



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

YURY VINICIOS TEIXEIRA DAMACENO

**Análise e Simulação de Redes Elétricas de Potência utilizando Simulador em Tempo
Real: Um Estudo de caso da Microrrede REIBAAN**

São Luís
2026



YURY VINICIOS TEIXEIRA DAMACENO

Análise e Simulação de Redes Elétricas de Potência utilizando Simulador em Tempo Real: Um Estudo de caso da Microrrede REIBAAN

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Luiz Antonio de Souza Ribeiro

São Luís
2026

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Damaceno, Yury Vinicios Teixeira.

Análise e Simulação de Redes Elétricas de Potência utilizando Simulador em Tempo Real: Um Estudo de caso da Microrrede REIBAAN / Yury Vinicios Teixeira Damaceno. - 2026.

85 p.

Orientador(a): Luiz Antonio de Souza Ribeiro.

Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, Auditório do Instituto de Energia Elétrica, 2026.

1. Simulação Em Tempo Real. 2. Opal-rt. 3. Microrredes. 4. Proteção de Sistemas Elétricos. 5. Corrente de Inrush. I. Ribeiro, Luiz Antonio de Souza. II. Título.

YURY VINICIOS TEIXEIRA DAMACENO

**ANÁLISE E SIMULAÇÃO DE REDES ELÉTRICAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO
SIMULADOR EM TEMPO REAL: UM ESTUDO DE CASO DA MICRORREDE
REIBAAN**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal do Maranhão, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em _____ de _____ de _____.

Banca Examinadora

Luiz Antônio de Souza Ribeiro (Orientador)
Professor Doutor Titular, CCET - DEE - UFMA
Universidade Federal do Maranhão

Amiron Wolff dos Santos Serra
Doutor
Universidade Federal do Maranhão

José Gomes de Matos
Professor Doutor, CCET - DEE - UFMA
Universidade Federal do Maranhão

Dedico, com todo meu amor, à minha família.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e familiares. Agradeço pelo amor incondicional, pelo suporte financeiro e emocional, e, principalmente, pela compreensão nos momentos em que estive ausente, imerso nos estudos e nas demandas da graduação. Esta conquista é o reflexo do esforço conjunto de todos nós.

Ao meu orientador, Prof. Ph.D. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, expressei minha profunda gratidão. Obrigado pela confiança em mim depositada. Sua orientação foi fundamental não apenas para a conclusão desta monografia, mas para o meu amadurecimento como futuro engenheiro.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica da UFMA, que foram essenciais na construção do meu conhecimento técnico.

Agradeço também à equipe do projeto REIBAAN/Grupo Equatorial/ANEEL e ao IEE/UFMA, pelo suporte técnico e pela infraestrutura disponibilizada.

Aos meus amigos e colegas de curso, obrigado pelo companheirismo, pelas horas de estudo em conjunto e pelo apoio mútuo diante dos desafios da engenharia. A jornada se tornou mais leve com a presença de vocês.

“Nós somos o que fazemos repentinamente. A excelência, portanto, não é um ato, mas um hábito.”

Aristóteles

RESUMO

Este trabalho de monografia propõe o uso do simulador em tempo real da OPAL-RT para a modelagem, simulação e análise da Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis (REIBAAN). A pesquisa abrange desde a caracterização dos componentes da rede, como linhas de transmissão e transformadores, até a análise dos fenômenos transitórios mais relevantes, a exemplo das correntes de *inrush* de transformadores. Além disso, o trabalho também se aprofunda na modelagem e validação dos esquemas de proteção para as subestações da microrrede. Os resultados obtidos visam demonstrar a capacidade e a precisão da simulação em tempo real como ferramenta para estudos de planejamento, operação e proteção de microrredes.

Palavras-chave: Simulação em tempo real. OPAL-RT. Microrredes. Proteção de Sistemas Elétricos. Corrente de *Inrush*.

ABSTRACT

This monograph proposes the use of the OPAL-RT real-time simulator for the modeling, simulation, and analysis of the Anápolis Air Base Smart Grid (REIBAAN). The research covers everything from the characterization of network components, such as transmission lines and transformers, to the analysis of the most relevant transient phenomena, such as transformer inrush currents. Furthermore, the work delves into the modeling and validation of protection schemes for the microgrid substation. The results obtained aim to demonstrate the capability and precision of real-time simulation as a tool for planning, operation, and protection studies of microgrids.

Keywords: Real-Time Simulation; OPAL-RT; Microgrids; Power System Protection; Inrush Current.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Curva de magnetização típica de um material ferromagnético, destacando as regiões linear e de saturação.	21
Figura 2 - Forma de onda típica da corrente de <i>inrush</i> durante a energização de um transformador.....	22
Figura 3 - Família de curvas de tempo inverso (Função 51) conforme norma IEC 60255-151.	24
Figura 4 - Simulador em Tempo Real OPAL-RT OP4610XG.	28
Figura 5 - Fluxograma de etapas sequenciais do trabalho.....	30
Figura 6 - Parâmetros da fonte de tensão trifásica equivalente (13,8 kV).....	31
Figura 7 - Diagrama esquemático para validação do transformador.....	34
Figura 8 - Representação da Subestação com disjuntor e relé.	36
Figura 9 - Circuito lógico do relé de proteção.....	36
Figura 10 - Topologia de subsistemas requerida para simulação no RT-LAB (SM e SC).	38
Figura 11 - Utilização do bloco OpComm na interface entre subsistemas.	39
Figura 12 - Diagrama unifilar das cargas integrantes da Microrrede REIBAAN.	42
Figura 13 - Bloco SSN Interface block utilizado para o desacoplamento das subestruturas da rede	47
Figura 14 - Visão geral do modelo no Simulink: Bloco Artemis e subsistemas SC/SM	48
Figura 15 - Perfil de tensão nos principais barramentos do alimentador de 13,8 kV.....	50
Figura 16 - Tensão no primário da subestação do ESM.....	51
Figura 17 - Tensão no secundário da subestação do ESM	52
Figura 18 - Corrente no secundário da subestação do ESM.....	52
Figura 19 - Correntes de linha no poste de descida do GLOG durante a energização direta...54	
Figura 20 - Perfil de tensão no poste de descida para o GLOG durante a energização via Soft Start.....	55
Figura 21 - Corrente no poste de descida para o GLOG	56

Figura 22 - Diagrama unifilar indicando os pontos de falta no Ramal Vestiários e na Subestação GPSU.....	58
Figura 23 - Atuação da unidade instantânea (50) para falta no ramal Vestiários.....	59
Figura 24 - Detecção e eliminação da falta na Subestação ESM.	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros internos dos transformadores para simulação	44
Tabela 2 - Parâmetros de carga das subestações	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADM	Sede Administrativa
ARTEMIS	<i>Advanced Real-Time Electro-Mechanical Interface Simulator</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BAAN	Base Aérea de Anápolis
BESS	Sistema de armazenamento de energia com baterias
DFT	Transformada Discreta de Fourier
DOE	U.S Department of Energy
GDA	Grupo de Defesa Aérea
GLOG	Grupo Logístico
GPSU	<i>Ground Power Supply Unit</i>
IEDs	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
POI	Ponto de interconexão da microrrede com a rede da concessionária
REIBAAN	Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis
RTS	Real-Time Simulation
TNA	Analísadores de Redes Transientes

LISTA DE SÍMBOLOS

I_{1h}	Magnitude da componente fundamental da corrente
I_{2h}	Magnitude da segunda harmônica da corrente
I_p	Corrente de ajuste (<i>pickup</i>)
M_{abc}	Matriz de acoplamento trifásica
P_0	Parâmetro de sequência zero
P_1	Parâmetro de sequência positiva
P_{mutuo}	Parâmetro físico mútuo
$P_{proprio}$	Parâmetro físico próprio
Q_L	Potência reativa indutiva
Q_C	Potência reativa capacitiva
R_{int}	Resistência interna
R_m	Resistência de perdas no núcleo
S_{sc}	Potência de curto-circuito trifásica
T_{calc}	Tempo necessário para o processador completar todos os cálculos
T_{ramp}	Período da rampa
T_s	Intervalo discreto fixo
V_{nom}	Amplitude nominal de pico da tensão
V_{rms}	Tensão RMS
X_{int}	Impedância interna
X_m	Reatância de magnetização
Z_0	Impedância de sequência zero
Z_1	Impedância de sequência positiva
Z_{abc}	Impedância trifásica
Z_m	Impedância mútua

Z_p	Impedância própria
i_a	Corrente da fase a
i_{abc}	Corrente das fases a, b e c
i_b	Corrente da fase b
i_c	Corrente da fase c
i_{pickup}	Valor para a proteção contra sobrecorrente
μ_0	Permeabilidade magnética do ar
ϕ_{max}	Fluxo máximo
ϕ_{pico}	Fluxo máximo instantâneo
ϕ_r	Fluxo remanescente
B	Densidade de fluxo
C	Capacitância
H	Campo magnético
I	Corrente medida
L	Indutância
P	Potência ativa
R	Razão harmônica ($R = I_{2h} / I_{1h}$); Resistência
TMS	Multiplicador de tempo
f	Frequência
t	Tempo de operação
v	Tensão
ω	Frequência angular

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização	15
1.2	Justificativa	16
1.3	Objetivo Geral	17
1.4	Objetivos Específicos	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Microrredes e <i>Smart Grids</i>	17
2.1.1	Modos de operação e controle	18
2.1.2	Aplicação em infraestruturas críticas	19
2.2	Transformadores de Potência e Fenômenos Transitórios	19
2.2.1	Saturação magnética e histerese	20
2.2.2	A física da corrente de <i>inrush</i>	21
2.3	Proteção de Sistemas e Mitigação de Transitórios	22
2.3.1	Relés de sobrecorrente (Funções 50 e 51)	23
2.3.2	O desafio da energização e a restrição harmônica	24
2.3.3	Mitigação ativa via Soft Start	25
2.4	Evolução da Simulação de Sistemas de potência	25
2.4.1	Da simulação analógica à digital <i>offline</i>	26
2.3.2	Simulação em Tempo Real	26
3	METODOLOGIA	27
3.1	Ferramentas Utilizadas	27
3.1.1	Software de modelagem (MATLAB/Simulink)	27
3.1.2	Interface de Tempo Real (RT-LAB)	27
3.1.3	Hardware de simulação (OPAL-RT OP4610XG)	28
3.2	Fluxograma de Trabalho	29
3.3	Critérios de Modelagem	30
3.3.1	Modelagem da fonte de alimentação	30
3.3.2	Modelagem das linhas de distribuição	32
3.3.3	Modelagem dos transformadores de potência	33
3.3.4	Modelagem do sistema de proteção	35
3.3.5	Modelagem das Cargas	37
3.4	Adequação do Modelo para Simulação em Tempo Real (RT-LAB)	37

3.4.1 Subsistema Mestre (SM_Master)	38
3.4.2 Subsistema Console (SC_Console)	38
3.4.3 Comunicação e sincronismo (OpComm)	38
4 ESTUDO DE CASO: A MICRORREDE REIBAAN	40
4.1 Caracterização da Microrrede	40
4.2 Parametrização do Sistema	43
4.2.1 Linhas de distribuição	43
4.2.2 Transformadores de potência	43
4.2.3 Cargas	44
4.2 Solução para Simulação em Tempo Real	45
4.3.1 O Solver Artemis	45
4.3.2 O algoritmo SSN (State-Space Nodal)	46
4.3 Comparativo de Desempenho Computacional: Offline x Tempo Real	48
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
5.1 Validação do Modelo em Regime Permanente	50
5.1.1 Perfil de Tensão nos Barramentos de 13,8 kV	50
5.1.2 Validação dos transformadores	51
5.2 Análise de Corrente de <i>Inrush</i> e Mitigação	53
5.2.1 Caracterização das correntes de <i>Inrush</i>	53
5.2.2 Configuração e resultados da mitigação com Soft Start	54
5.3 Atuação da Proteção	57
5.3.1 Definição dos cenários de falta	57
5.3.2 Critério de ajuste dos relés (<i>Pickup</i>)	58
5.3.3 Análise do Cenário 1: Proteção do alimentador (Vestiários)	59
5.3.4 Análise do Cenário 2: Proteção da subestação ESM	60
6 CONCLUSÃO	61
REFERÊNCIAS	63
APÊNDICE A - Tabela de Impedâncias da Rede REIBAAN	67
ANEXO A - Memorial de Cálculo dos Parâmetros de Linha	73
ANEXO B - Levantamento dos Parâmetros dos Transformadores	80
ANEXO C - Memória de Cálculo dos Transformadores	81

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

A migração para sistemas de energia mais inteligentes e flexíveis, as chamadas *Smart Grids*, fomentou a criação de microrredes como estratégia para assegurar a entrega contínua de energia a consumidores críticos [1]. Tais arquiteturas mostram-se cruciais para locais como complexos hospitalares, *data centers* e instalações militares, cenário no qual se insere o estudo de caso desta monografia, focado na Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis (REIBAAN). Nestes ambientes, a operação ininterrupta não é apenas uma meta de qualidade, mas uma exigência de segurança nacional e operacional.

