45
Corrente fase [A]	714,92	196,68
Tensão fase [V]	229,36	219,39

Fonte: Autor, 2026.

Esse resultado corrobora a literatura técnica sobre operação em paralelo de transformadores, segundo a qual o desajuste de *tap changer* é o fator de maior impacto na geração de correntes circulantes e na consequente assimetria de carregamento entre os equipamentos, podendo comprometer a vida útil do transformador de maior impedância operando em sobrecarga (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015).

4.2.3.2 Valores Simulados

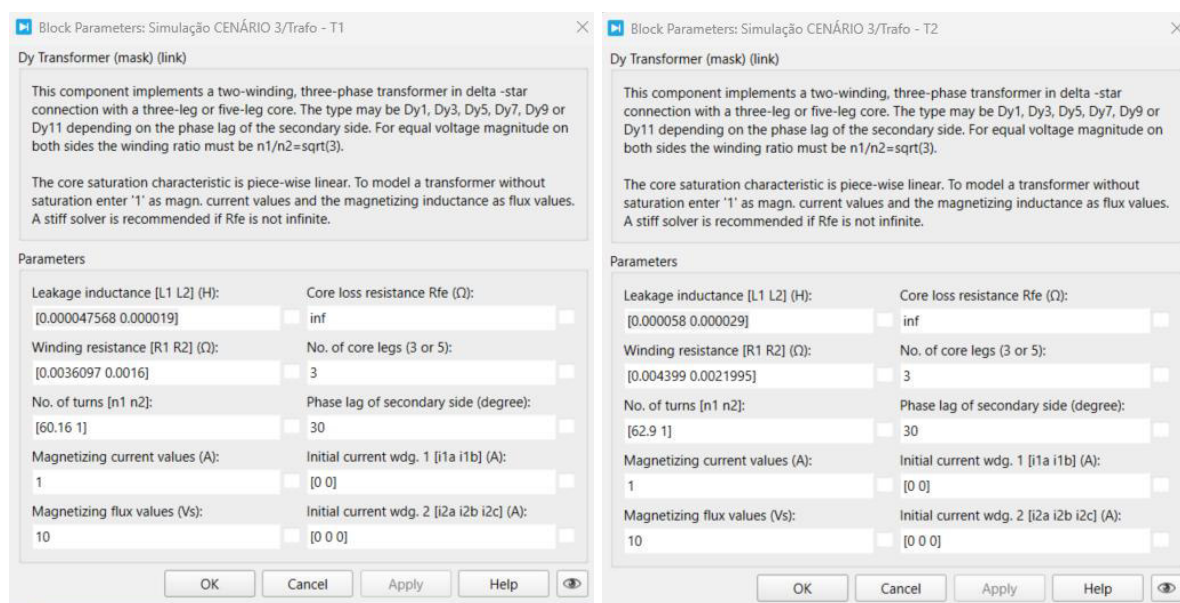
Para a simulação computacional do Cenário 3, o modelo do transformador T1 foi parametrizado com base nos valores obtidos a partir da Equação (12), utilizada para a determinação das resistências equivalentes R_1 e R_2 , e das Equações (13) e (14), empregadas no cálculo das reatâncias e indutâncias equivalentes L_1 e L_2 , respectivamente, os valores obtidos para o transformador T1 são os mesmos com Cenário 1. Entretanto, dado que a relação de transformação do T1, corresponde à posição 2 do *tap changer*, os parâmetros calculados devem ser referidos ao lado primário mediante a aplicação da equação de transferência de impedâncias entre enrolamentos. Conforme demonstrado por SADIKU; ALEXANDER (2013) e CHAPMAN (2013), a impedância vista pelo enrolamento primário de um transformador é obtida pela multiplicação da impedância do secundário pelo quadrado da relação de transformação, conforme a Equação (6). O fator de correção k adotado é obtido pela razão entre a relação de transformação na posição 1 do *tap changer* ($n_1 = 62,9$) e a relação de transformação na posição 2 do *tap changer* ($n_2 = 60,16$), elevada ao quadrado.

$$k = \left(\frac{n_{T2}}{n_{T1}} \right)^2 = \left(\frac{60,16}{62,9} \right)^2 = 0,9149$$

Os valores corrigidos de resistência e indutância são então obtidos pelo produto entre os parâmetros calculados e o fator k , resultando nos valores de R_1 , R_2 , L_1 e L_2 corretamente referidos ao enrolamento primário obtidos inicialmente do cenário 1, garantindo consistência física entre os modelos adotados para cada posição de *tap changer* (CHAPMAN, 2013). O transformador T2 foi modelado de forma análoga, utilizando as mesmas formulações para a obtenção de seus parâmetros elétricos equivalentes de R_1 , R_2 , L_1 e L_2 , encontrados no Cenário 1.

Para a definição da relação de transformação no ambiente de simulação, foram adotados os seguintes valores, 60,16/1 para o transformador T1, correspondente à posição 2 do *tap changer*, e 62,9/1 para o transformador T2, correspondente à posição 1 do *tap changer*, refletindo com fidelidade as condições operacionais do Cenário 3. A Figura 28 ilustra a forma de inserção desses parâmetros no ambiente de simulação, evidenciando a configuração interna dos transformadores conforme os valores calculados.

Figura 28 – Parâmetro dos Transformadores Cenário 3

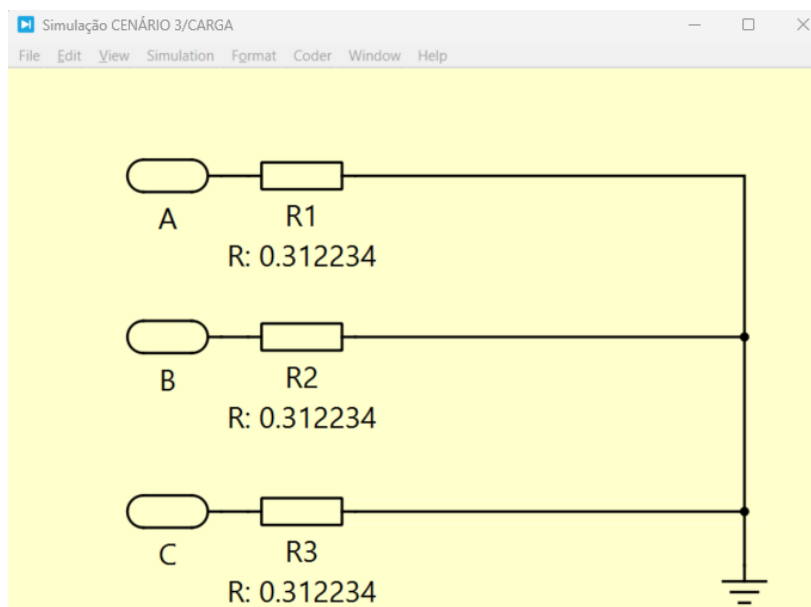


Fonte: Software PLECS 5.0.2

Para a representação precisa da carga de 600 kVA no modelo simulado, o valor de resistência de cada elemento resistivo foi determinado por meio de um processo iterativo de ajuste paramétrico, até que a potência absorvida pelo conjunto convergissem para o valor de carga estabelecido. O valor de resistência adotado em cada fase foi de $R = 0,312234 \, \Omega$, o qual permite reproduzir com fidelidade a carga

proposta nas condições nominais de operação. A Figura 29 ilustra a parametrização dos resistores no ambiente de simulação.

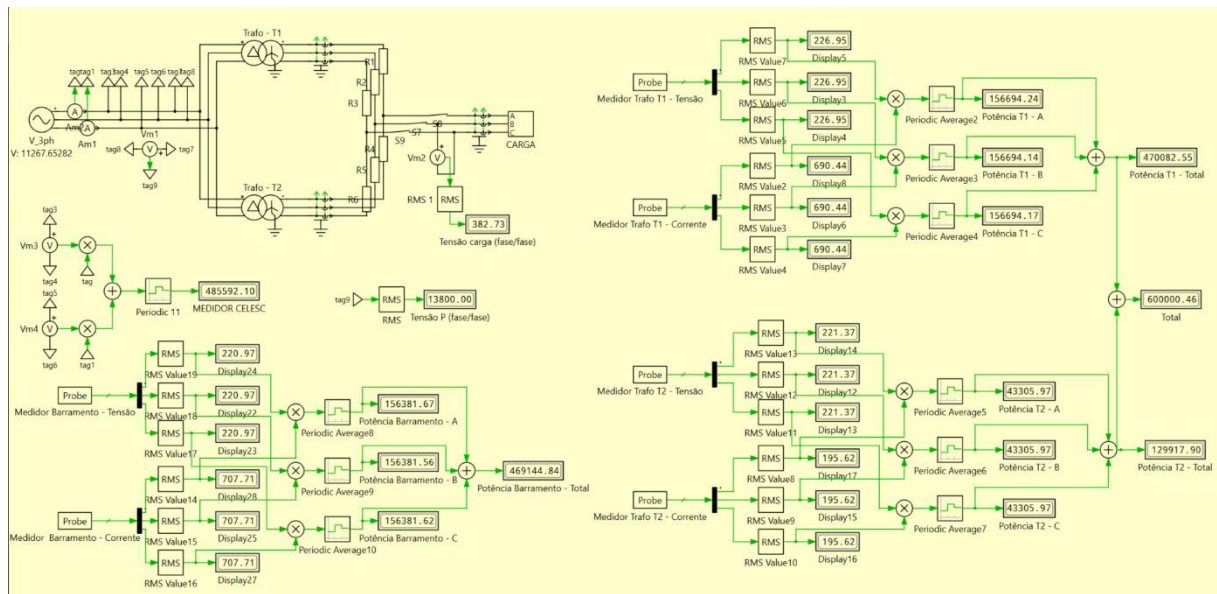
Figura 29 – Parâmetro dos Resistores Cenário 3



Fonte: Software PLECS 5.0.2

A Figura 30 apresenta a modelagem completa do Cenário 3 no ambiente de simulação PLECS, contemplando os dois transformadores operando em paralelo com *tap changer* ajustado para a posição 2 para o transformador T1 e posição 1 para o transformador T2. Os resultados obtidos pela simulação indicam uma potência total entregue à carga de 600kVA, distribuída entre o transformador T1, com potência total de 470,08 kVA, e o transformador T2, com 129,92 kVA, confirmando a assimetria de carregamento decorrente da diferença de impedâncias percentuais entre os equipamentos e a diferença de *tap changer*. A tensão de fase medida no barramento de carga apresentou valor de 226,95 V para o transformador T1 e 221,37 V para o transformador T2, enquanto a tensão fase-fase na carga foi de 382,73 V e a tensão no primário 13,800 kV, valores compatíveis com as condições nominais de operação do sistema. Os resultados completos encontram-se consolidados na Tabela 10.