O desempenho estável e a segurança destas microrredes estão diretamente ligados à robustez de seus sistemas de proteção [2]. Embora estudos especializados já tenham detalhado os obstáculos na proteção de sistemas de distribuição convencionais, a dinâmica inerente às microrredes adiciona novas camadas de dificuldade [3]. Um desafio operacional crítico reside na correta diferenciação entre faltas elétricas reais e outros eventos transitórios que também produzem correntes elevadas, como a energização de transformadores de potência.

Este fenômeno, conhecido como corrente de *inrush*, é caracterizado por transitórios de alta amplitude que podem levar à atuação indevida dos relés de proteção, resultando em desligamentos desnecessários e comprometendo a confiabilidade do sistema [4]. A modelagem precisa deste evento, assim como dos diversos tipos de curto-circuito, é um pré-requisito para o projeto de um sistema de proteção.

Diante dessa complexidade, a simulação computacional emerge como uma ferramenta indispensável. O uso de softwares como o MATLAB/Simulink® permite a criação de modelos detalhados dos componentes da rede para a análise preliminar de transitórios eletromagnéticos [5]. Entretanto, para a validação fidedigna de lógicas de proteção, que operam na ordem de milissegundos, a simulação convencional (*offline*) pode apresentar limitações, especialmente no que tange à fidelidade temporal e à capacidade de integração com dispositivos físicos.

É neste ponto que a simulação digital em tempo real (Real-Time Simulation - RTS) com plataformas como a OPAL-RT se destaca. Essa tecnologia permite testar o sistema de controle e proteção em um ambiente virtual que opera na mesma escala de tempo do mundo real [6].

1.2 Justificativa

O presente trabalho de monografia tem como principal motivação a participação do autor no projeto de P&D REIBAAN – Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis, fruto da colaboração entre o IEE/UFMA e o Grupo Equatorial /ANEEL. O objetivo deste trabalho é a criação de um modelo dinâmico da referida rede, destinado a estudos avançados por meio da plataforma de simulação em tempo real OPAL-RT. A pesquisa foca na utilização dessa tecnologia para a análise de desafios operacionais de grande relevância, notadamente as correntes de *inrush* de transformadores e a coordenação seletiva da proteção.

Sistemas elétricos isolados, como as microrredes que alimentam infraestruturas críticas de missão essencial, demandam um nível estável de continuidade e segurança no suprimento de energia. A ocorrência de distúrbios e fenômenos transitórios, a exemplo da corrente de *inrush*, representa um risco à estabilidade, podendo levar a atuações indevidas dos sistemas de proteção e a interrupções no fornecimento. Uma análise preditiva eficaz destes eventos pressupõe a modelagem precisa das impedâncias do sistema, da resposta dinâmica dos transformadores e da lógica de funcionamento dos dispositivos de manobra e proteção.

Para enfrentar tais desafios, a simulação digital em tempo real, utilizando plataformas como a da OPAL-RT, surge como uma ferramenta adequada. Esta abordagem permite a emulação de um ambiente operacional virtual com elevado grau de precisão, onde é possível reproduzir diversas condições de operação, como manobras de equipamentos e curtos-circuitos. Com isso, viabiliza-se a investigação aprofundada de transitórios eletromagnéticos e a validação de estratégias de proteção, mitigando os perigos e os custos inerentes à experimentação em campo e permitindo a determinação segura dos limites operativos dos componentes da rede.

1.3 Objetivo Geral

Desenvolver e validar um ambiente de simulação em tempo real para a Microrrede REIBAAN, capaz de reproduzir o comportamento fiel da rede física para fins de análise de proteção e operação.

1.4 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Realizar um levantamento bibliográfico sobre simulação em tempo real, microrredes, correntes de partida em transformadores e proteção de sistemas elétricos de potência.
- Criar um modelo computacional da microrrede REIBAAN no ambiente MATLAB/Simulink, adaptável ao simulador OPAL-RT.
- Calcular e validar as impedâncias das linhas de transmissão da rede para uso nas análises de curto-circuito.
- Simular o fenômeno da corrente de *inrush* durante a ligação dos transformadores da rede, examinando sua intensidade e forma de onda.
- Avaliar métodos de mitigação para as correntes de *inrush* e suas influências no sistema.
- Projetar e parametrizar as configurações para os relés de proteção das subestações.
- Analisar o comportamento do sistema de proteção proposto através da simulação de faltas (curtos-circuitos) trifásicas em locais cruciais da rede.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Microrredes e *Smart Grids*

O sistema elétrico de potência tradicional foi concebido sob um paradigma centralizado e unidirecional: a energia gerada em grandes centrais distantes é transmitida através do sistema de transmissão e, finalmente, distribuída passivamente aos

consumidores. No entanto, a necessidade global de descarbonização, aliada à busca por maior confiabilidade e eficiência energética, impulsionou a transição para as Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*). Uma *Smart Grid* utiliza tecnologias avançadas de informação, controle e comunicação para gerenciar o fluxo de eletricidade de forma bidirecional, permitindo a integração massiva de Recursos Energéticos Distribuídos [7].

Dentro deste novo ecossistema, as microrredes emergem como os principais blocos construtivos para a descentralização do sistema elétrico. O conceito de microrrede, embora tenha evoluído nas últimas décadas, possui uma definição amplamente aceita estabelecida pelo *U.S. Department of Energy* (DOE). Uma microrrede é definida como um grupo de cargas interconectadas e recursos energéticos distribuídos dentro de limites elétricos claramente definidos, que agem como uma única entidade controlável em relação à rede principal [8].

A característica fundamental que distingue uma microrrede de um sistema de distribuição convencional com geração distribuída é a sua capacidade de operar em dois modos distintos: conectado à rede (*on-grid*) e ilhado (*off-grid*) [9]. Essa dualidade operacional confere às microrredes um papel estratégico na segurança energética de consumidores críticos.

2.1.1 Modos de operação e controle

No modo conectado, a microrrede opera em sincronismo com o sistema de distribuição da concessionária através do Ponto de Acoplamento Comum (POI – ponto de interconexão da microrrede com a rede da concessionária). Nesta configuração, a tensão e a frequência do sistema são ditadas pela rede principal, que atua como uma "barra infinita" devido à sua grande inércia. O objetivo principal dos controles locais neste modo é gerenciar o fluxo de potência ativa e reativa no POI, podendo a microrrede importar energia ou exportar excedentes, além de prestar serviços auxiliares como suporte de tensão [1].

Entretanto, é no modo ilhado que residem os maiores desafios técnicos e operacionais. A transição para o modo ilhado pode ocorrer intencionalmente (por exemplo, para manutenção) ou de forma não intencional, em resposta a falhas na rede

externa. Ao detectar um distúrbio severo, a chave do POI se abre e a microrrede passa a operar de forma autônoma. Neste cenário, os geradores distribuídos locais devem assumir imediatamente o controle da tensão e da frequência (formadores de rede ou grid-forming), garantindo o balanço instantâneo entre geração e carga [10].

A estabilidade no modo ilhado é particularmente crítica em microrredes modernas dominadas por inversores, que possuem baixa inércia física em comparação com geradores rotativos tradicionais. Isso torna o sistema suscetível a rápidas variações de frequência diante de degraus de carga, exigindo estratégias de controle, como o controle *Droop*, para manter a estabilidade dinâmica [11].

2.1.2 Aplicação em infraestruturas críticas

A capacidade de operar isoladamente torna as microrredes a solução ideal para "cargas críticas", termo que designa instalações onde a continuidade do suprimento é vital para a segurança humana, nacional ou econômica.

Em instalações militares, hospitais e data centers, a resiliência provida pela microrrede assegura que sistemas essenciais permaneçam operacionais mesmo diante de um colapso do sistema interligado. A confiabilidade de microrredes militares depende não apenas da disponibilidade de geração local, mas de um sistema de proteção capaz de isolar falhas internas rapidamente sem desestabilizar o restante da microrrede [12].

Contudo, a proteção de microrredes apresenta desafios significativos. A corrente de curto-circuito no modo ilhado pode ser drasticamente menor do que no modo conectado, muitas vezes limitada à corrente nominal dos inversores. Isso pode fazer com que os relés de sobrecorrente tradicionais falhem em detectar faltas, comprometendo a seletividade [13]. Além disso, a energização de transformadores dentro da microrrede pode gerar correntes de *inrush* com amplitude suficiente para serem confundidas com faltas, provocando desligamentos indesejados, fenômeno que será objeto de análise detalhada nesta monografia.

2.2 Transformadores de Potência e Fenômenos Transitórios

O transformador de potência é um dispositivo estático de indução eletromagnética, fundamental para a eficiência dos sistemas de transmissão e distribuição

de energia elétrica. Embora sua teoria básica seja bem estabelecida, a modelagem de transformadores para estudos de proteção e qualidade de energia exige uma compreensão aprofundada das não-linearidades do núcleo ferromagnético. Enquanto os modelos lineares são suficientes para estudos de fluxo de potência em regime permanente, a análise de transitórios eletromagnéticos requer a consideração explícita da saturação magnética e da histerese [14].

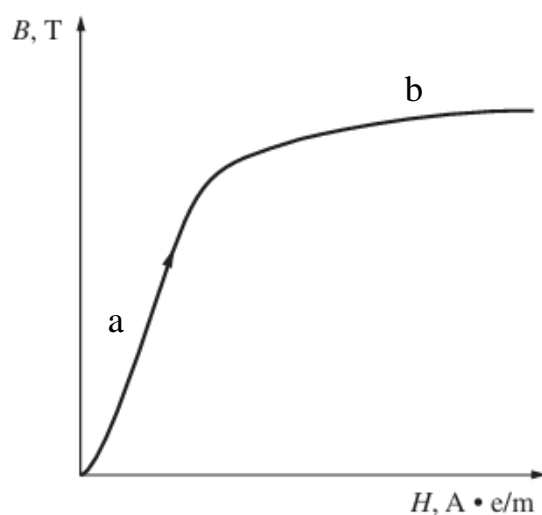
2.2.1 Saturação magnética e histerese

O funcionamento do transformador baseia-se na Lei de Faraday e na permeabilidade magnética do núcleo. A relação entre a intensidade do campo magnético (H) e a densidade de fluxo resultante (B) no material do núcleo não é linear. Os transformadores são projetados para operar, em condições nominais, ligeiramente abaixo do "joelho" da curva de saturação [15].

A Figura 1 ilustra essa curva de magnetização ($B - H$). Observa-se que na região linear (a), a inclinação é alta, indicando alta permeabilidade. No entanto, quando o ponto de operação atinge a região de saturação (b), a curva torna-se quase horizontal.

Quando o material satura, ele perde a capacidade de alinhar novos dipolos magnéticos, fazendo com que a permeabilidade efetiva do núcleo caia drasticamente, aproximando-se da permeabilidade do ar (μ_0). Isso resulta em um aumento abrupto na corrente necessária para produzir qualquer incremento no fluxo magnético. Essa transição não-linear visualizada na Figura 1 é a causa raiz de distorções severas na forma de onda da corrente quando o transformador é energizado, gerando os picos conhecidos como correntes de *inrush* [2].

Figura 1 - Curva de magnetização típica de um material ferromagnético, destacando as regiões linear e de saturação.



Fonte: Adaptado de [14]

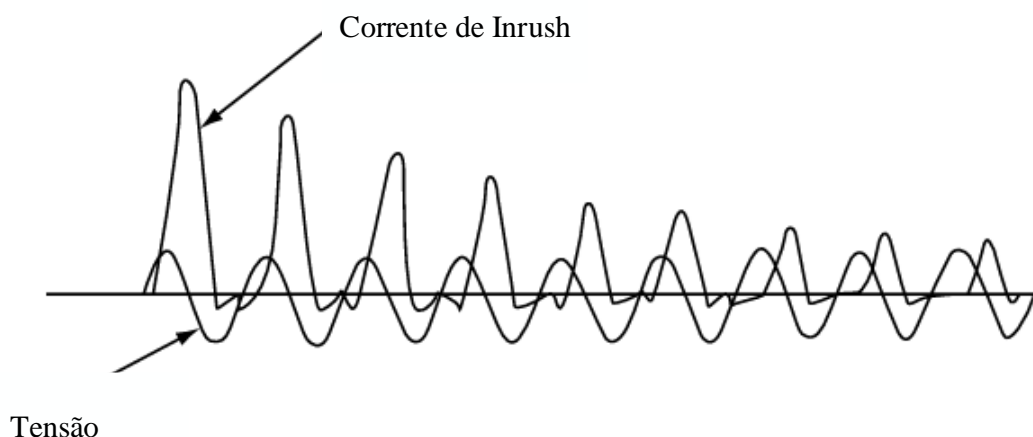
2.2.2 A física da corrente de *inrush*

A corrente de *inrush* é um fenômeno transitório que ocorre predominantemente quando um transformador é conectado à rede ou após a recomposição de tensão decorrente da eliminação de uma falta externa.

A magnitude e a duração desse fenômeno dependem de três fatores críticos: a impedância da fonte, o instante do chaveamento (ângulo da tensão) e o fluxo magnético remanescente (ϕ_r). Se o fechamento do disjuntor ocorrer quando a tensão passa por zero, o fluxo magnético deve atingir teoricamente o dobro do seu valor nominal, levando o núcleo à saturação profunda [16].

A Figura 2 apresenta a forma de onda típica resultante desse fenômeno. Diferentemente de uma senoide perfeita, a corrente assume um formato de pulsos pontiagudos e unilaterais nos primeiros ciclos, decaindo gradualmente conforme a resistência do enrolamento dissipa a energia.

Figura 2 - Forma de onda típica da corrente de *inrush* durante a energização de um transformador



Fonte: Adaptado de [2]

O pior cenário, capaz de gerar os picos máximos observados na Figura 2, ocorre quando a polaridade do fluxo induzido coincide com a polaridade do fluxo remanescente. A equação simplificada para o fluxo máximo instantâneo pode ser expressa como [14]:

$$\phi_{pico} = 2 \cdot \phi_{max} + \phi_r \quad (1)$$

Nessas condições, as correntes podem alcançar valores de 10 até 50 vezes o valor da corrente nominal.

2.3 Proteção de Sistemas e Mitigação de Transitórios

A proteção de sistemas elétricos não tem como objetivo evitar que falhas ocorram, pois estas são frequentemente causadas por fatores externos, mas sim mitigar suas consequências. Para a operação segura, o sistema de proteção deve equilibrar sensibilidade para detectar faltas internas e robustez para suportar transitórios de manobra. Esse equilíbrio é governado por quatro requisitos fundamentais [2]:

1. Seletividade: capacidade de isolar apenas o componente defeituoso, mantendo o serviço no restante da rede.

2. Rapidez: minimizar o tempo de duração da falta para evitar danos aos equipamentos e garantir a estabilidade do sistema.
3. Sensibilidade: capacidade de detectar faltas mesmo em condições de mínima geração, típicas do modo ilhado.
4. Confiabilidade: a garantia de que a proteção atuará quando solicitada e não atuará incorretamente quando não solicitada.

2.3.1 Relés de sobrecorrente (Funções 50 e 51)

Em sistemas de distribuição radial, a proteção predominante é a de sobrecorrente. Nos modernos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), essa proteção é segmentada em duas funções principais de acordo com a norma ANSI/IEEE C37.2: a unidade instantânea (50) e a unidade temporizada (51). [17]

A Função 50 é projetada para atuar sem atraso intencional quando a corrente ultrapassa um limiar elevado (*pickup*). Ela é destinada a falhas severas próximas à fonte. Já a Função 51 opera com uma característica de tempo inverso: quanto maior a magnitude da corrente de falta, menor o tempo de atuação do relé.

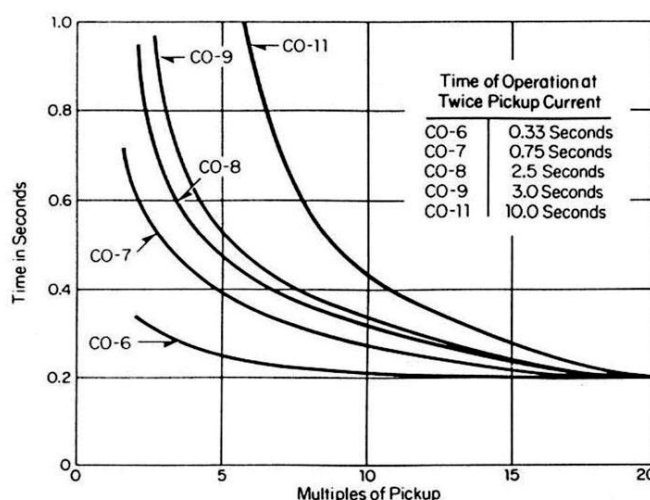
As curvas de tempo inverso são padronizadas por normas internacionais, sendo as mais utilizadas as definidas pela série IEC 60255 e pela norma IEEE C37.112. A Figura 3 ilustra uma família típica de curvas de tempo inverso. Note que, para uma mesma corrente de falta, diferentes ajustes de "Curva" resultam em diferentes tempos de operação, permitindo a coordenação entre dispositivos em série.

Matematicamente, o tempo de operação (t) para curvas norma IEC é definido pela equação padronizada na norma IEC 60255-151 [18]:

$$t = TMS \cdot \frac{k}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} \quad (2)$$

Onde I é a corrente medida, I_p é a corrente de ajuste (*pickup*), TMS é o multiplicador de tempo, e k e α são constantes que definem a inclinação da curva.

Figura 3 - Família de curvas de tempo inverso (Função 51) conforme norma IEC 60255-151.



Fonte: Adaptado de [18].

2.3.2 O desafio da energização e a restrição harmônica

Um dos cenários mais críticos para a proteção de microrredes é o processo de energização. Como discutido na seção anterior, a energização de transformadores gera correntes de inrush que podem superar em muito o valor de *pickup* das funções 50 e 51. Se o relé não for capaz de distinguir essa corrente transitória de uma corrente de curto-circuito, ele enviará um comando de abertura ao disjuntor, fenômeno conhecido como *nuisance tripping*.

A solução convencional para este problema é a lógica de Restrição Harmônica. Esta técnica aproveita a assinatura espectral da corrente de inrush para bloquear a atuação das funções de sobrecorrente. O algoritmo do relé digital extrai, através da Transformada Discreta de Fourier (DFT), a magnitude da componente fundamental (I_{1h}) e da segunda harmônica (I_{2h}) [5].

O relé calcula continuamente a razão harmônica ($R = I_{2h}/I_{1h}$). Se essa razão for superior a um valor pré-ajustado, o algoritmo infere que a corrente é proveniente de uma energização e ativa um sinal de "Bloqueio" [5].

2.3.3 Mitigação ativa via Soft Start

Embora a restrição harmônica seja eficaz, ela representa uma medida passiva. Em microrredes isoladas, onde a geração é controlada por inversores, é possível adotar uma medida ativa: a eliminação da causa do distúrbio através do Soft Start.

Diferente da energização direta, que aplica um degrau de tensão e força a saturação do núcleo, o Soft Start aplica uma rampa de tensão controlada. Fundamentado nos princípios de controle de tensão de saída de inversores, a tensão aplicada aos terminais do transformador pode ser modulada para crescer linearmente [19]:

$$v(t) = V_{nom} \cdot \frac{t}{T_{ramp}} \cdot \sin(\omega t), \quad \text{para } 0 \leq t \leq T_{ramp} \quad (3)$$

Nesta expressão, $v(t)$ corresponde à tensão instantânea aplicada aos terminais do transformador, a qual aumenta progressivamente em função do tempo t . O parâmetro V_{nom} representa a amplitude de pico nominal da tensão da rede, enquanto T_{rampa} estabelece a duração total da manobra de subida de tensão. A dinâmica oscilatória é determinada pela frequência angular do sistema, denotada por ω . Ao integrar essa função, o fluxo magnético resultante cresce gradativamente, sem ultrapassar o joelho de saturação da curva de histerese.

A implementação dessa estratégia permite que a proteção permaneça sensível e ativa durante todo o processo de partida. Além disso, a eliminação dos picos de corrente reduz drasticamente o estresse eletromecânico nos enrolamentos [16].

2.4 Evolução da Simulação de Sistemas de potência

A complexidade crescente das redes elétricas modernas tornou a validação analítica inviável para a maioria dos projetos. A simulação computacional consolidou-se como a ferramenta primária para análise, projeto e verificação de sistemas de potência,

permitindo prever o comportamento de transitórios eletromagnéticos sem colocar em risco equipamentos físicos de alto custo.

A trajetória tecnológica da simulação pode ser dividida em três eras distintas: a simulação analógica, a simulação digital *offline* e, no estado da arte atual, a simulação digital em tempo real.

2.4.1 Da simulação analógica à digital *offline*

Nas décadas de 1950 a 1970, os estudos de transitórios eram realizados fisicamente em Analisadores de Redes Transientes (TNA). A revolução ocorreu com o desenvolvimento do algoritmo de Dommel em 1969 [20], que permitiu a solução numérica das equações diferenciais do sistema elétrico em computadores digitais.

Softwares baseados nessa filosofia, como o MATLAB/Simulink e o ATP (*Alternative Transients Program*), operam no modo *offline*. Na simulação *offline*, o tempo de processamento não tem relação com o tempo do fenômeno. Para garantir precisão matemática, utilizam-se passos de tempo variáveis. Essa abordagem é excelente para estudos teóricos, mas, como não há sincronismo com o relógio do mundo físico, é incapaz de interagir com equipamentos externos reais.

2.3.2 Simulação em Tempo Real

A Simulação em Tempo Real é definida pela capacidade do simulador de resolver as equações do sistema na mesma taxa exata em que o fenômeno ocorre no mundo físico.

Para atingir esse determinismo, simuladores digitais modernos utilizam a técnica de Passo de Tempo Fixo (*Fixed Time-Step*). O processador deve completar todos os cálculos (T_{calc}) dentro de um intervalo discreto e fixo (T_s), tipicamente na ordem de microssegundos [21].

Se $T_{calc} > T_s$, ocorre o fenômeno de *Overflow*. Isso invalida a simulação, pois a continuidade temporal necessária para a interação com o mundo externo é perdida. O uso de arquiteturas paralelas (FPGA e processadores multicore) é essencial para garantir que essa condição seja satisfeita em redes complexas [21].

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a infraestrutura computacional e os procedimentos metodológicos adotados para a modelagem da rede de distribuição da microrrede REIBAAN e a validação do seu sistema de proteção. A metodologia baseia-se na utilização de ferramentas de Simulação Digital em Tempo Real, integrando modelagem matemática e processamento em hardware dedicado.

3.1 Ferramentas Utilizadas

Para garantir a fidelidade na representação dos transitórios eletromagnéticos e o determinismo temporal necessário para a validação das lógicas de proteção, o ambiente de desenvolvimento foi segmentado em três camadas: modelagem, interface de tempo real e hardware de simulação.

3.1.1 Software de modelagem (MATLAB/Simulink)

A etapa de modelagem matemática e construção dos diagramas de blocos foi realizada utilizando o software MATLAB integrado ao ambiente Simulink, na versão 2024a.

Para a representação dos componentes físicos da rede elétrica (linhas, transformadores e cargas), utilizou-se a biblioteca Simscape Electrical™ (no módulo *Specialized Power Systems*). Esta ferramenta permite a simulação no domínio do tempo de sistemas de potência trifásicos, essencial para a observação de fenômenos não lineares como a saturação magnética e correntes de *inrush*.

3.1.2 Interface de Tempo Real (RT-LAB)

Para a gestão e execução da simulação em tempo real, utilizou-se a plataforma de software RT-LAB, na versão 2024.3.

O RT-LAB atua como um ambiente de orquestração que permite converter modelos desenvolvidos em MATLAB/Simulink para execução em alvos de tempo real. O software opera baseado em uma arquitetura Cliente-Servidor, dividindo o processo de simulação em dois domínios distintos:

1. Host PC: Onde o usuário interage com o modelo, altera parâmetros e visualiza os dados enquanto a simulação ocorre.
2. Target Node: O hardware OP4610XG, onde o modelo matemático é efetivamente resolvido de forma determinística.

O fluxo de trabalho no RT-LAB segue o ciclo "Edit, Build, Load, Execute". O software automatiza a geração de código C a partir do diagrama de blocos do Simulink, compila este código e o carrega nos processadores do simulador. Além disso, o RT-LAB é o responsável por impor o sincronismo rígido, garantindo que o tempo de cálculo de cada passo seja menor que o passo de tempo fixo definido para a simulação.

3.1.3 Hardware de simulação (OPAL-RT OP4610XG)

A execução física das simulações foi realizada no simulador em tempo real OP4610XG, fabricado pela OPAL-RT Technologies. O equipamento utilizado neste trabalho é apresentado na Figura 4.

Figura 4 - Simulador em Tempo Real OPAL-RT OP4610XG.



Fonte: OPAL-RT Technologies (2025).

Conforme ilustrado na Figura 4, o OP4610XG é uma plataforma compacta baseada em arquitetura híbrida. Ele integra um processador Intel® Xeon® para cálculos de modelos de potência e um FPGA Xilinx® Kintex®-7 para processamento de sinais de

alta velocidade. Esta arquitetura assegura que a simulação dos transitórios da rede da REIBAAN ocorra com passo de tempo fixo, sem ocorrência de *overruns*, validando a resposta dinâmica da proteção modelada.