Figura 30 – Simulação Cenário 3



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Tabela 10 – Dados da Simulação Cenário 3

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	470,08	129,92
Corrente fase [A]	690,44	195,62
Tensão fase [V]	226,95	221,37

Fonte: Autor, 2026.

4.2.3.3 Considerações entre Valores Calculados e Simulados

No Cenário 3, os resultados obtidos pela formulação analítica e pela simulação computacional apresentam elevada concordância entre si, evidenciando a consistência do modelo matemático adotado em relação ao modelo computacional implementado. Dado que este cenário contempla simultaneamente a diferença de impedâncias percentuais e o desajuste de *tap changer* entre os transformadores, era esperada uma partilha de carga acentuadamente desigual. O maior carregamento do transformador T1 é consequência direta da sua menor relação de transformação em relação ao transformador T2, condição que resulta em uma tensão em vazio superior no secundário do T1 e, consequentemente, no estabelecimento de uma corrente circulante que se superpõe à corrente de carga, elevando o carregamento desse

transformador além do limite nominal. Esse comportamento é amplamente previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015) e foi reproduzido de forma coerente e consistente por ambos os métodos de análise, reforçando a validade da abordagem metodológica adotada neste trabalho. A Tabela 11 apresenta os valores organizados e seus respectivos erros percentuais.

Tabela 11 – Erros Percentuais Cenário 3

Grandeza	T1 Calc.	T1 Simul.	Erro T1	T2 Calc.	T2 Simul.	Erro T2
Potência total [kVA]	470,55	470,08	0,09%	129,45	129,92	0,36%
Corrente de fase [A]	714,92	690,44	3,42%	196,68	195,62	0,53%
Tensão de fase [V]	229,36	226,95	1,05%	219,39	221,37	0,90%

Fonte: Autor, 2026.

Os erros percentuais entre os valores teóricos e simulados, apresentados na Tabela 11, confirmam a elevada aderência entre as duas abordagens, com todos os desvios situados abaixo de 3,50%. O erro de maior magnitude foi observado na corrente de fase do transformador T1 (3,42%), resultado esperado dado que, neste cenário, a corrente circulante se subtrai do ramo do T1, tornando esse parâmetro mais sensível às simplificações inerentes à formulação analítica adotada em relação ao comportamento dinâmico capturado pelo modelo computacional. Os demais parâmetros apresentaram erros inferiores a 1,05%, patamares plenamente compatíveis com a precisão esperada para modelos de simulação de sistemas de potência, conferindo validade ao modelo computacional adotado neste trabalho (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

Comparativamente ao Cenário 2, observa-se que o erro de maior magnitude migrou do transformador T2 para o transformador T1, comportamento fisicamente coerente com a inversão das posições dos *tap changers* adotada neste cenário. Com a relação de transformação do T1 agora inferior à do T2, é o transformador T1 que passa a operar com tensão em vazio mais elevada no secundário, tornando-se o equipamento mais impactado pela corrente circulante e,

consequentemente, o parâmetro de maior sensibilidade à diferença entre a abordagem analítica simplificada e o modelo computacional. Essa consistência no padrão de comportamento dos erros entre os cenários reforça a coerência física do modelo adotado e a robustez metodológica da análise desenvolvida.

4.2.4 Cenário 4

No quarto cenário, tanto os cálculos teóricos analíticos quanto a modelagem por simulação computacional consideram os dois transformadores operando com relações de transformação idênticas, ambos ajustados para a tensão nominal de 13,8/0,38 kV. Neste cenário, adota-se para o transformador T1 um valor de impedância percentual de curto-circuito equivalente à metade do valor de $Z_{\%T2} = 4,66\%$, resultando em $Z_{\%T1} = 2,33\%$, com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema sob uma condição de assimetria de impedâncias mais acentuada do que a verificada nos cenários anteriores. Nessa condição, a diferença de tensão em vazio entre os enrolamentos secundários é nula, o que implica ausência de corrente circulante entre os transformadores operando em paralelo, de modo que a assimetria de carregamento decorre exclusivamente da diferença de impedâncias equivalentes entre os equipamentos. Esse cenário permite isolar e quantificar o efeito da desproporção de impedâncias sobre a partilha de carga, independentemente de qualquer influência do desajuste de *tap changer* (CHAPMAN, 2013; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

4.2.4.1 Valores Calculados

Como consequência, a divisão de carga entre os transformadores ocorre exclusivamente em função de suas impedâncias equivalentes, sendo atribuída maior parcela de potência ao transformador que apresenta menor impedância (CHAPMAN, 2013). Aplicando as Equações (1) e (2), apresentadas na metodologia, para uma carga total de 600 kVA, obtêm-se as potências individuais absorvidas por cada transformador.

$$S_{T1} = \frac{Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}} \cdot S_{total} = \frac{4,66}{2,33 + 4,66} \cdot 600 = 400,00 \text{ kVA}$$

$$S_{T2} = \frac{Z_{T1}}{Z_{T1}+Z_{T2}} \cdot S_{total} = \frac{2,33}{2,33+4,66} \cdot 600 = 200,00 \text{ kVA}$$

Os resultados indicam que o transformador T1 opera com aproximadamente 133,33% de sua potência nominal, enquanto o transformador T2 apresenta um carregamento de cerca de 66,67%, evidenciando a influência direta da diferença de impedâncias na partilha de carga.

As correntes em cada transformador foram determinadas por meio da equação (8), a partir da tensão de fase calculada pela Equação (9), enquanto a corrente nominal foi obtida conforme as Equações (15) e (16).

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} V_{ff}} = \frac{300000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 455,80 \text{ A}$$

$$V_{fase} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}} = \frac{380}{\sqrt{3}} = 219,39 \text{ V}$$

$$I_{T1,ideal} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} V_{ff}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 380} = 607,74 \text{ A}$$

$$I_{T2,ideal} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3} V_{ff}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 380} = 303,87 \text{ A}$$

Os resultados completos encontram-se apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Valores Calculados para o Cenário 4

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	400,00	200,00
Corrente fase [A]	607,74	303,87
Tensão fase [V]	219,39	219,39

Fonte: Autor, 2026.

Esse resultado é coerente com a literatura técnica sobre operação em paralelo de transformadores, segundo a qual diferenças de impedância provocam partilha desigual mesmo quando a relação de transformação é idêntica (IEEE, 2015).

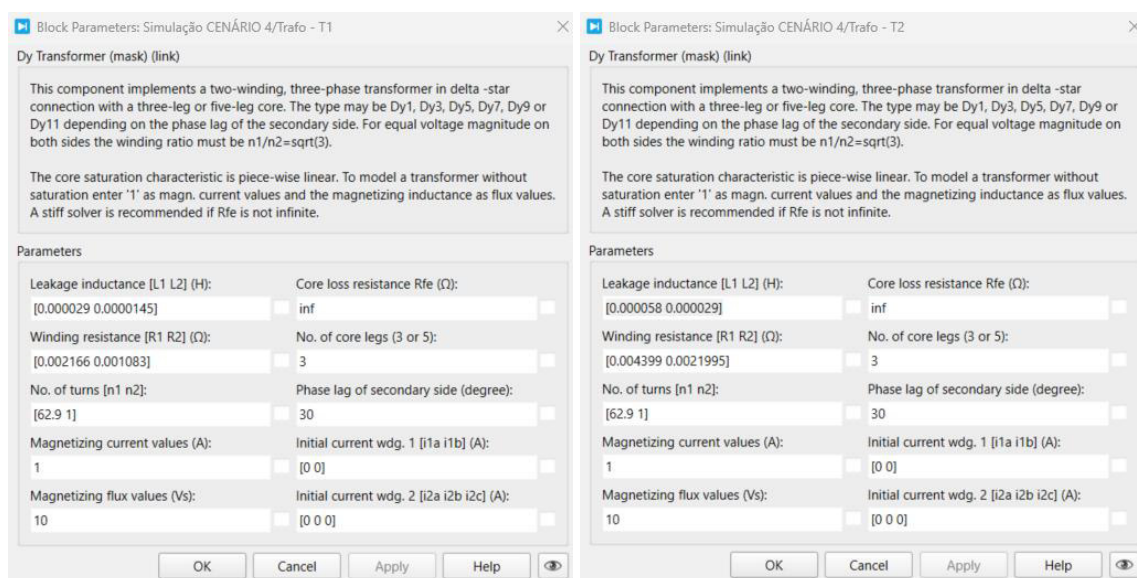
4.2.4.2 Valores Simulados

Para a simulação computacional do Cenário 4, o modelo do transformador T1 foi parametrizado com base nos valores obtidos a partir das Equações (12), utilizadas para a determinação das resistências equivalentes $R_1 = 0,002199 \Omega$ e $R_2 =$

0,0010995 Ω , e das Equações (13) e (14), empregada no cálculo das indutâncias $L_1 = 0,000029 H$ e $L_2 = 0,0000145 H$. O transformador T2 foi modelado de forma análoga, utilizando as mesmas formulações para a obtenção de seus parâmetros elétricos equivalentes, resistências $R_1 = 0,004399 \Omega$ e $R_2 = 0,0021995 \Omega$ e as indutâncias $L_1 = 0,000058 H$ e $L_2 = 0,000029 H$, garantindo consistência entre os modelos adotados. Para a simulação, como os *tap changer* são iguais, o valor para a relação de transformação será de 62.9 para 1.