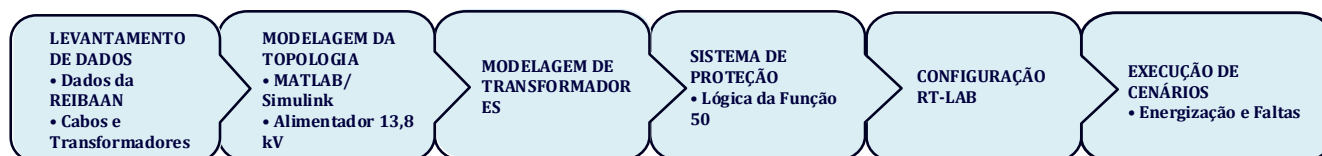
3.2 Fluxograma de Trabalho

Para organizar o desenvolvimento da pesquisa e garantir a repetibilidade dos ensaios, o trabalho foi dividido em etapas sequenciais, conforme descrito abaixo:

1. Levantamento de Dados da Infraestrutura: Coleta dos dados primários da REIBAAN, especificamente: bitolas e comprimentos dos cabos de média tensão, dados de placa dos transformadores das subestações e levantamento de cargas.
2. Modelagem da Topologia (Offline): Modelagem da Topologia da Rede no MATLAB/Simulink, reproduzindo a interligação real das subestações através do alimentador de 13,8 kV.
3. Modelagem dos Transformadores Saturáveis: Implementação dos modelos de transformadores considerando a curva de magnetização não linear, etapa fundamental para a reprodução do fenômeno de *inrush*.
4. Implementação da Proteção: Desenvolvimento dos blocos lógicos da função 50.
5. Configuração para Tempo Real: Adaptação do modelo Simulink para o ambiente RT-LAB, separando os blocos de cálculo e console.
6. Execução dos Cenários: Realização das simulações de energização e falta, utilizando uma fonte ideal para isolar o comportamento da rede.

Na Figura 5, um fluxograma que ilustra essa sequência de etapas é mostrado.

Figura 5 - Fluxograma de etapas sequenciais do trabalho



Fonte: Autor (2026)

3.3 Critérios de Modelagem

A validade dos resultados obtidos em uma simulação de transitórios eletromagnéticos depende intrinsecamente da fidelidade dos modelos matemáticos adotados para representar os componentes físicos do sistema elétrico.

Nesta seção, são detalhados os critérios técnicos e os blocos da biblioteca Simscape Electrical utilizados para a construção da versão digital da infraestrutura da microrrede REIBAAN. Conforme a delimitação do escopo do estudo, a modelagem foca nos elementos passivos da rede de distribuição e nos dispositivos de proteção, utilizando representações simplificadas para a geração visando isolar a análise dos fenômenos de *inrush* e curto-circuito.

A descrição dos critérios está estruturada nos seguintes tópicos: fonte de alimentação, linhas de distribuição, transformadores de potência, sistema de proteção e cargas.

3.3.1 Modelagem da fonte de alimentação

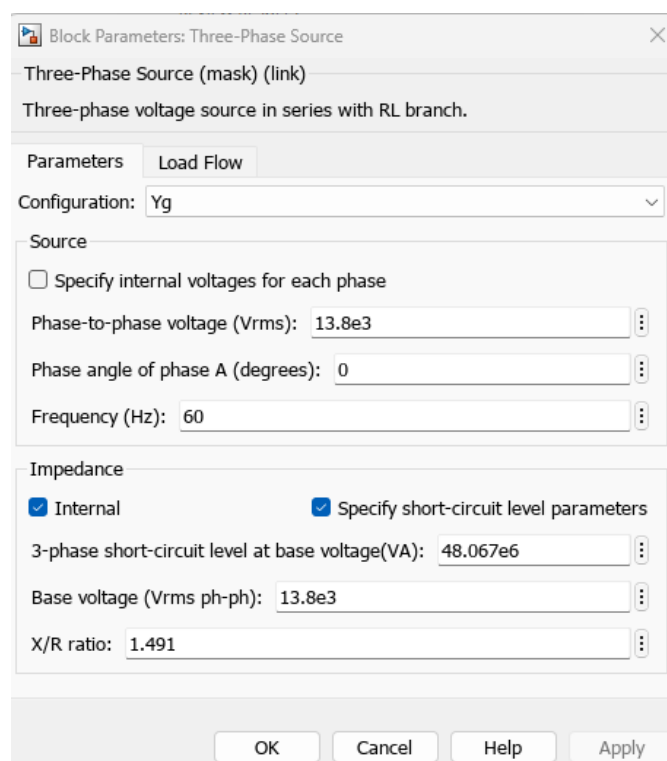
Para o presente estudo, o objetivo principal é analisar a resposta dinâmica da rede de distribuição e a atuação da proteção frente a transitórios de energização. Desta forma, optou-se por abstrair a dinâmica dos controladores das fontes de geração distribuída (como inversores ou reguladores de geradores diesel), substituindo-os por um equivalente de rede robusto.

O ponto de conexão da microrrede no nível de média tensão (13,8 kV) foi representado por um Equivalente de Thevenin, utilizando o bloco Three-Phase Source,

disponível no diretório Simscape / Electrical / *Specialized Power Systems* / Sources da biblioteca do Simulink.

Este bloco modela uma fonte de tensão senoidal ideal trifásica em série com uma impedância interna ($R_{int} + jX_{int}$). A Figura 6 apresenta a janela de parametrização do bloco utilizado na simulação.

Figura 6 - Parâmetros da fonte de tensão trifásica equivalente (13,8 kV)



Fonte: Autor (2026).

Conforme ilustrado na figura, os parâmetros foram ajustados para refletir as condições nominais e de rigidez do sistema no ponto de conexão da REIBAAN:

- Tensão Nominal: Ajustada para 13800 V (fase-fase RMS).
- Frequência: 60 Hz.
- Impedância Interna: Definida através da opção "Specify internal impedance using: Short-circuit power and X/R ratio". A inserção dos valores reais da potência de curto-circuito trifásica (S_{sc}) e da relação X/R

do sistema é fundamental para garantir que as correntes de falta simuladas correspondam aos níveis reais da infraestrutura, validando a sensibilidade dos ajustes de proteção.

3.3.2 Modelagem das linhas de distribuição

A rede de distribuição da REIBAAN apresenta uma topologia mista, alternando entre trechos de rede aérea (cabos nus e protegidos) e subterrânea (cabos isolados). Para garantir a representação fiel dos fenômenos transitórios, especialmente a interação entre a indutância da fonte e as capacitâncias dos cabos, as linhas foram modeladas utilizando o bloco Unbalanced 3-phase line (pi section), disponível na biblioteca do RT-LAB/Simscape.

Este modelo de parâmetros distribuídos permite a simulação de acoplamentos mútuos e desequilíbrios físicos entre as fases, superando as limitações dos modelos unifilares convencionais.

Os parâmetros elétricos utilizados na parametrização dos condutores foram obtidos através de duas metodologias distintas, conforme a natureza do trecho:

1. Redes Subterrâneas: Utilizou-se dados de catálogo do fabricante (Prysmian) e roteiros de dimensionamento para considerar o efeito das blindagens aterradas.
2. Redes Aéreas: A determinação dos parâmetros elétricos foi realizada através da ferramenta computacional *Powergui - Line Parameter Calculator* do MATLAB/Simulink. Esta ferramenta calcula as matrizes de impedância a partir da modelagem física da rede, exigindo como entrada a geometria da estrutura e as propriedades dos materiais. O algoritmo processa esses dados considerando diferentes cenários de resistividade do solo para gerar os parâmetros RLC de sequência positiva e zero.

O detalhamento completo das metodologias de cálculo, as geometrias consideradas e os dados técnicos dos fabricantes encontram-se no Anexo A – Memorial de Cálculo dos Parâmetros de Linha.

Para a inserção no ambiente de simulação em tempo real, foi necessária a manipulação dos dados originais. Enquanto os dados de projeto são fornecidos em componentes simétricas (Z_1, Z_0), o bloco de simulação requer a entrada na forma de matrizes de impedância 3×3 ($[Z_{abc}]$).

Considerando a transposição ideal das linhas, aplicou-se a transformação inversa de Fortescue para obter os termos próprios (Z_p) e mútuos (Z_m) das matrizes de Resistência, Indutância e Capacitância:

$$P_{proprio} = \frac{P_0 + 2 \cdot P_1}{3} \quad (4)$$

$$P_{mutuo} = \frac{P_0 - P_1}{3} \quad (5)$$

Onde P representa o parâmetro físico (R, L ou C). $P_{proprio}$ e P_{mutuo} representam os valores próprios e mútuos desses parâmetros, respectivamente, enquanto P_0 e P_1 representam, de forma respectiva, os valores de sequência zero e sequência positiva dos parâmetros. Vale ressaltar que, para os elementos armazenadores de energia, realizou-se também a conversão das reatâncias (X_L e X_C) para unidades físicas (Henrys e Farads), considerando a frequência fundamental de 60 Hz.

Desta forma, cada trecho da rede foi parametrizado no Simulink com suas respectivas matrizes de acoplamento:

$$[M_{abc}] = \begin{bmatrix} P_{proprio} & P_{mutuo} & P_{mutuo} \\ P_{mutuo} & P_{proprio} & P_{mutuo} \\ P_{mutuo} & P_{mutuo} & P_{proprio} \end{bmatrix} \quad (6)$$

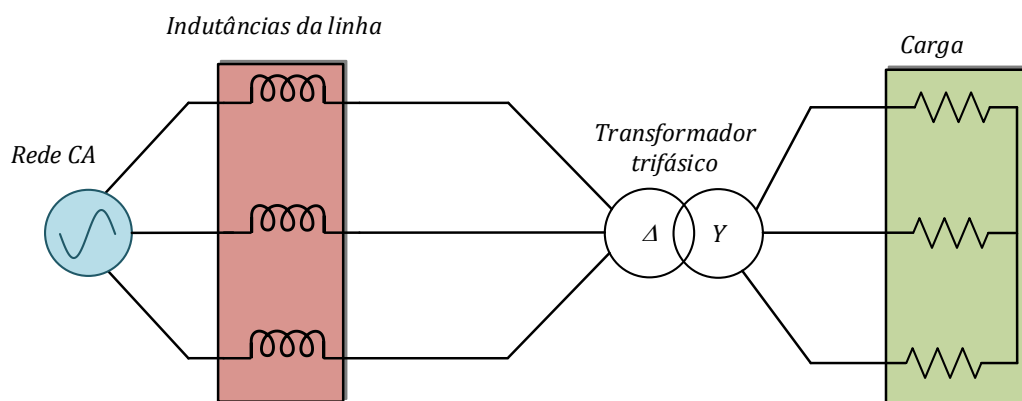
Esta abordagem assegura que a interação eletromagnética entre as fases seja reproduzida com precisão. A relação completa das impedâncias de todos os trechos que interligam as barras do sistema simulado, já convertidas para este formato matricial, está apresentada no Apêndice A – Tabela de Impedâncias da Rede REIBAAN.

3.3.3 Modelagem dos transformadores de potência

Para a representação dos transformadores da rede, utilizou-se o bloco *Three-Phase Transformer (Two Windings)* em conjunto com fontes trifásicas controladas, elementos disponíveis na biblioteca *Specialized Power Systems* do MATLAB/Simulink.

A fim de validar a parametrização adotada antes da inserção na microrrede completa, elaborou-se um circuito de teste isolado (unitário). Este cenário, ilustrado na Figura 7, é composto por uma fonte de 13,8 kV conectada a um transformador de 300 kVA (Dyn1), alimentando uma carga nominal resistiva.

Figura 7 - Diagrama esquemático para validação do transformador.



Fonte: Autor (2026)

O modelo considera os parâmetros físicos de resistência (R) e reatâncias de dispersão (X) dos enrolamentos primário e secundário, além do ramo de magnetização (R_m, X_m) para representação das perdas no núcleo. Os valores numéricos utilizados para todos os transformadores da rede REIBAAN foram obtidos a partir das folhas de dados dos fabricantes, cujos detalhes estão organizados nos anexos deste trabalho:

- Anexo B – Levantamento dos Parâmetros dos Transformadores: Contendo os dados brutos de placa e ensaios de curto-circuito/vazio;
- Anexo C – Memória de Cálculo dos Transformadores: Detalhando a metodologia matemática aplicada para conversão dos dados de ensaio em parâmetros de simulação.

A validação do modelo foi confirmada mediante simulação no domínio do tempo, onde se verificou a manutenção da relação de transformação nominal (13,8 kV / 380 V) e o correto deslocamento angular de fase característico da ligação Dyn1 (30°) sob carga nominal, assegurando a fidedignidade do componente para os estudos subsequentes.

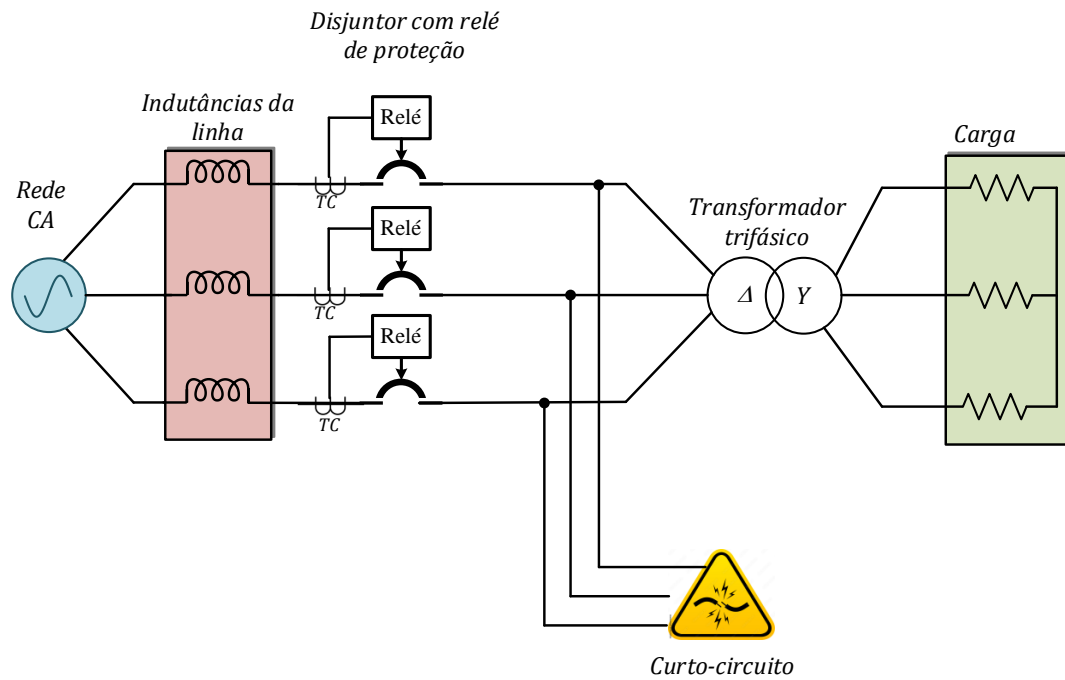
3.3.4 Modelagem do sistema de proteção

Para evitar que um eventual curto-circuito cause danos à rede e às cargas conectadas, é necessário que o disjuntor abra o circuito quando a corrente medida em uma das fases ultrapassar o valor ajustado para a proteção (proteção contra sobrecorrente – ANSI 50).

O sistema de proteção das subestações foi composto por dois blocos principais. O primeiro, Disjuntor trifásico (*Three-Phase Breaker*), disponível na biblioteca “*Simscape / Electrical / Specialized Power Systems / Power Grid Elements*”, é responsável por abrir o circuito quando a condição de falta ocorrer. Já o segundo bloco é formado por um circuito lógico que simula a funcionalidade de proteção contra sobrecorrente do relé e envia o sinal de controle para o disjuntor.

Na Figura 8 mostra-se o circuito da subestação com o disjuntor e seu respectivo relé de proteção implementados.

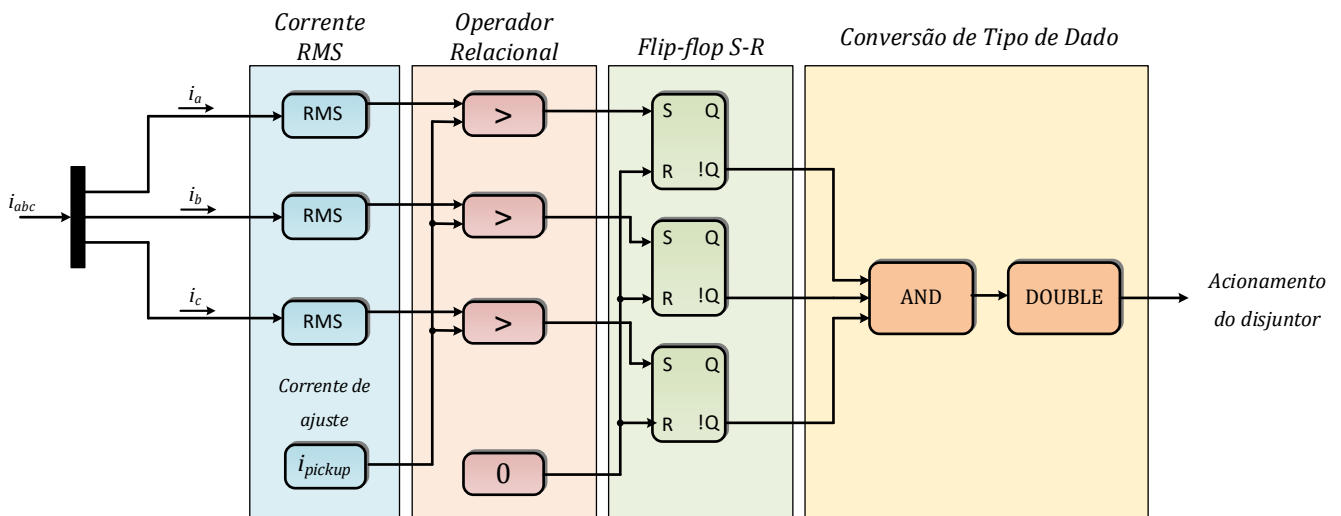
Figura 8 - Representação da Subestação com disjuntor e relé.



Fonte: Autor (2026)

A lógica de funcionamento interna do relé é detalhada na Figura 9.

Figura 9 - Circuito lógico do relé de proteção.



Fonte: Autor (2026)

Neste circuito lógico, quando a corrente RMS de uma ou mais fases ultrapassa o valor ajustado para a proteção contra sobrecorrente do circuito (i_{pickup}), o operador relacional envia o nível lógico “1” para a entrada Set (S) do Flip-flop S-R. Sendo !Q a negação desta entrada, o bloco AND passa a ter a saída como falsa e, após conversão, envia o valor numérico 0 para o bloco do disjuntor, abrindo o circuito e interrompendo a passagem de corrente.

3.3.5 Modelagem das Cargas

Para representar o consumo de energia das edificações e instalações conectadas às subestações da REIBAAN, utilizou-se o bloco Three-Phase Series RLC Load, disponível na biblioteca “*Simscape / Electrical / Specialized Power Systems / Power Grid Elements*” do MATLAB/Simulink.

Este bloco permite modelar uma carga linear trifásica equilibrada, configurada a partir dos valores de tensão nominal (V_{rms}), frequência (f), potência ativa (P) e potência reativa indutiva (Q_L) ou capacitiva (Q_C).

A fim de aproximar as simulações das condições reais de operação da Base Aérea, a parametrização destes blocos não foi arbitrária. Os valores de potência ativa e reativa adotados para cada subestação baseiam-se em dados reais coletados em campo, considerando os cenários de demanda de pico das instalações.

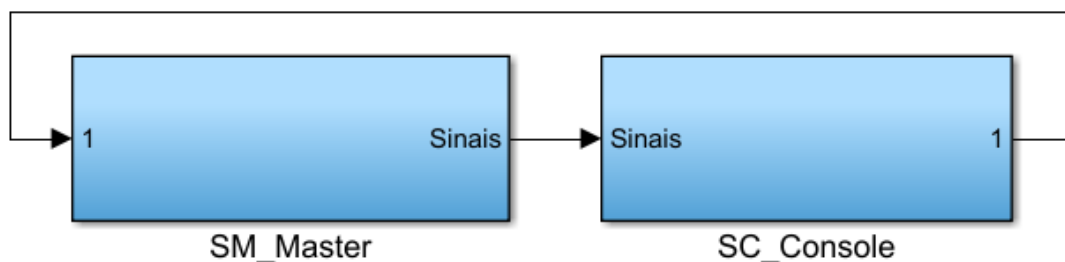
Desta forma, assegura-se que o modelo da microrrede reflita o carregamento real que o sistema enfrentará. O detalhamento quantitativo das cargas de cada subestação será apresentado e discutido no Capítulo 4.

3.4 Adequação do Modelo para Simulação em Tempo Real (RT-LAB)

Diferentemente das simulações convencionais, onde todo o processamento ocorre sequencialmente no computador hospedeiro, a simulação em tempo real na plataforma OPAL-RT exige uma reestruturação da topologia do modelo. Para garantir que os cálculos sejam realizados dentro do passo de tempo fixo determinístico, é necessário segregar o modelo em subsistemas com funções específicas, gerenciados pelo software RT-LAB.

Esta arquitetura, ilustrada na Figura 10, baseia-se na divisão do projeto em dois níveis hierárquicos principais de operação: o subsistema de computação (Mestre) e o subsistema de interface (Console).

Figura 10 - Topologia de subsistemas requerida para simulação no RT-LAB (SM e SC).



Fonte: Autor (2026)

3.4.1 Subsistema Mestre (SM_Master)

O subsistema denominado Master (prefixo SM_) é o núcleo computacional da simulação. Nele estão contidos todos os elementos de potência da microrrede (fontes, transformadores, linhas e cargas), bem como as lógicas de proteção e controle que exigem processamento em tempo real rígido. Durante a execução, este subsistema é compilado e carregado em um dos núcleos do processador do simulador OPAL-RT, ficando inacessível para alterações estruturais durante a simulação.

3.4.2 Subsistema Console (SC_Console)

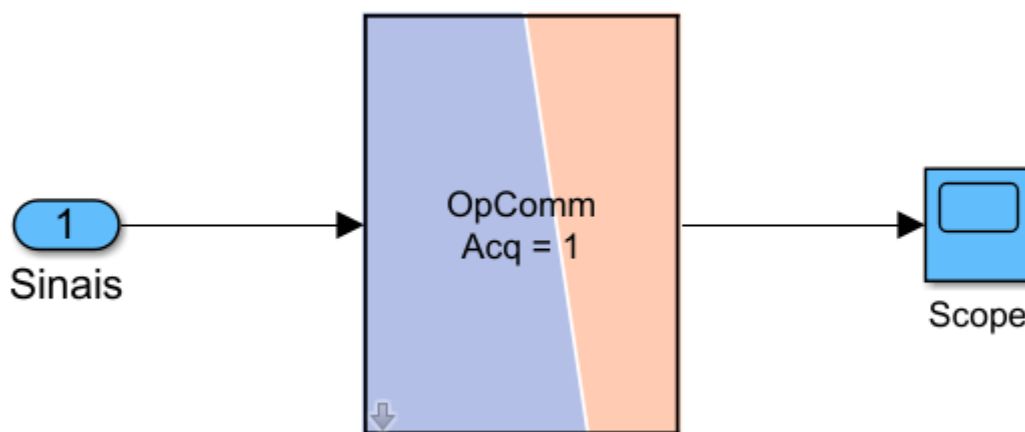
O subsistema Console (prefixo SC_) atua como a interface assíncrona entre o usuário e a simulação. Nele foram alocados os blocos de visualização (*Scopes*), mostradores digitais e as chaves de comando manual. Este subsistema roda no computador hospedeiro, permitindo que o operador monitore as formas de onda e altere parâmetros de controle (como *setpoints* de carga ou comandos de abertura de disjuntores) sem interromper o cálculo em tempo real que ocorre no Master.

3.4.3 Comunicação e sincronismo (OpComm)

Para possibilitar a troca de dados entre estes subsistemas distintos (o cálculo no alvo em tempo real e a visualização no computador host), utilizou-se o bloco OpComm, proprietário da OPAL-RT.

A inserção destes blocos nas fronteiras dos subsistemas, conforme demonstrado na Figura 11, é obrigatória. Eles realizam a decimação e a sincronização dos sinais: no sentido Master → Console, garantem o envio de dados para os gráficos; no sentido Console → Master, asseguram a injeção coerente dos comandos do operador.

Figura 11 - Utilização do bloco OpComm na interface entre subsistemas.



Fonte: Autor (2026)

4 ESTUDO DE CASO: A MICRORREDE REIBAAN

O presente capítulo dedica-se à aplicação prática da metodologia de modelagem apresentada anteriormente. O objeto de estudo consiste na Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis, um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) focado no aumento da confiabilidade energética de setores estratégicos da defesa nacional.

Nesta etapa, serão detalhadas as características da topologia da rede, os parâmetros elétricos reais levantados em campo e a integração destes elementos no ambiente de simulação. O objetivo é consolidar um modelo digital que represente fielmente a parcela da rede de distribuição selecionada para operar de forma ilhada.

4.1 Caracterização da Microrrede

A microrrede REIBAAN foi delimitada para englobar uma área específica e crítica dentro da Base Aérea de Anápolis (BAAN). Diferentemente da rede geral da base, que atende a todas as edificações, o escopo da microrrede restringe-se a um conjunto de 8 subestações prioritárias, interligadas por uma rede de distribuição de Média Tensão mista.