A Figura 31 ilustra a forma de inserção desses parâmetros no ambiente de simulação, evidenciando a configuração interna dos transformadores conforme os valores calculados.

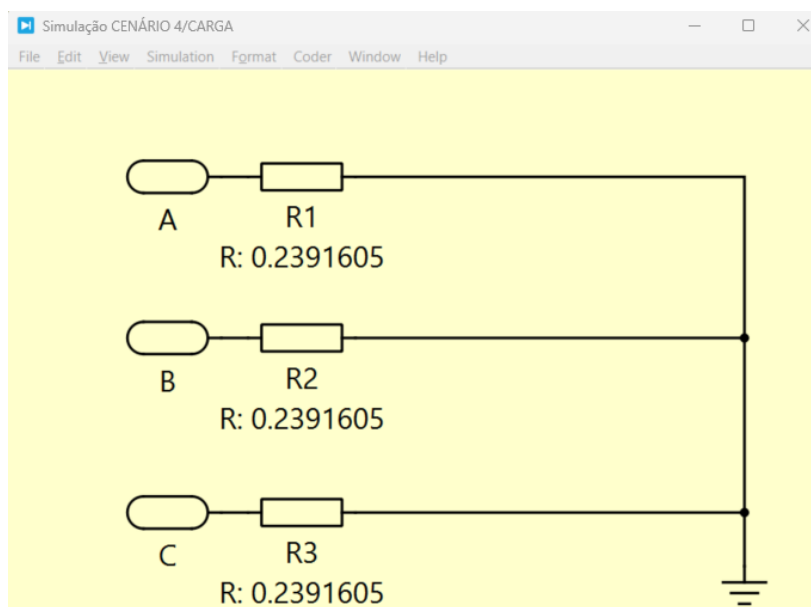
Figura 31 – Parâmetros dos Transformadores Cenário 4



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Para a representação precisa da carga de 600 kVA no modelo simulado, o valor de resistência de cada elemento resistivo foi determinado por meio de um processo iterativo de ajuste paramétrico, até que a potência absorvida pelo conjunto convergisse para o valor de carga estabelecido. O valor de resistência adotado em cada fase foi de $R = 0,2391605 \Omega$, o qual permite reproduzir com fidelidade a carga proposta nas condições nominais de operação. A Figura 32 ilustra a parametrização dos resistores no ambiente de simulação.

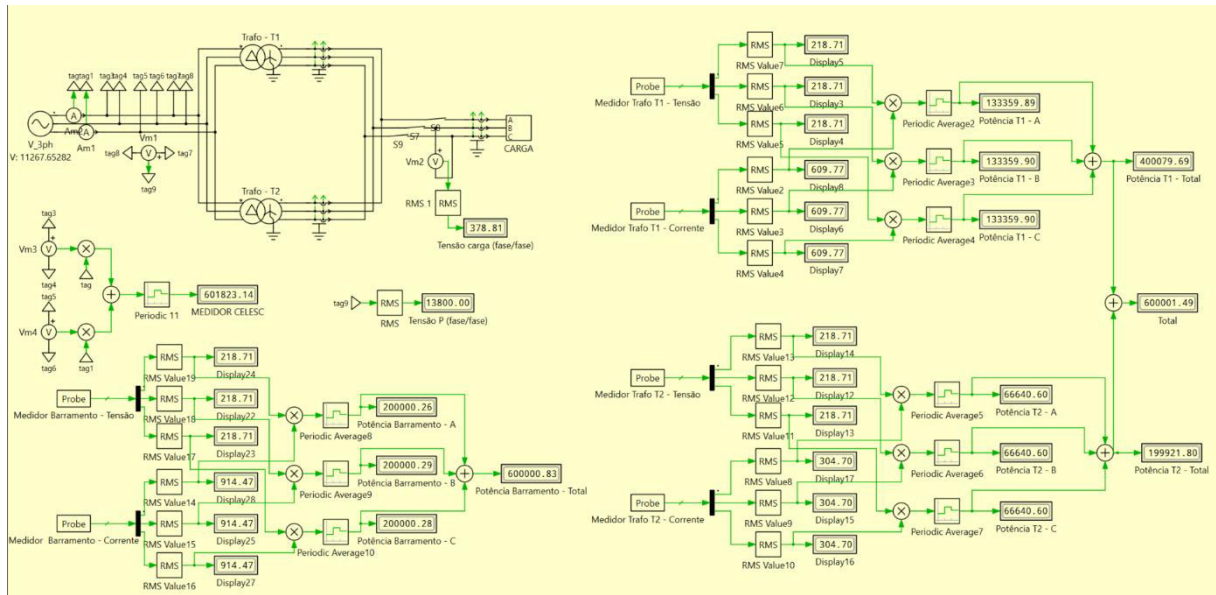
Figura 32 – Parâmetro dos Resistores Cenário 4



Fonte: Software PLECS 5.0.2

A Figura 33 apresenta a modelagem completa do Cenário 4 no ambiente de simulação PLECS, contemplando os dois transformadores operando em paralelo com *tap changer* ajustado para a posição 1 em ambos os equipamentos. Os resultados obtidos pela simulação indicam uma potência total entregue à carga de 600kVA, distribuída entre o transformador T1, com potência total de 400,00 kVA, e o transformador T2, com 200,00 kVA, confirmando a assimetria de carregamento decorrente da diferença de impedâncias percentuais entre os equipamentos. A tensão de fase medida no barramento de carga apresentou valor de 218,71 V, enquanto a tensão fase-fase na carga foi de 378,81 V e a tensão no primário 13,800 kV, valores compatíveis com as condições nominais de operação do sistema. Os resultados completos encontram-se consolidados na Tabela 13.

Figura 33 – Simulação Cenário 4



Fonte: Software PLECS 5.0.2

Tabela 13 – Dados da Simulação Cenário 4

Item	Transformador T1	Transformador T2
Potência total [kVA]	400,08	199,92
Corrente fase [A]	609,77	304,70
Tensão fase [V]	218,71	218,71

Fonte: Autor, 2026.

4.2.4.3 Considerações entre Valores Calculados e Simulados

No cenário 4, os resultados calculados e os resultados da simulação estão muito próximos entre si, o que indica forte consistência entre a formulação analítica adotada e o modelo computacional implementado. Como esse cenário considera *tap changer* iguais e diferença apenas nas impedâncias percentuais, espera-se mesmo uma partilha de carga desigual, com maior carregamento do transformador T1, comportamento previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015), e isso foi reproduzido de forma coerente pelos dois métodos.

A Tabela 14 apresenta os valores organizados e seus respectivos erros percentuais.

Tabela 14 – Erros Percentuais Cenário 4

Grandeza	T1 Calc.	T1 Simul.	Erro T1	T2 Calc.	T2 Simul.	Erro T2
Potência total [kVA]	400,00	400,08	0,02%	200,00	199,92	0,04%
Corrente de fase [A]	607,74	609,77	0,33%	303,87	304,70	0,27%
Tensão de fase [V]	219,39	218,71	0,31%	219,39	218,71	0,31%

Fonte: Autor, 2026.

Os erros percentuais entre os valores calculados e simulados, apresentados na Tabela 14, confirmam a elevada aderência entre as duas abordagens, com todos os desvios situados abaixo de 0,35%. Esse resultado era esperado para este cenário, uma vez que a ausência de desajuste de *tap changer* elimina a influência da corrente circulante sobre os parâmetros monitorados, reduzindo significativamente as fontes de discrepância entre a formulação analítica e o modelo computacional. O erro de maior magnitude foi observado na corrente de fase do transformador T1 (0,33%), enquanto os demais parâmetros apresentaram erros inferiores a 0,31%, valores que representam excelente aderência entre cálculo e simulação (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

Comparativamente aos Cenários 2 e 3, nos quais o desajuste de *tap changer* impunha erros de até 3,42% na corrente de fase, o Cenário 4 demonstra que a ausência de corrente circulante resulta em um modelo analítico significativamente mais preciso, com erros de ordem de grandeza inferior. Em termos práticos, a simulação reproduziu com elevada fidelidade a divisão de carga prevista analiticamente para potência, corrente e tensão, reforçando a validade do modelo computacional adotado e evidenciando que, possivelmente, a fonte de imprecisão analítica nos cenários anteriores seja que a simplificação no tratamento da corrente circulante imposta pelo desajuste de *tap changer*.

5 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta o estudo de caso realizado na subestação da unidade consumidora do grupo A, uma infraestrutura de natureza crítica na qual a confiabilidade do sistema elétrico é condicionante direta da segurança operacional. A proposta inicial desta investigação consistia na realização de uma análise abrangente da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) da subestação, com o objetivo de diagnosticar o perfil de consumo e verificar a conformidade dos indicadores elétricos com os parâmetros estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional — PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022). Essa abordagem visava à caracterização detalhada das condições operacionais em regime permanente, contemplando a identificação de possíveis distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e corrente, e demais indicadores relevantes para a avaliação da saúde do sistema elétrico.

No entanto, durante o período de medição e monitoramento contínuo, foi registrado um evento anômalo de expressiva relevância técnica. O referido evento caracterizou-se por uma alteração abrupta na dinâmica de distribuição de carga entre os dois transformadores que operam em paralelo na subestação. Em condições normais de operação, os transformadores apresentavam um desequilíbrio de carregamento da ordem de 11%, valor coerente com a disparidade entre as impedâncias percentuais nominais dos equipamentos, conforme previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015). O distúrbio registrado, contudo, elevou esse desequilíbrio para o patamar crítico de aproximadamente 100%, configurando uma condição de sobrecarga em um dos transformadores e subutilização do outro, com implicações diretas para a eficiência energética, a vida útil dos ativos e a segurança operacional do sistema (CHEN; ZHAO, 2025).