O sistema foi projetado para operar conectado à rede da concessionária ou em modo ilhado, suportado por fontes de geração distribuída e sistemas de armazenamento. Do ponto de vista da carga, a microrrede é composta pelas seguintes subestações:

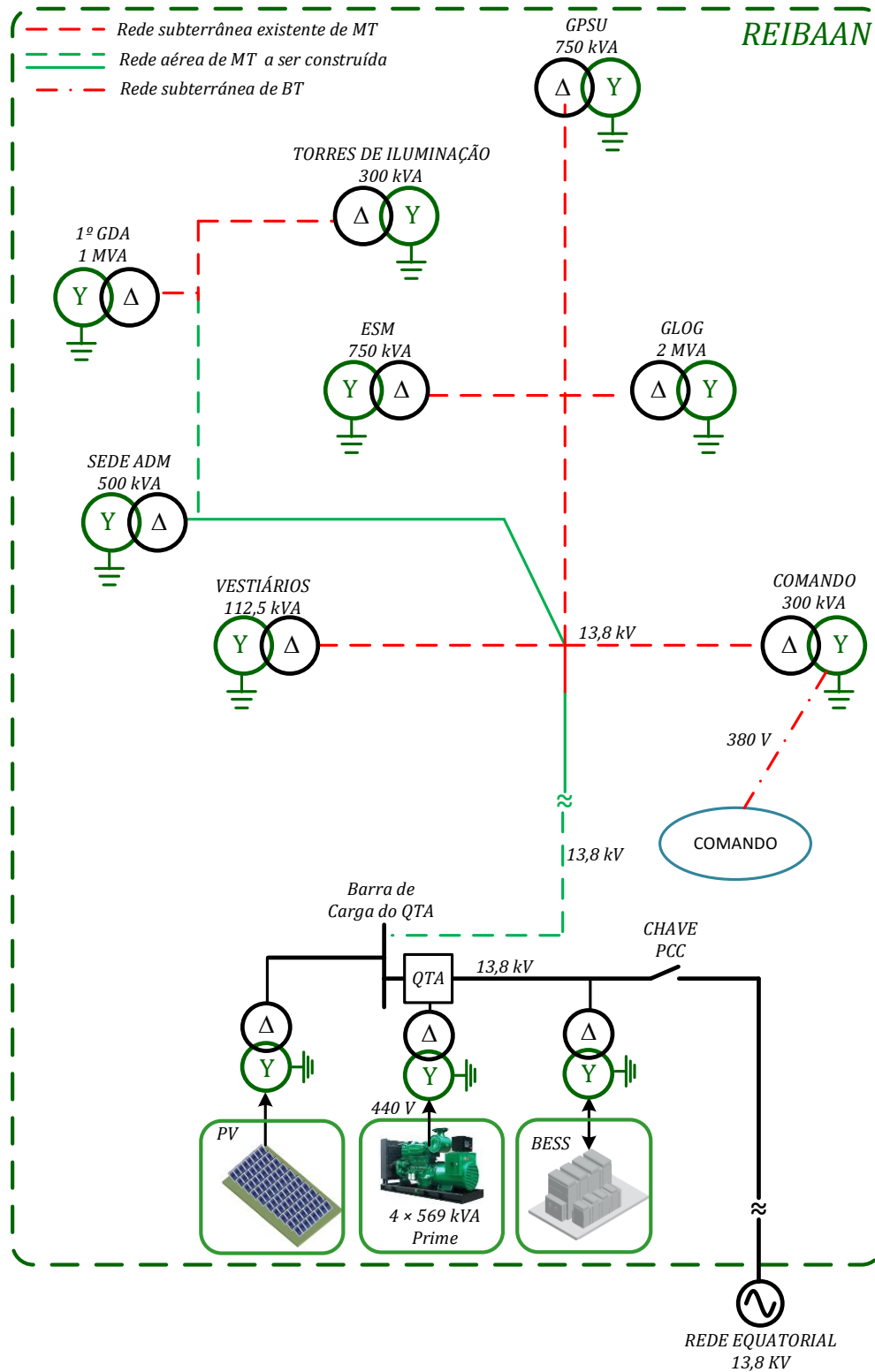
1. GLOG (Grupo Logístico): A maior carga do sistema, atendida por uma subestação abrigada com transformador a seco de 2 MVA. Responsável pelos hangares de manutenção principais.
2. 1º GDA (Grupo de Defesa Aérea): Subestação abrigada com transformador a seco de 1 MVA, atendendo às operações do esquadrão de caça.
3. GPSU (Ground Power Supply Unit): Subestação em pedestal com transformador a óleo de 750 kVA, dedicada aos sistemas de suprimento de energia de solo para aeronaves.
4. ESM (E-006): Subestação em pedestal com transformador a óleo de 750 kVA, atendendo ao Esquadrão de Suprimento e Manutenção.

-
5. Sede ADM (Administrativa): Subestação em pedestal com transformador a óleo de 500 kVA, suprindo os prédios administrativos dos esquadrões.
 6. Prédio do Comando (E039): Subestação abrigada com transformador a óleo de 300 kVA, centro nevrálgico da base.
 7. Iluminação do Pátio 3: Subestação abrigada com transformador a seco de 300 kVA, exclusiva para o sistema de iluminação do pátio 3.
 8. Vestiário: Subestação em pedestal com transformador a óleo de 112,5 kVA, atendendo às instalações de apoio.

A topologia da rede modelada respeita a configuração radial deste alimentador específico. A conexão com o restante do sistema elétrico ocorre através de um POI, onde também estão previstos os pontos de injeção de potência da Usina Fotovoltaica e do BESS (*Battery Energy Storage System*).

A Figura 12 apresenta o diagrama unifilar simplificado da REIBAAN, destacando a localização elétrica destas 8 subestações e os trechos de rede que as interligam.

Figura 12 - Diagrama unifilar das cargas integrantes da Microrrede REIBAAN.



Fonte: [22]

4.2 Parametrização do Sistema

Neste trabalho, a parametrização dos componentes da microrrede REIBAAN não foi arbitrária, mas sim fundamentada em um rigoroso levantamento de campo realizado nas etapas iniciais do projeto de P&D.

Foram compilados dados de placas dos equipamentos, relatórios de ensaios, diagramas unifilares atualizados e medições provenientes de analisadores de energia instalados nas subestações. Nas seções a seguir, são detalhados os parâmetros físicos e elétricos consolidados que foram inseridos nos blocos do Simulink para a representação fiel das linhas de distribuição, dos transformadores de potência e das demandas de carga do sistema.

4.2.1 Linhas de distribuição

A infraestrutura de distribuição da REIBAAN caracteriza-se por uma topologia híbrida e não transposta, composta por um tronco principal aéreo em configuração de Rede Compacta e ramais subterrâneos que realizam a conexão final com as subestações. Optou-se pela utilização do bloco *Three-Phase PI Section Line (Unbalanced)* da biblioteca do RT-LAB, que opera com matrizes de impedância e admitância (3×3).

Os parâmetros elétricos (R, L, C) de todos os trechos de rede foram calculados analiticamente considerando as características construtivas dos materiais (cabo de alumínio coberto 50mm^2 para a rede aérea e cabos de cobre isolados para os ramais) e a resistividade do solo local.

O detalhamento completo da metodologia de cálculo, bem como as tabelas contendo as impedâncias de sequência e as matrizes resultantes para cada segmento da rede, estão apresentados no Anexo A e Apêndice A, respectivamente. Estes valores foram validados e inseridos individualmente em cada bloco de linha do modelo computacional.

4.2.2 Transformadores de potência

Para a representação dinâmica das subestações no MATLAB/Simulink, utilizou-se o bloco *Three-Phase Transformer (Two Windings)*. Diferentemente de modelos estáticos, este bloco requer a inserção dos parâmetros de impedância decompostos em resistência (R) e indutância (L) para cada enrolamento, além dos parâmetros do ramo de magnetização (R_m, L_m).

A Tabela 1 apresenta os parâmetros finais em por unidade (pu) implementados em cada transformador da microrrede.

Tabela 1 - Parâmetros internos dos transformadores para simulação

Subestação	Potência (kVA)	$R_1 = R_2$ (pu)	$L_1 = L_2$ (pu)	R_m(pu)	L_m(pu)
GLOG	2000 kVA	0,00430	0,029943	377,36	72,74
1° GDA	1000 kVA	0,00585	0,028557	450,20	67,95
GPSU	750 kVA	0,00906	0,027967	535,71	67,19
ESM (E-006)	750 kVA	0,00906	0,027788	576,92	62,87
Sede ADM	500 kVA	0,00510	0,024474	384,62	63,34
Prédio Comando	300 kVA	0,00448	0,017381	517,24	52,91
Ilum. Pátio 3	300 kVA	0,00750	0,026354	230,77	51,22
Vestiário	112,5 kVA	0,00551	0,016188	401,79	40,20

Estes parâmetros asseguram que a simulação represente fielmente as perdas técnicas (no cobre e no ferro) e a regulação de tensão dos equipamentos reais instalados na Base Aérea.

4.2.3 Cargas

Para representar o consumo energético das subestações, adotou-se uma abordagem conservadora focada no cenário de maior carregamento da microrrede. Nesta etapa de validação as cargas foram modeladas como impedâncias constantes, parametrizadas para reproduzir a demanda máxima ativa e reativa registrada nas medições.

Os valores adotados correspondem aos picos de demanda obtidos durante campanhas de medição, garantindo que o sistema seja validado para a condição de estresse máximo. A Tabela 2 apresenta os valores de potência parametrizados nos blocos.

Tabela 2 - Parâmetros de carga das subestações

Subestação	Potência ativa máxima consumida (kW)	Potência indutiva máxima (kVAr)
Prédio de Comando	43,68	7,81
GLOG	174	24
GPSU	1,92	8,32
ESM (E-006)	123	21
Vestiários	90	29,6
1° GDA	113,73	48,3
Torres de Iluminação	80	33,97
ADM	51,2	3,3
TOTAL	677,53	176,3

4.2 Solução para Simulação em Tempo Real

A simulação de sistemas elétricos de potência contendo múltiplos dispositivos de manobra e conversores eletrônicos apresenta um desafio crítico: a estabilidade numérica sob passo de tempo fixo. Os solvers padrões do Simulink muitas vezes não conseguem resolver as equações de estado complexas dentro do intervalo de tempo exigido sem gerar oscilações numéricas ou violações de tempo.

Para viabilizar a execução do modelo da REIBAAN na plataforma OPAL-RT, utilizou-se o pacote de solvers ARTEMIS (*Advanced Real-Time Electro-Mechanical Interface Simulator*).

4.3.1 O Solver Artemis

A implementação desta solução é realizada através da inserção do bloco *Artemis Guide* no nível superior do modelo. A presença deste bloco sobrescreve as configurações

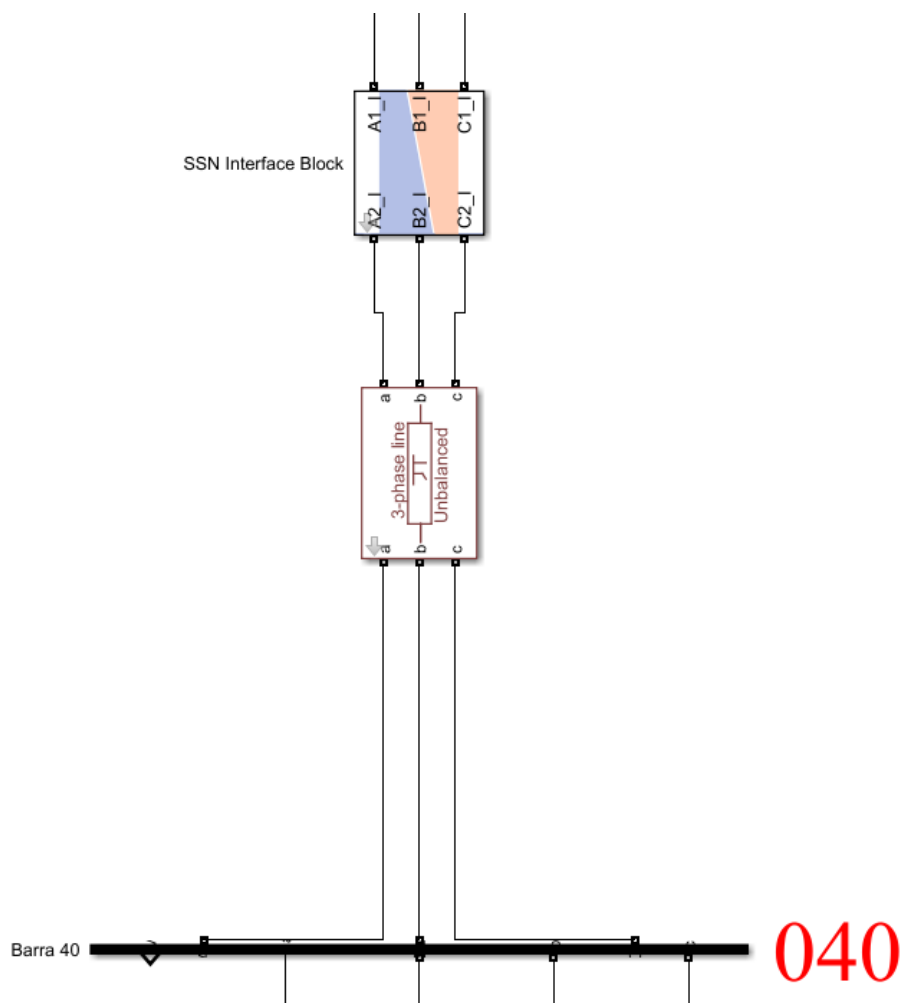
padrões de discretização, aplicando algoritmos de alta ordem desenhados para lidar com descontinuidades causadas por chaveamentos.