Diante da magnitude do distúrbio e de suas potências consequências para a integridade dos equipamentos e a estabilidade da rede, a análise foi estruturada cronologicamente em três fases complementares, apresentadas em uma sequência que prioriza a contextualização operacional antes da descrição detalhada do fenômeno. A Figura 34 apresenta o gráfico com a evolução temporal da potência em

[VA] monitorada ao longo das três fases (pré-evento, evento e pós-evento), permitindo visualizar de forma integrada a dinâmica do distúrbio registrado e suas repercussões sobre o comportamento dos transformadores operando em paralelo.

Figura 34 – Gráfico Potência [VA]



Fonte: Autor, 2026.

Fase Pré-Evento: dedicada à caracterização do regime permanente de operação da subestação anteriormente à ocorrência do distúrbio. Serão apresentados os dados de monitoramento que descrevem a operação em paralelo dos transformadores, com ênfase no desequilíbrio inicial de carregamento de 11% e na influência das impedâncias distintas sobre a divisão de carga em condições normais, estabelecendo os parâmetros de referência para a avaliação subsequente. O enquadramento desta fase nos cenários teóricos desenvolvidos anteriormente será realizado, assim como a análise de eventuais distúrbios de interrupção ou outras anomalias registradas neste período.

Fase Pós-Evento: destinada à avaliação dos impactos residuais e da nova configuração operacional do sistema após a cessação do distúrbio. Serão discutidas as consequências do desequilíbrio elevado de 33% na distribuição de carga, as implicações para a performance dos transformadores e para a conformidade com os indicadores do PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022). O enquadramento desta fase nos cenários teóricos desenvolvidos anteriormente será realizado, assim como a análise de eventuais distúrbios de interrupção ou outras anomalias registradas neste período.

Evento: dedicada à investigação do fenômeno anômalo registrado durante as medições. Serão analisadas as variações nas grandezas elétricas de tensão, corrente e potência, que culminaram no salto do desequilíbrio de carga, com foco na

identificação das características do distúrbio, sua duração, intensidade e possíveis causas subjacentes, por meio de uma reconstrução técnica precisa fundamentada nos dados coletados.

Esta abordagem estruturada permite uma investigação técnica sobre como a assimetria de impedâncias em transformadores paralelos pode ser exacerbada por eventos de rede, comprometendo a conformidade com os padrões de QEE estabelecidos pelo PRODIST (ANEEL, 2022) e expondo os equipamentos a condições de operação fora dos limites nominais. A compreensão deste estudo de caso específico oferece subsídios técnicos relevantes para o aprimoramento da resiliência e da confiabilidade de subestações em ambientes de infraestrutura crítica, onde a degradação ou interrupção do fornecimento de energia pode acarretar riscos sociais e operacionais de alta gravidade (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015).

5.1 Pré-Evento

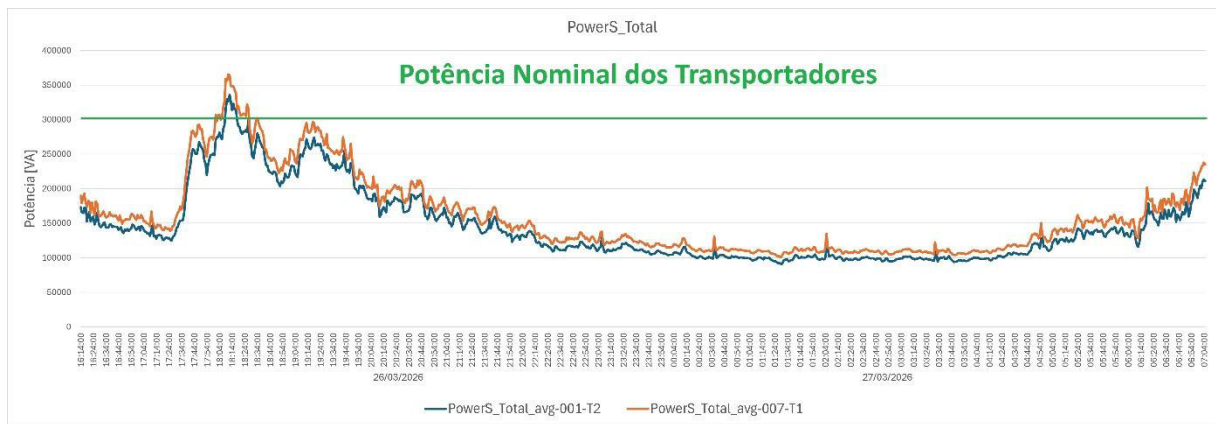
Os dados coletados referentes à fase pré-evento compreendem o intervalo entre 26/03/2026 às 16h14 e 27/03/2026 às 07h05, totalizando aproximadamente 15 horas de monitoramento contínuo. A Figura 35 apresenta o gráfico com a evolução temporal da potência aparente de cada transformador ao longo desse período, no qual é possível observar um comportamento operacional estável, com desequilíbrio de carregamento consistentemente próximo a 11%, valor coerente com a diferença entre as impedâncias percentuais nominais dos equipamentos registradas em placa, conforme previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015). A condição observada afasta a informação coletada em campo, a qual indicava que os transformadores estariam ajustados em posições de *tap changer* distintas.

Verifica-se ainda que ambos os transformadores operaram predominantemente dentro do limite de potência nominal de 300 kVA ao longo de todo o período analisado. Registrou-se um pico pontual de carregamento no dia 26/03/2026, entre aproximadamente 18h00 e 18h30, no qual a potência dos equipamentos ultrapassou brevemente o limite nominal. Contudo, conforme indicado pela literatura técnica, sobrecargas de curta duração e baixa magnitude não são suficientes para causar degradação significativa do isolamento ou comprometer a vida

útil dos transformadores, desde que o valor e a duração do evento estejam dentro dos limites de sobrecarga de curta duração estabelecidos pela norma (IEEE, 2011). Não foram registrados, nesse intervalo, eventos de interrupção de fornecimento ou outros distúrbios elétricos de relevância.

A Tabela 15 apresenta os valores médios de potência aparente, tensão e corrente registrados ao longo da fase pré-evento para cada transformador, com o objetivo de subsidiar a caracterização e o enquadramento desta fase nos cenários teóricos desenvolvidos anteriormente, possibilitando a comparação direta entre o comportamento observado em campo e os resultados analíticos e computacionais obtidos.

Figura 35 – Gráfico Potência [VA] - Pré-Evento



Fonte: Autor, 2026.

Tabela 15 – Dados Pré-Evento

Grandeza	T1 Campo	T2 Campo	Diferença
Potência total [kVA]	160,25	145,37	10%
Corrente de fase [A]	236,64	214,18	10%
Tensão de fase [V]	222,77	222,19	0,003%

Fonte: Autor, 2026.

A análise dos valores médios registrados durante a fase pré-evento, apresentados na Tabela 15, permite o enquadramento desta fase no Cenário 1 da formulação teórica desenvolvida anteriormente, no qual ambos os transformadores operam com a mesma relação de transformação e a partilha de carga é determinada

exclusivamente pela diferença entre as impedâncias percentuais nominais dos equipamentos.

O desequilíbrio de carregamento observado entre os transformadores, da ordem de 10% tanto para a potência aparente quanto para a corrente de fase, é coerente com a assimetria de impedâncias percentuais de placa, $Z_{\%T1} = 4,18\%$ e $Z_{\%T2} = 4,66\%$, cujas diferenças resultam em uma divisão de carga desigual, com maior parcela atribuída ao transformador de menor impedância (T1), conforme previsto pelas equações (1) e (2) da metodologia (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2011). A tensão de fase medida nos dois transformadores apresentou valores praticamente idênticos, 222,77 V para o T1 e 222,19 V para o T2, com desvio de apenas 0,003%, evidenciando a ausência de desajuste de *tap changer* entre os equipamentos nesta fase e confirmando que a diferença de tensão em vazio entre os secundários é nula, condição que implica ausência de corrente circulante entre os transformadores em paralelo.

Esses resultados são plenamente compatíveis com o Cenário 1 simulado computacionalmente, no qual os erros entre os valores teóricos calculados e simulados ficaram abaixo de 0,05%, reforçando a consistência entre o comportamento observado em campo e o modelo analítico-computacional desenvolvido. A caracterização da fase pré-evento como Cenário 1 estabelece, portanto, a linha de base operacional da subestação antes da ocorrência do distúrbio, servindo como referência para a avaliação do impacto do evento sobre a dinâmica de distribuição de carga entre os transformadores.

5.2 Pós-Evento

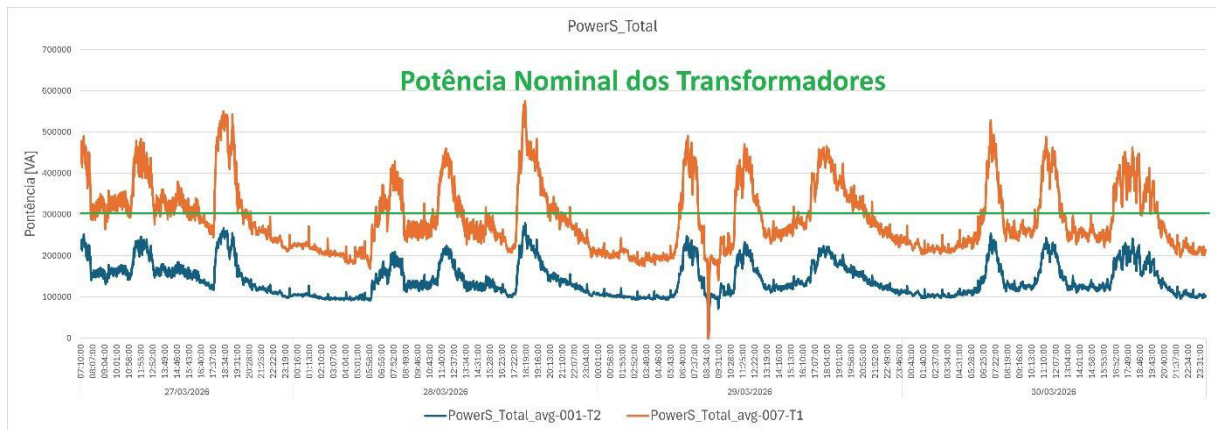
Os dados coletados referentes à fase pós-evento compreendem o intervalo entre 27/03/2026 às 07h10 e 10/04/2026 às 10h24, totalizando aproximadamente 326 horas de monitoramento contínuo. As Figuras 36, 37, 38 e 39 apresentam a evolução temporal da potência aparente de cada transformador ao longo desse período, nas quais é possível observar um aumento persistente e estrutural no padrão de distribuição de carga entre os equipamentos em relação à fase pré-evento. O desequilíbrio de carregamento manteve-se consistentemente próximo a 33% ao longo de todo o intervalo analisado, com o transformador T1 assumindo sistematicamente a

maior parcela da carga. Esse comportamento não é compatível com a divisão de carga esperada a partir exclusivamente da diferença entre as impedâncias percentuais nominais dos equipamentos, sugerindo a presença de um fator adicional, atuando sobre o sistema após o evento, conforme previsto pela teoria de operação em paralelo de transformadores (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015).

Verifica-se ainda que o transformador T1 operou durante extensos períodos extrapolando o limite de potência nominal de 300 kVA, com registros de múltiplos picos de potência significativamente acima do limite nominal, condição que representa risco concreto de degradação acelerada do isolamento e redução da vida útil do equipamento, conforme estabelecido pela norma IEEE C57.91 (2025). A operação contínua em regime de sobrecarga constitui uma condição operacional crítica, particularmente em infraestruturas de natureza essencial, onde a falha de um transformador pode comprometer diretamente a segurança e a continuidade do fornecimento de energia (CHEN; ZHAO, 2025). Foi registrado ainda, nesse intervalo, um evento de interrupção de fornecimento, que é apresentada na seção 5.2.2.

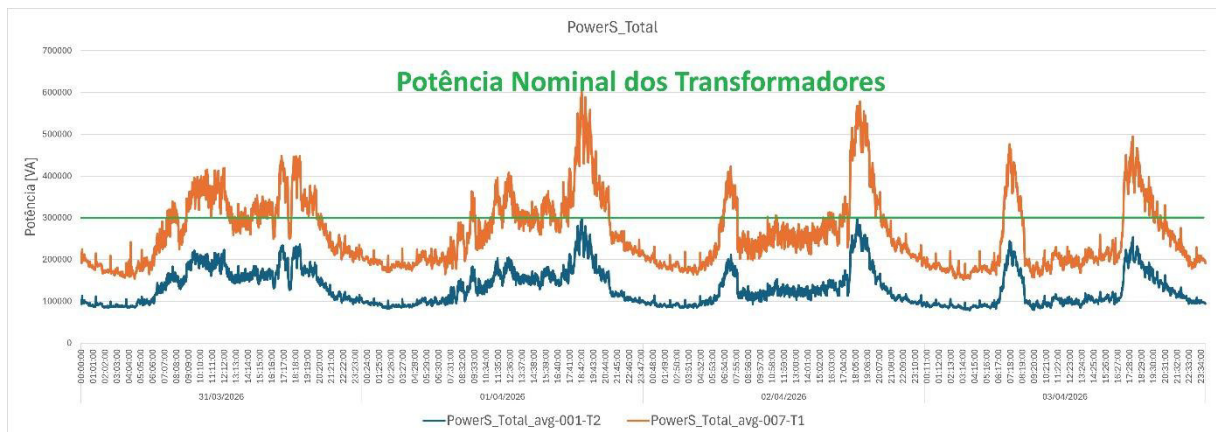
A Tabela 16 apresenta os valores médios de potência aparente, tensão e corrente registrados ao longo da fase pós-evento para cada transformador, com o objetivo de subsidiar a caracterização e o enquadramento desta fase nos cenários teóricos desenvolvidos na metodologia, possibilitando a comparação direta entre o comportamento observado em campo e os resultados analíticos e computacionais obtidos. As condições de sobrecarga identificadas e o evento de interrupção registrado serão abordados em subseções específicas, dada a relevância técnica de cada um desses fenômenos para a avaliação da integridade operacional da subestação.

Figura 36 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento



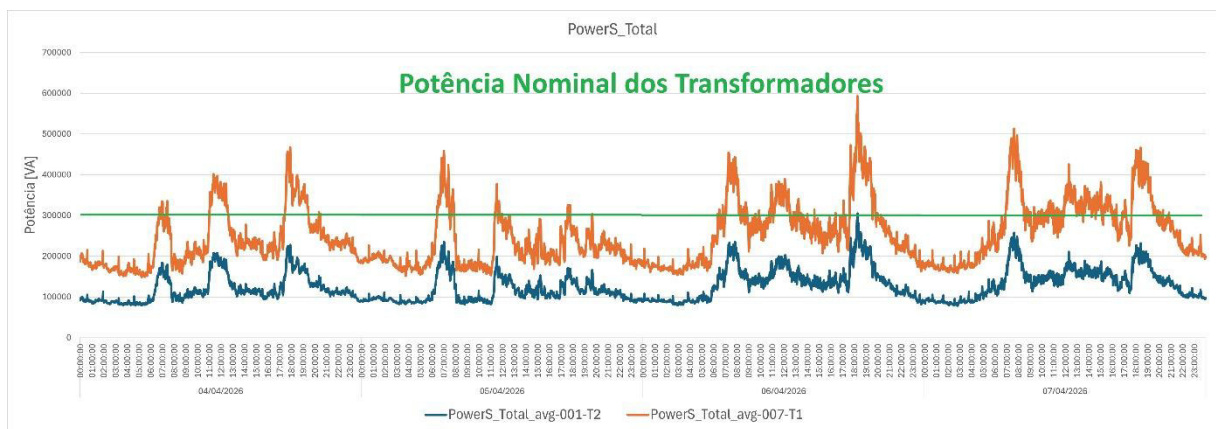
Fonte: Autor, 2026.

Figura 37 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento



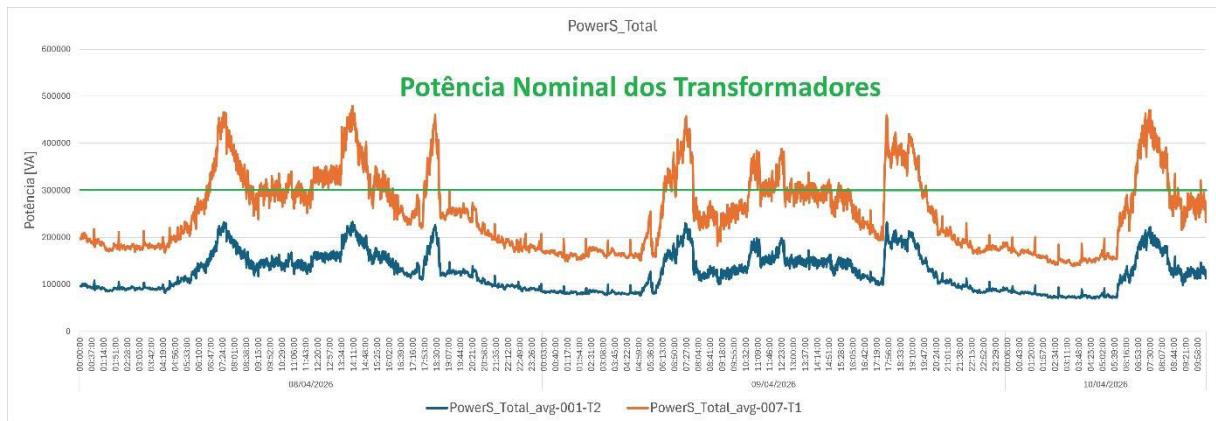
Fonte: Autor, 2026.

Figura 38 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento



Fonte: Autor, 2026.

Figura 39 – Gráfico Potência [VA] - Pós-Evento



Fonte: Autor, 2026.

Tabela 16 – Dados Pós-Evento

Grandeza	T1 Campo	T2 Campo	Diferença
Potência total (kVA)	264,12	131,57	100,74%
Corrente de fase (A)	337,33	164,99	104,45%
Tensão de fase (V)	222,85	226,03	0,01%

Fonte: Autor, 2026.

A caracterização da fase pós-evento no Cenário 4 da formulação teórica é sustentada por dois argumentos independentes e convergentes, fundamentados nos dados de campo e na teoria de operação em paralelo de transformadores.

Primeiro argumento, padrão de distribuição de carga com razão constante de 2:1. Conforme estabelecido pela teoria de operação em paralelo, quando dois transformadores com a mesma relação de transformação operam em paralelo, a partilha de carga é determinada exclusivamente pela razão inversa entre as impedâncias equivalentes dos equipamentos, resultando em um desequilíbrio proporcional e constante para qualquer nível de demanda. Isso ocorre porque ambas as parcelas de potência crescem ou decrescem proporcionalmente à variação da carga total, mantendo a razão de carregamento invariável (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015). O desequilíbrio observado em campo, razão aproximada de 2:1 tanto para a potência aparente (264,12 kVA vs. 131,57 kVA) quanto para a corrente de fase (337,33 A vs. 164,99 A), manteve-se marginalmente estável ao longo de todo o período pós-evento, independentemente das variações de demanda

observadas nas Figuras 36 a 39, comportamento característico do Cenário 4, no qual a impedância do transformador T1 corresponde à metade da impedância do T2.