4.3.2 O algoritmo SSN (State-Space Nodal)

Para resolver o problema da alta dimensionalidade da rede, habilitou-se dentro do ARTEMIS o algoritmo SSN. Esta técnica permite particionar a rede elétrica em grupos menores, combinando a precisão do método de Espaço de Estados com a eficiência da Análise Nodal.

A segmentação da rede é operacionalizada através do bloco SSN Interface Block. Este componente, ilustrado na Figura 13, é inserido, por exemplo, nos pontos de conexão entre as linhas de distribuição e as subestações, atuando como uma barreira matemática que isola as matrizes de estado de cada grupo.

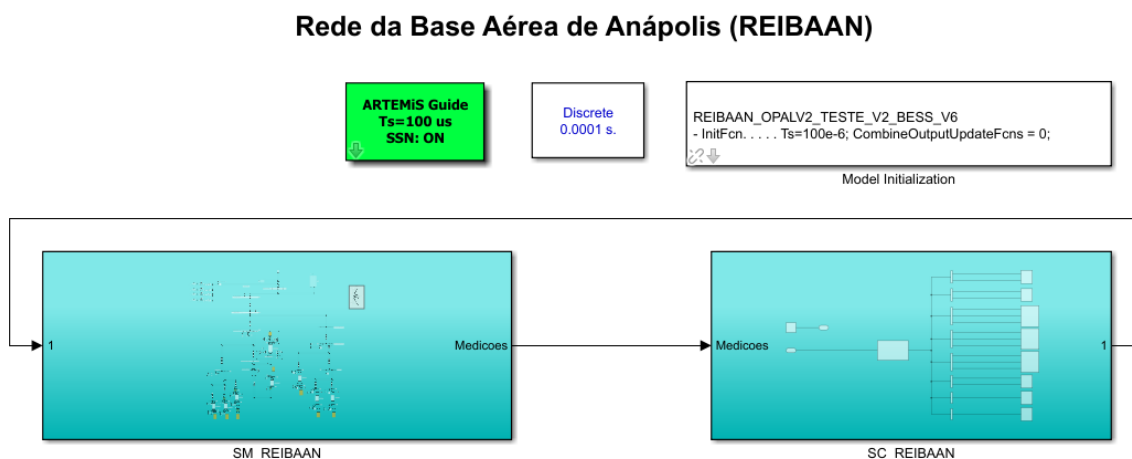
Figura 13 - Bloco SSN Interface block utilizado para o desacoplamento das subestruturas da rede



Fonte: Autor (2026)

A Figura 14 apresenta a visão global da arquitetura do modelo implementado, onde destacam-se o bloco *Artemis Guide* e a divisão hierárquica nos subsistemas principais SC e SM, estrutura fundamental para a compilação e execução no ambiente RT-LAB.

Figura 14 - Visão geral do modelo no Simulink: Bloco Artemis e subsistemas SC/SM



Fonte: Autor (2026)

4.3 Comparativo de Desempenho Computacional: Offline x Tempo Real

A validação do modelo na plataforma OPAL-RT introduz uma distinção crítica em relação às simulações convencionais: o determinismo temporal. A principal diferença reside na capacidade de processamento frente ao passo de cálculo fixo.

Para quantificar essa diferença, foi realizado um comparativo de desempenho para um cenário de operação contínua da microrrede com duração de 60 segundos.

1. Simulação Offline: Executada em computador convencional (AMD Ryzen 5 8600G, 32GB RAM) utilizando o solucionador do MATLAB/Simulink. Devido à complexidade matricial da rede de 13,8 kV e à necessidade de resolver equações diferenciais não-lineares, o processador não consegue acompanhar o tempo real. Para computar os 60 segundos de operação da rede, o software exigiu aproximadamente 5 minutos e 4 segundos de tempo real de processamento.
2. Simulação em Tempo Real (RTS): No OPAL-RT, o modelo compilado rodou com passo fixo rígido de 50 μ s. O simulador garantiu o término de cada ciclo de cálculo dentro desse intervalo. Conseqüentemente, a simulação dos mesmos 60 segundos de operação da rede foi concluída em exatos 60 segundos.

Essa equivalência confirma que o modelo é apto para validar sistemas de proteção, pois garante que a dinâmica dos relés virtuais responda com a mesma temporalidade que ocorreria nos equipamentos físicos em campo.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Validação do Modelo em Regime Permanente

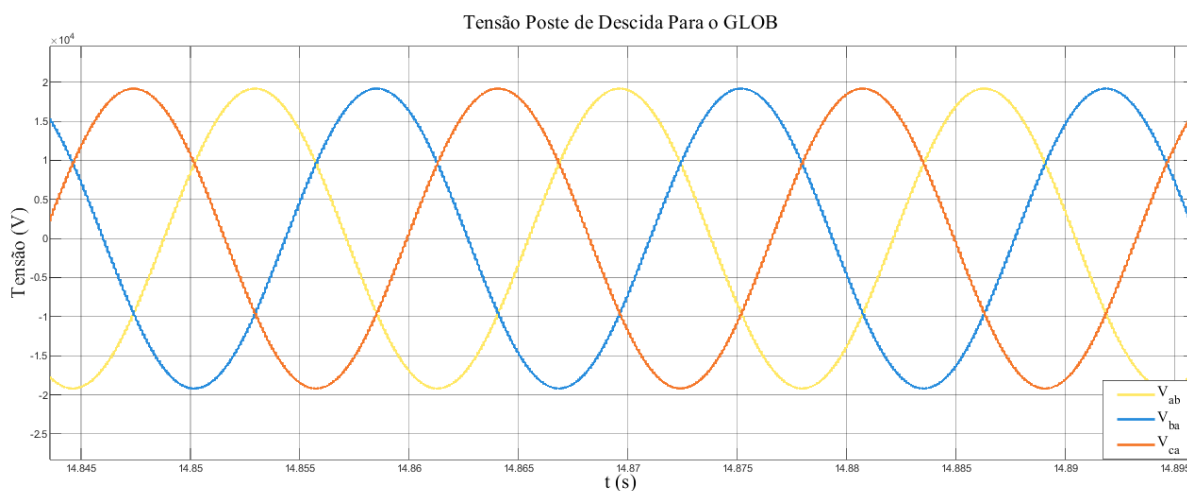
A etapa inicial de validação consistiu em submeter o modelo computacional da microrrede REIBAAN a uma simulação de fluxo de carga sob condições nominais de operação. O objetivo fundamental desta análise é confirmar a integridade das conexões elétricas, a correta parametrização das impedâncias de linha e a fidelidade da relação de transformação nas subestações.

Para fins de aceitação do modelo, adotaram-se os critérios do PRODIST (Módulo 8), que estabelecem como tensão adequada a faixa operacional entre 0,93 pu e 1,05 pu para consumidores atendidos em Média Tensão [23].

5.1.1 Perfil de Tensão nos Barramentos de 13,8 kV

A simulação considerou o fornecimento de energia a partir da Barra 01 alimentando todas as cargas simultaneamente. A Figura 15 apresenta o comportamento da tensão RMS ao longo do medidor do poste de descida para o GLOB.

Figura 15 - Perfil de tensão nos principais barramentos do alimentador de 13,8 kV.



Fonte: Autor (2026)

A análise dos resultados demonstra que a rede possui robustez suficiente para suportar a carga instalada. A tensão no ponto medido manteve-se estável em 0,98 pu, indicando baixa queda de tensão no ramal de entrada.

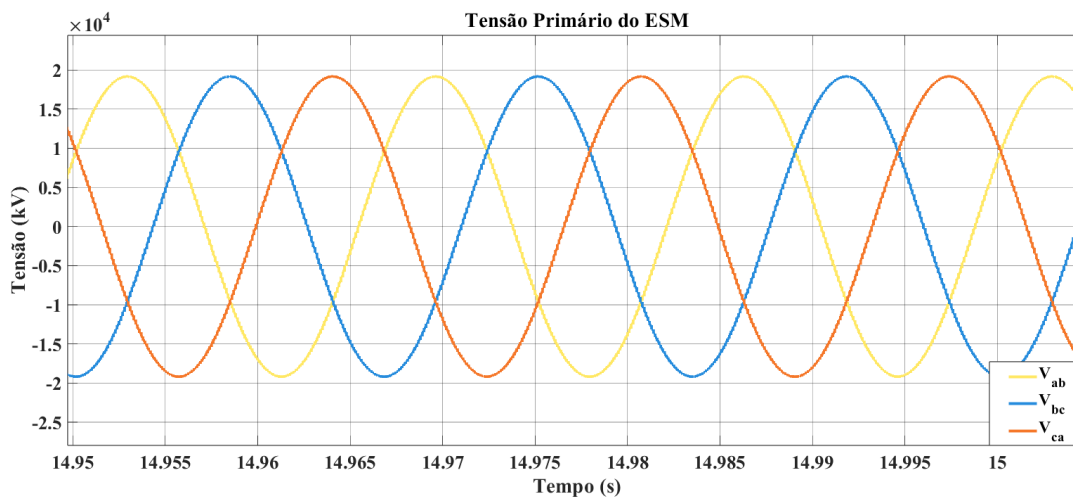
Este resultado valida o dimensionamento dos cabos, confirmando que a rede possui rigidez elétrica suficiente para suportar a carga instalada sem incorrer em subtensão crítica, mesmo nos ramais mais longos.

5.1.2 Validação dos transformadores

Para certificar que os blocos transformadores estão operando conforme os dados de placa, realizou-se uma análise detalhada na Subestação ADM (500 kVA), configurada com conexão Dyn1.

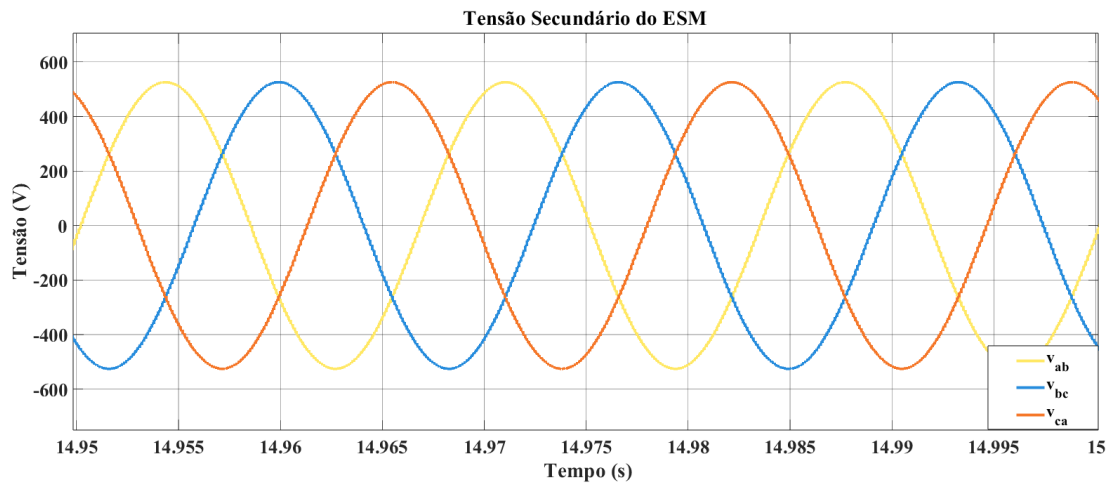
As Figuras 16-18 apresentam as formas de onda instantâneas de tensão no primário e no secundário, além da corrente na carga, respectivamente.

Figura 16 - Tensão no primário da subestação do ESM



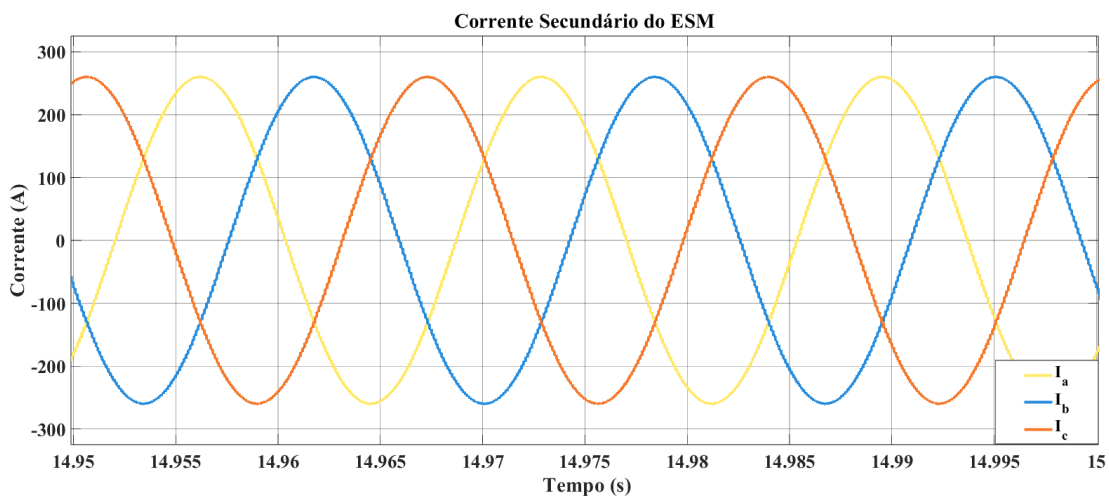
Fonte: Autor (2026)

Figura 17 - Tensão no secundário da subestação do ESM



Fonte: Autor (2026)

Figura 18 - Corrente no secundário da subestação do ESM



Fonte: Autor (2026)

A inspeção gráfica comprova a operação correta do componente:

1. Relação de transformação: A tensão de linha no primário ($\approx 13,55 \text{ kV}$) é rebaixada para o nível de tensão secundária ($\approx 371,93 \text{ kV}$), confirmando a relação de espiras parametrizada.