Segundo argumento, comportamento dinâmico do desequilíbrio incompatível com desajuste de *tap changer*. A literatura técnica estabelece que, quando o desequilíbrio de carga é causado por desajuste de *tap changer*, a corrente circulante I_c é independente da carga conectada ao barramento, dependendo exclusivamente da diferença de tensão em vazio ΔV_f e da soma das impedâncias equivalentes, conforme a Equação (3) da metodologia. Como a corrente de carga varia com a demanda da instalação enquanto a corrente circulante permanece constante, o percentual de desequilíbrio entre os transformadores flutua continuamente, em períodos de baixa demanda, a corrente circulante representa proporcionalmente uma fração maior da corrente total, exacerbando o desequilíbrio; em períodos de alta demanda, essa influência se atenua (GRAINGER; STEVENSON, 1994; CHAPMAN, 2013). O comportamento observado em campo, com desequilíbrio marginalmente estável e proporcional à carga em todos os períodos monitorados, é incompatível com esse padrão dinâmico esperado para os Cenários 2 e 3, reforçando o enquadramento no Cenário 4.

A convergência desses dois argumentos, nível de tensão compatível com *tap changers* na mesma posição, razão de carregamento de 2:1 estável e pouco dependente da carga, e ausência do comportamento dinâmico do desequilíbrio característico de desajuste de *tap changer*, constitui evidência técnica para o enquadramento da fase pós-evento no Cenário 4. Esse diagnóstico indica que o evento registrado provocou uma possível alteração efetiva na impedância equivalente de um dos transformadores, possivelmente decorrente de uma modificação nos parâmetros internos do equipamento, estabelecendo uma nova condição operacional persistente e estruturalmente distinta da fase pré-evento, com o transformador T1 sistematicamente sobrecarregado e o T2 subutilizado ao longo de todo o período pós-evento monitorado (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2025; ABNT NBR, 2017).

5.2.1 Análise da Sobrecarga do Transformador T1

A operação de transformadores acima da potência nominal, denominada sobrecarga, constitui uma condição crítica do ponto de vista da integridade do

equipamento, uma vez que o excesso de carregamento eleva a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, acelerando os processos de degradação do isolamento celulósico e reduzindo a vida útil do equipamento (IEEE, 2025; NBR, 2017). Conforme estabelecido pela norma IEEE C57.91 (2025), a taxa de envelhecimento do isolamento cresce exponencialmente com o aumento da temperatura do ponto mais quente, de modo que períodos prolongados de sobrecarga podem consumir de forma irreversível parcelas significativas da vida útil nominal do equipamento.

Os dados de monitoramento registrados durante a fase pós-evento, consolidados na Tabela 17 e ilustrados nas Figuras 36 a 39, evidenciam que o transformador T1 operou em regime de sobrecarga em todos os dias do período analisado, compreendido entre 27/03/2026 e 10/04/2026. Os valores médios diários durante os períodos de sobrecarga situaram-se entre 347,68 kVA e 400,70 kVA, correspondendo a carregamentos médios entre 115,89% e 133,57% da potência nominal, condição que, segundo a IEEE C57.91 (2025), implica taxa de envelhecimento do isolamento significativamente superior à taxa nominal, com impacto direto sobre a expectativa de vida do equipamento.

Os picos máximos de potência registrados são ainda mais preocupantes do ponto de vista técnico-operacional. O valor máximo absoluto observado no período foi de 602,96 kVA em 01/04/2026, correspondendo a 200,99% da potência nominal, ou seja, o dobro da capacidade nominal do equipamento. Registros acima de 500,00 kVA (166,67% da nominal) foram observados em múltiplas ocasiões ao longo do período, conforme demonstrado na Tabela 17. A duração diária dos períodos de sobrecarga variou entre 02h00 e 11h00, totalizando um volume expressivo de horas de operação acima da capacidade nominal ao longo dos 14 dias monitorados. Conforme a ABNT NBR 5356-7 (2017), norma brasileira que estabelece diretrizes para o carregamento acima das condições nominais de transformadores de potência imersos em líquido, sobrecargas de tal magnitude e duração podem ocasionar degradação irreversível do isolamento, formação de gases no óleo isolante e, em casos extremos, falha catastrófica do equipamento.

Tabela 17 – Dados de Sobrecarga Transformador T1

Data	Min. (kVA)	Méd. (kVA)	Máx. (kVA)	Tempo (h)	% Acima Méd.	% Acima Máx.
27/03/26	300,70	371,36	549,92	11:00	123,79	183,31
28/03/26	300,55	378,75	575,73	07:16	126,25	191,91
29/03/26	300,02	379,00	490,42	08:15	126,33	163,47
30/03/26	300,63	383,00	528,87	07:10	127,67	176,29
31/03/26	300,02	351,22	448,64	09:50	117,07	149,55
01/04/26	300,00	368,72	602,96	08:30	122,91	200,99
02/04/26	300,17	400,70	578,13	04:45	133,57	192,71
03/04/26	300,19	379,86	494,38	04:30	126,62	164,79
04/04/26	300,58	355,42	467,32	04:10	118,47	155,77
05/04/26	300,12	347,68	458,75	02:00	115,89	152,92
06/04/26	300,03	372,04	592,91	06:15	124,01	197,64
07/03/26	300,69	353,09	512,85	09:45	117,70	170,95
08/04/26	300,80	356,67	479,57	07:45	118,89	159,86
09/04/26	300,26	350,42	459,66	06:10	116,81	153,22

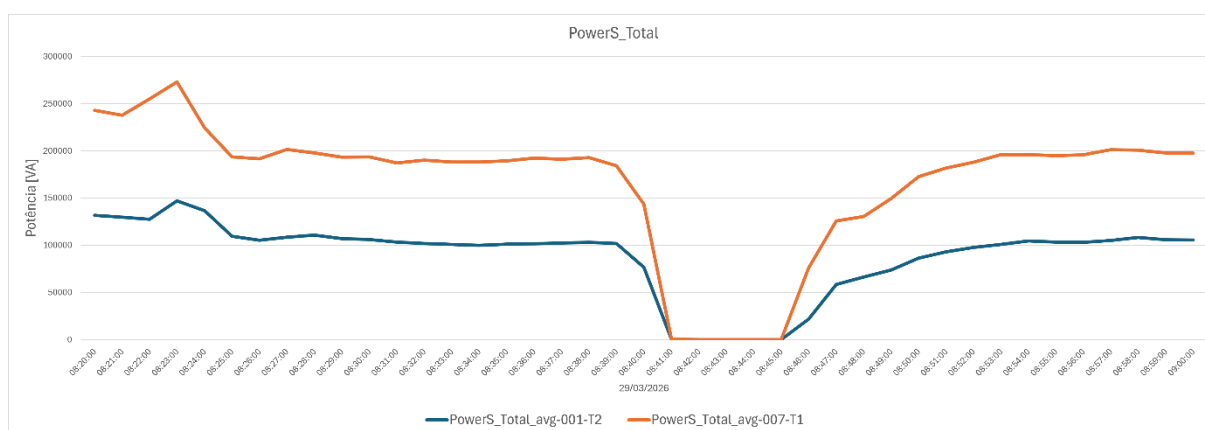
Fonte: Autor, 2026.

Do ponto de vista operacional, a condição identificada é de elevada criticidade, especialmente considerando o contexto de infraestrutura essencial em que a subestação está inserida. A operação contínua do transformador T1 em regime de sobrecarga acentuada, decorrente da assimetria de carregamento imposta pela alteração dos parâmetros do sistema após o evento, configura um cenário de risco real para a integridade do equipamento e para a continuidade do fornecimento de energia à instalação (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025). A adoção de medidas corretivas apresenta-se como ação prioritária para a mitigação dos riscos identificados e a readequação da subestação aos limites operacionais seguros estabelecidos pelas normas vigentes (IEEE, 2025; ABNT NBR, 2017).

5.2.2 Análise de Interrupção Registrada

A Figura 40 apresenta o registro temporal da potência aparente de ambos os transformadores durante o evento de interrupção identificado no dia 29/03/2026, no intervalo entre aproximadamente 08h20 e 09h00. A análise do gráfico permite a caracterização detalhada do evento em três fases distintas, período pré-interrupção, interrupção propriamente dita e restabelecimento do fornecimento.

Figura 40 – Gráfico de Interrupção



Fonte: Autor, 2026.

No período pré-interrupção, compreendido entre 08h20 e 08h40, os transformadores T1 e T2 operavam com potências aparentes da ordem de 190 kVA e 105 kVA, respectivamente, mantendo o desequilíbrio de carregamento de aproximadamente 2:1 característico da fase pós-evento e coerente com o enquadramento no Cenário 4. Esse comportamento confirma que o sistema operava em regime permanente estável imediatamente antes da ocorrência da interrupção.

A interrupção iniciou abruptamente às 08h40, com queda simultânea da potência em ambos os transformadores, atingindo valores próximos a zero entre 08h41 e 08h45, intervalo que caracteriza a supressão total do fornecimento de energia à carga da subestação. A duração total da interrupção foi de aproximadamente 4 minutos, período durante o qual a potência registrada em ambos os transformadores se manteve em nível nulo ou residual, indicando a desenergização completa do barramento de carga. Conforme os critérios estabelecidos pelo PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022), interrupções com duração superior a 3 minutos são classificadas como interrupções de longa duração, enquadramento que se aplica ao evento

registrado, implicando obrigações de registro, notificação e análise de causa pela concessionária distribuidora responsável pelo fornecimento.

O restabelecimento do fornecimento iniciou-se a partir de 08h45, com retorno progressivo da potência em ambos os transformadores. Observa-se, entretanto, que o restabelecimento não foi instantâneo, a potência retornou de forma gradual ao longo de aproximadamente 10 a 15 minutos, atingindo os níveis habituais de operação apenas por volta das 09h00. Esse comportamento de recomposição gradual é compatível com procedimentos de religamento automático ou manual da rede de distribuição, nos quais a reconexão sequencial das cargas evita transitórios de corrente de partida excessivos no sistema (ANEEL, 2022; IEEE, 2015).

Do ponto de vista da integridade dos transformadores, a interrupção registrada pode ter sido originada por uma perturbação na rede de distribuição de média tensão, como atuação de proteção por sobrecorrente, religamento automático, ou desligamento emergencial da alimentação primária, possivelmente associada a um evento climático adverso na região da Grande Florianópolis, como vendaval, tempestade ou descarga atmosférica, fenômenos recorrentes na região litorânea catarinense no período do verão e outono (EPAGRI/CIRAM, 2026). A confirmação dessa hipótese requer a consulta aos registros operacionais da concessionária CELESC e aos dados meteorológicos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para a estação de São Pedro de Alcântara ou município adjacente na data de 29/03/2026.

5.3 Evento

A análise da Figura 41 evidencia uma transição abrupta e, pelas medições posteriores, permanente na dinâmica de distribuição de carga entre os transformadores T1 e T2. O evento ocorreu de forma súbita e a nova condição de carregamento manteve-se estável ao longo de todo o período subsequente, configurando o Cenário 4. Esse comportamento, ao mesmo tempo brusco e irreversível, é o elemento norteador das conjecturas apresentadas a seguir, elaboradas com base na literatura técnica especializada, sem que se afirme categoricamente qual delas ocorreu, uma vez que a confirmação dependeria de ensaios e inspeções físicas nos equipamentos.

Figura 41 – Gráfico Potência [VA] - Evento

Fonte: Autor, 2026.

5.3.1 Falha Parcial no Isolamento dos Enrolamento do Transformador T1

A conjectura mais coerente com o comportamento registrado é a ocorrência de uma falha parcial no isolamento dos enrolamentos do transformador T1, associada ao processo cumulativo de degradação térmica decorrente das sobrecargas observadas em períodos anteriores ao evento. Conforme estabelece a IEEE C57.91 (2025), o envelhecimento do isolamento celulósico constitui um processo irreversível e fortemente dependente da temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos. Assim, os episódios de sobrecarga registrados ao longo e anterior ao estudo teriam imposto condições térmicas reiteradamente elevadas, acelerando os mecanismos de hidrólise, pirólise e oxidação das fibras de celulose impregnadas em óleo, conforme descrito por Bechara (2010).

A degradação celulósica avançada favorece a ocorrência de descargas parciais, fenômeno caracterizado por colapsos localizados da isolação em regiões de elevada concentração de campo elétrico, sem contornamento total do dielétrico. Na literatura, as descargas parciais são reconhecidas como um dos principais mecanismos de transição entre a degradação progressiva do isolamento e a falha elétrica efetiva, podendo alterar as características dielétricas do enrolamento e, conseqüentemente, sua impedância equivalente de maneira discreta, porém permanente (Bechara, 2010; IEEE, 2025).

A transição abrupta observada na Figura 41 é compatível com a evolução súbita de uma descarga parcial de maior severidade, capaz de comprometer, em curto

intervalo de tempo, uma ou mais camadas do sistema isolante do enrolamento. Sob essa perspectiva, não se pode descartar a possibilidade de evolução para curto entre espiras, caso a ruptura dielétrica tenha ultrapassado o estágio de degradação localizada e promovido a interligação elétrica entre voltas adjacentes. A confirmação dessa hipótese dependeria da realização de ensaios complementares, com destaque para a Análise de Gases Dissolvidos no Óleo (AGD), visando à identificação de marcadores associados à degradação térmica e a descargas elétricas, como etileno, acetileno e monóxido de carbono, conforme recomendado pela IEEE C57.104 (2019).

5.3.2 Alteração na Posição do *Tap Changer*

A mudança inadvertida na posição do comutador de *tap changer* de um dos transformadores representa uma causa tecnicamente possível para a alteração abrupta da relação de carregamento. Quando dois transformadores operam em paralelo com tensões em vazio ligeiramente distintas, condição que emerge de posições de *tap changer* diferentes, estabelece-se uma corrente circulante de desequilíbrio superposta à corrente de carga, modificando a distribuição de potência entre os equipamentos de forma abrupta e persistente (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; IEEE, 2015). Esse mecanismo é, em princípio, consistente com o caráter súbito da transição observada.

Entretanto, esta conjectura apresenta uma limitação importante, a estabilidade prolongada da nova razão de carregamento ao longo de todo o período pós-evento enfraquece o argumento, pois caso a mudança de posição de *tap changer* tenha sido resultado de uma intervenção operacional sem o desligamento prévio dos equipamentos, constitui procedimento de risco severo, podendo gerar arcos elétricos nos contatos do comutador e comprometer os sistemas de proteção (IEEE, 2015). A ausência de registros operacionais que confirmem tal intervenção limita a sustentação desta hipótese com os dados disponíveis.

5.3.3 Deformação Mecânica Cumulativa nos Enrolamentos

A deformação mecânica progressiva dos enrolamentos do transformador T1, induzida pelos esforços eletrodinâmicos associados aos ciclos repetidos de

sobrecarga documentados nas fases anteriores deste estudo, constitui uma terceira conjectura tecnicamente fundamentada. Conforme Bechara (2010), cada evento de sobrecorrente impõe forças de compressão axial e expansão radial sobre os condutores dos enrolamentos, podendo introduzir deformações residuais incrementais que se acumulam ao longo do tempo. Quando esse processo cumulativo atinge determinado limiar, a alteração geométrica dos condutores torna-se suficiente para modificar significativamente a indutância de dispersão e, por consequência, a impedância de curto-circuito do transformador, alterando a partilha de carga no sistema em paralelo de forma permanente (CHAPMAN, 2013).

É fundamental destacar que o evento de interrupção registrado em 29/03/2026, documentado na Figura 40, é cronologicamente posterior ao evento de interesse da Figura 41 e, portanto, não pode ser invocado como sua causa. A relação causal deve ser buscada exclusivamente nos episódios de sobrecarga das fases anteriores do estudo. O método diagnóstico indicado para investigar esta hipótese é a Análise de Resposta em Frequência (ARF), técnica normalizada pela IEC 60076-18 (2012) para a detecção de deslocamentos de enrolamentos.

5.3.4 Deterioração das Buchas de Conexão

A deterioração das buchas de alta ou baixa tensão de um dos transformadores representa a quarta conjectura analisada. As buchas são componentes dielétricos estratificados cuja degradação, por envelhecimento, contaminação por umidade ou danos mecânicos, eleva progressivamente a resistência de contato nos terminais de conexão com os barramentos externos, resultando em um acréscimo à impedância série total do transformador afetado (IEEE, 2015).

Neste ponto, cabe uma observação técnica relevante, caso a deterioração das buchas tenha ocorrido no transformador T1, o efeito esperado seria a redução de sua participação na partilha de carga, comportamento oposto ao registrado no gráfico, onde o T1 mantém carregamento superior ao T2 ao longo de todo o período pós-evento. Para que esta conjectura explique o padrão observado, seria necessário que a falha tivesse ocorrido nas buchas do transformador T2, reduzindo a capacidade de absorção de carga deste último. Essa inversão na atribuição do componente afetado

torna a conjectura válida, porém dependente de inspeção física para sua confirmação. O ensaio de diagnóstico recomendado consiste na medição periódica do fator de dissipação dielétrica e da capacitância das buchas, conforme preconizado pela norma IEC 60137 (2017), complementada por inspeção termográfica dos terminais externos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo central a avaliação das condições operacionais da subestação de uma unidade consumidora do grupo A, com foco na operação em paralelo dos dois transformadores trifásicos de 300 kVA que compõem a instalação. A proposta inicial, voltada à análise abrangente da Qualidade de Energia Elétrica (QEE), foi intensificada ao longo da pesquisa em função do registro de um evento anômalo de expressiva relevância técnica, que provocou uma alteração abrupta e irreversível na dinâmica de distribuição de carga entre os equipamentos. Essa condição, não representa um desvio metodológico, demonstrou a capacidade de a pesquisa responder de forma adaptativa às condições reais observadas em campo, característica inerente a estudos de natureza aplicada.

A estrutura metodológica adotada, integrando campanha de medição em campo, formulação teórica e simulação computacional no software PLECS, revelou-se robusta e consistente. Os quatro cenários operacionais desenvolvidos, contemplando diferentes combinações de posição de *tap changer* e de impedância percentual, reproduziram os comportamentos elétricos esperados pela teoria de operação em paralelo de transformadores, com erros percentuais inferiores a 0,5% entre os resultados calculados e simulados nos Cenários 1 e 4, e erros inferiores a 3,5% nos Cenários 2 e 3, onde a presença de corrente circulante impõe limitações inerentes à formulação analítica simplificada adotada. Esses resultados validam o modelo computacional desenvolvido e conferem credibilidade às análises comparativas realizadas ao longo do trabalho (KUCUKKAYA; PAMUK, 2024; CHEN; ZHAO, 2025).

A fase pré-evento, compreendida no intervalo de aproximadamente 15 horas de monitoramento entre 26/03/2026 e 27/03/2026, caracterizou-se por operação estável com desequilíbrio de carregamento da ordem de 1:1, condição plenamente compatível com o Cenário 1, no qual ambos os transformadores operam com a mesma posição de *tap changer* e a assimetria de carga decorre exclusivamente da diferença entre as impedâncias percentuais nominais dos equipamentos. Nessa fase, os níveis de tensão, corrente e potência aparente registrados confirmaram a ausência de corrente circulante e a operação dentro dos limites nominais, estabelecendo a linha de base operacional da subestação (IEEE, 2015; IEC, 2011).

A fase pós-evento, monitorada continuamente por aproximadamente 326 horas entre 27/03/2026 e 10/04/2026, evidenciou uma condição operacional de elevada criticidade para o transformador T1. O equipamento operou em regime de sobrecarga em todos os dias do período analisado, com valores médios diários entre 115,89% e 133,57% da potência nominal e pico máximo absoluto de 200,99% da nominal, registrado em 01/04/2026. Segundo a norma IEEE C57.91 (2025), a taxa de envelhecimento do isolamento cresce exponencialmente com a temperatura do ponto mais quente, de modo que sobrecargas dessa magnitude e duração configuram risco concreto de degradação irreversível e redução expressiva da vida útil do equipamento. No mesmo período, foi registrado um evento de interrupção de fornecimento de longa duração em 29/03/2026, com duração aproximada de 4 minutos, enquadrado nos critérios do PRODIST, Módulo 8 (ANEEL, 2022), o que implica obrigações de registro, notificação e análise de causa pela concessionária distribuidora responsável.

O evento de interesse, registrado na Figura 41, representou a transição abrupta do Cenário 1 para o Cenário 4, caracterizada pela elevação súbita e permanente do desequilíbrio de carregamento para a razão aproximada de 2:1, com o transformador T1 assumindo sistematicamente a maior parcela da carga. A convergência de três argumentos independentes, compatibilidade dos níveis de tensão com *tap changers* na mesma posição, estabilidade da razão de carregamento 2:1 para qualquer nível de demanda, e ausência do comportamento dinâmico de desequilíbrio característico de desajuste de *tap changer*, constitui evidência técnica robusta de que o evento provocou uma possível alteração efetiva na impedância equivalente de um dos transformadores, sem modificação das posições de *tap changer*. Dentre as conjecturas formuladas para a causa desse evento, a hipótese de falha parcial no isolamento celulósico dos enrolamentos do transformador T1 apresentou maior aderência com o padrão observado, por ser o único mecanismo capaz de explicar simultaneamente a abrupticidade e a permanência da transição registrada (BECHARA, 2010; IEEE, 2025).

Do ponto de vista das contribuições técnicas, este trabalho demonstrou que a modelagem computacional de sistemas de transformadores em paralelo no software PLECS é uma ferramenta eficaz para a representação dos diferentes cenários operacionais, permitindo a validação das formulações analíticas e a identificação do cenário de maior aderência ao comportamento real da instalação. A abordagem

metodológica integrada, combinando dados de campo com análise teórica calculada e simulação, mostrou-se especialmente adequada para o diagnóstico de subestações em infraestruturas críticas, onde a rastreabilidade das conclusões é condição essencial para a sustentação de recomendações técnicas (MONTGOMERY; RUNGER, 2021; CHAPMAN, 2013).

Como recomendações diretas, sugere-se, em caráter prioritário, a realização de inspeção física detalhada e ensaios diagnósticos nos dois transformadores, incluindo: Análise de Gases Dissolvidos no Óleo (DGA), conforme a norma IEEE C57.104 (2019), para a investigação da conjectura de falha parcial no isolamento; Análise de Resposta em Frequência (FRA), conforme a IEC 60076-18 (2012), para detecção de possíveis deformações nos enrolamentos; e medição do fator de dissipação dielétrica das buchas, conforme a IEC 60137 (2017). A configuração em paralelo dos transformadores da subestação em questão deve ser reavaliada, considerando o histórico operacional, que já registra a segunda falha em um dos equipamentos. Embora a operação em paralelo possa contribuir para a continuidade de serviço, uma alternativa baseada na operação de um transformador em regime permanente e outro mantido como unidade reserva, desde que acompanhada da adequada readequação dos condutores, da coordenação e seletividade das proteções e da análise da capacidade remanescente do sistema, tende a elevar a confiabilidade operacional da subestação.

Entretanto, a adoção dessa solução deve ser precedida por avaliação técnica e econômica mais abrangente, incluindo estudos de carregamento, seletividade de proteção e viabilidade de investimento, podendo constituir tema para desenvolvimento futuro.

Como limitações do presente estudo, destaca-se o período relativamente curto da fase pré-evento, de apenas 15 horas, o que restringe a representatividade estatística dos dados de linha de base. Adicionalmente, a impossibilidade de confirmação da causa do evento, sem a realização dos ensaios diagnósticos sugeridos, mantém as conjecturas formuladas no campo da hipótese técnica fundamentada, sem que se possa afirmar categoricamente qual mecanismo produziu a alteração da impedância equivalente observada. Para trabalhos futuros, recomenda-se a ampliação do horizonte de monitoramento, a incorporação de técnicas de análise

de qualidade de energia mais abrangentes, incluindo análise de harmônicos, desequilíbrio de tensão e fator de potência e a realização dos ensaios diagnósticos propostos, permitindo a confirmação das hipóteses levantadas e o fechamento completo do ciclo investigativo iniciado neste trabalho.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1**: Transformadores de potência — Parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro: ABNT, 2025. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/773689414/NBR-5356-1>. Acesso em: 10 mar. 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-7**: Transformadores de potência — Parte 7: Diretrizes para o carregamento de transformadores de potência imersos em líquido. Rio de Janeiro: ABNT, 2017. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/674251386/ABNT-NBR-5356-7-2017>. Acesso em: 10 mar. 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 61000-4-30**: Compatibilidade eletromagnética (CEM) — Parte 4-30: Métodos de medição da qualidade de energia. Rio de Janeiro: ABNT, 2023. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/30581/abnt-nbriec61000-4-30-compatibilidade-electromagnetica-emc-parte-4-30-tecnicas-de-ensaio-e-medicao-metodos-de-medicao-de-qualidade-de-energia>. Acesso em: 29 mar. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **PRODIST — Módulo 8**: Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/procreg/prodist/modulo08/aren20251137_Prodist_modulo_8_v14.pdf. Acesso em: 04 nov. 2025.

BECHARA, E. **Análise de falhas de transformadores de potência**. São Paulo: [s.n.], 2010. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16082010-163504/publico/Dissertacao_Ricardo_Bechara.pdf. Acesso em: 04 abril. 2026.

BECKWITH ELECTRIC. **Application Guide: Transformer Paralleling**. Largo, FL: Beckwith Electric Co., 2020. Disponível em: <https://beckwithelectric.com/wp-content/uploads/docs/app-notes/Beckwith-App-Note-11.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2026.

DUPCZAK, Bruno Scortegagna. **Solicitação de licença do PLECS para simulação de TCC em subestação elétrica**. Mensagem recebida por Rodrigo Paulo Raimundo <rodrigo.r26@aluno.ifsc.edu.br> em 13 mar. 2026.

CHAPMAN, S. J. **Máquinas Elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/823022692/1-Fundamentos-Maquinas-Eletricas>. Acesso em: 23 maio. 2026.

CHEN, L.; ZHAO, J. Simulation Analysis of Circulating Current in Parallel-Operating Transformers. **2025 5th International Conference on Electrical Engineering and Control Science (IC2ECS)**, p. 1094–1098, 5 dez. 2025. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11362069>. Acesso em: 14 abril. 2026.

FLUKE. **Fluke 1738 Advanced Power Logger — User Manual**. Everett, WA: Fluke Corporation, 2022. Disponível em: <https://www.fluke.com/pt-br/produto/teste-eletrico/analisadores-da-qualidade-de-energia/1736-1738>. Acesso em: 26 mar. 2026.

FRAILE MORA, J. **Máquinas Eléctricas**. 6. ed. Madrid: McGraw-Hill, 2008. Disponível em: <https://archive.org/details/maquinas-electricas-6a.-ed.-fraile-mora-jesus./page/n5/mode/2up>. Acesso em: 27 maio. 2026.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power Systems Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994. Disponível em: https://ritwikchowdhury.wordpress.com/wp-content/uploads/2017/12/power_system_analysis_john_grainger_1st.pdf. Acesso em: 18 abril. 2026.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.91-2025**: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. Disponível em: <https://standards.ieee.org/ieee/C57.91/7163/>. Acesso em: 28 abr. 2026.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.104-2019**: IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. New York: IEEE, 2019. Disponível em: <https://standards.ieee.org/ieee/C57.104>. Acesso em: 28 abr. 2026.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.135-2015**: IEEE Guide for Parallel Connection of Regulator Transformers. New York: IEEE, 2015. Disponível em: <https://standards.ieee.org/ieee/C57.135/6053>. Acesso em: 28 abr. 2026.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60076-1**: Power transformers — Part 1: General. Geneva: IEC, 2017. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/en/publication/588>. Acesso em: 26 abril. 2026.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60076-18**: Power transformers — Part 18: Measurement of frequency response. Geneva: IEC, 2012. Disponível em: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/17501/58327255bfc64ed88b575b2d1392f117/IEC-60076-18-2012.pdf>. Acesso em: 03 maio. 2026.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60137**: Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V. Geneva: IEC, 2012. Disponível em: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/21696/81329242a5d8441490e78545fba614ed/IEC-60137-2017.pdf>. Acesso em: 03 maio. 2026.

KUCUKKAYA, Burak Bugra; PAMUK, Nihat. Análise teórica e prática das condições de operação em paralelo de dois transformadores com diferentes tensões relativas de curto-circuito. **Sigma Journal of Engineering and Natural Sciences**, v. 42, n. 3, p. 701–713, jun. 2024. Disponível em: <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/3972266>. Acesso em: 13 abril. 2026.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/896536535/RU08ZYV>. Acesso em: 16 mar. 2026.

PLECS SOFTWARE. **PLECS User Manual — Version 5.0.2**. Zürich: Plexim GmbH, 2022. Disponível em: <https://www.plexim.com/sites/default/files/plecsmanual-5-0.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2026.

SADIKU, M. N. O.; ALEXANDER, C. K. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. Disponível em: https://pt.slideshare.net/slideshow/sadiku_5a_ed_fundamentos_de_circuitos_el-pdf/269885387. Acesso em: 10 mar. 2026.

APÊNDICE

APÊNDICE A – Dados de Campo

<https://github.com/RPR1981/Dados-de-Campo-TCC---Rodrigo-Paulo-Raimundo.git>