-
2. A corrente de carga segue a dinâmica da tensão, confirmando o caráter predominantemente resistivo/indutivo da carga modelada.

5.2 Análise de Corrente de *Inrush* e Mitigação

Esta seção dedica-se ao estudo dinâmico da energização da microrrede. Inicialmente, apresenta-se o comportamento do sistema sob manobras convencionais, evidenciando os impactos negativos das correntes de *inrush*. Na sequência, demonstra-se a eficácia da estratégia proposta (*Soft-Start*) para a supressão desses transientes.

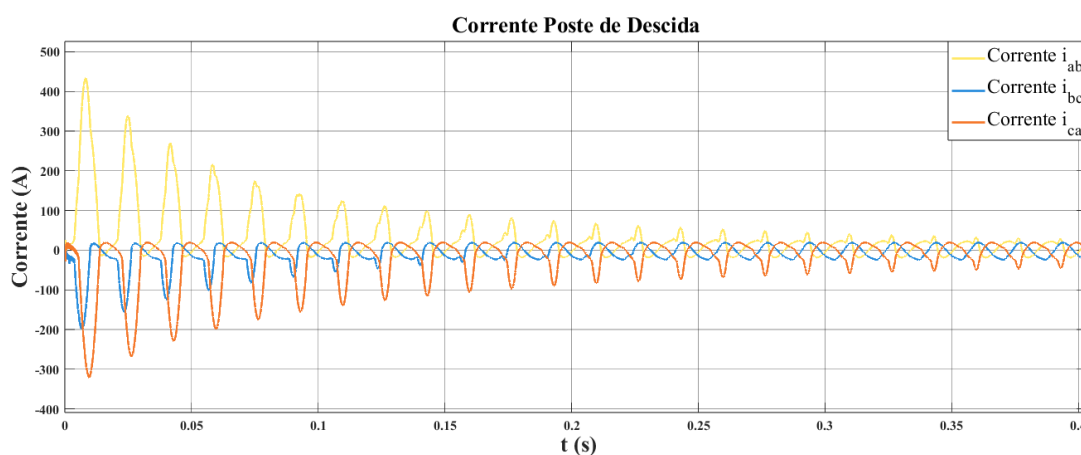
5.2.1 Caracterização das correntes de *Inrush*

Para estabelecer um cenário de referência, simulou-se a energização simultânea de todos os transformadores da microrrede através do fechamento direto do disjuntor da Subestação Principal. Este cenário mimetiza a operação clássica de redes de distribuição, onde a tensão nominal (13,8 kV) é aplicada subitamente aos primários dos transformadores.

Visando representar a condição mais crítica, a manobra foi sincronizada para ocorrer no instante em que a tensão da fase A cruza o zero ($\theta = 0^\circ$). Neste ponto, o fluxo magnético forçado atinge seu valor máximo teórico, somando-se ao fluxo residual do núcleo e levando o material ferromagnético à saturação profunda.

A Figura 19 apresenta a forma de onda das correntes de linha registradas no poste de descida para o GLOG.

Figura 19 - Correntes de linha no poste de descida do GLOG durante a energização direta



Fonte: Autor (2026)

A análise da Figura 19 revela um pico de corrente na primeira oscilação atingindo aproximadamente 432,6 A, o que supera em 22 vezes a corrente nominal de operação.

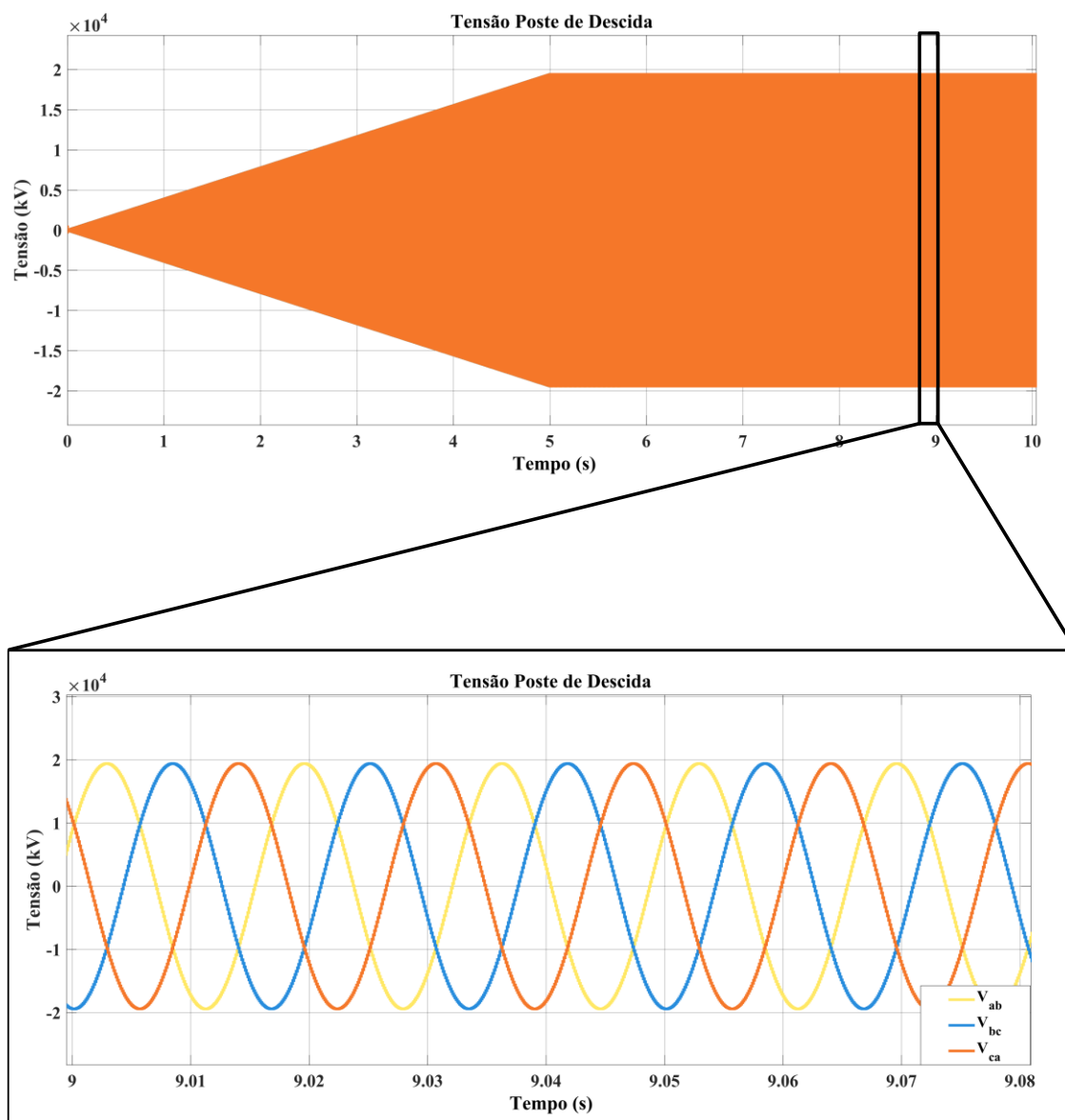
5.2.2 Configuração e resultados da mitigação com Soft Start

Para validar a eficácia da técnica de partida suave apresentada na fundamentação, foi realizado o monitoramento das grandezas elétricas no poste de descida para o GLOG.

O objetivo desta etapa é estabelecer um comparativo direto com o cenário de energização brusca, demonstrando como o controle da tensão neste ponto específico da rede altera o comportamento da corrente absorvida pelo transformador.

A primeira alteração significativa em relação ao cenário anterior é observada no perfil de tensão disponibilizado ao transformador. A Figura 20 apresenta a forma de onda da tensão medida no poste de descida durante o acionamento via *Soft Start*.

Figura 20 - Perfil de tensão no poste de descida para o GLOG durante a energização via Soft Start.

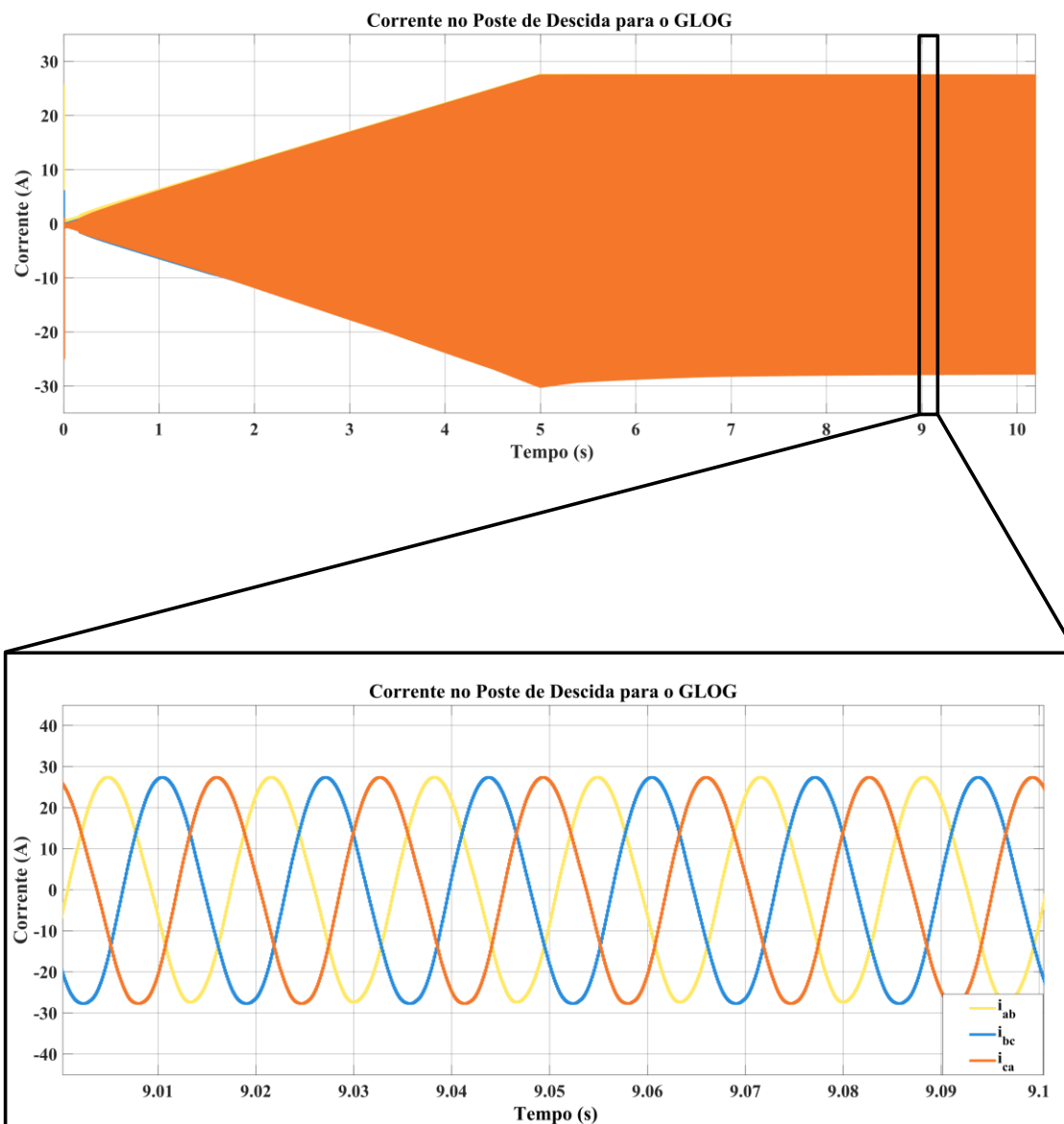


Fonte: Autor (2026)

Observa-se na figura acima que a tensão não é aplicada em sua magnitude total instantaneamente. O crescimento gradual da amplitude permite que o fluxo magnético no núcleo se estabeleça suavemente, evitando que o ponto de operação ultrapasse o joelho de saturação da curva $B \times H$ do material.

O impacto direto desse controle de tensão é verificado na corrente. A Figura 21 exibe a medição da corrente no poste de descida durante todo o processo de partida.

Figura 21 - Corrente no poste de descida para o GLOG



Fonte: Autor (2026)

A comparação com os resultados do tópico 5.2.1 é evidente. Enquanto a energização direta provocava picos de corrente de elevada magnitude, a utilização do Soft

Start manteve a corrente no ramal do GLOG em patamares controlados, sem ultrapassar significativamente os valores nominais, mesmo durante o período transitório.

5.3 Atuação da Proteção

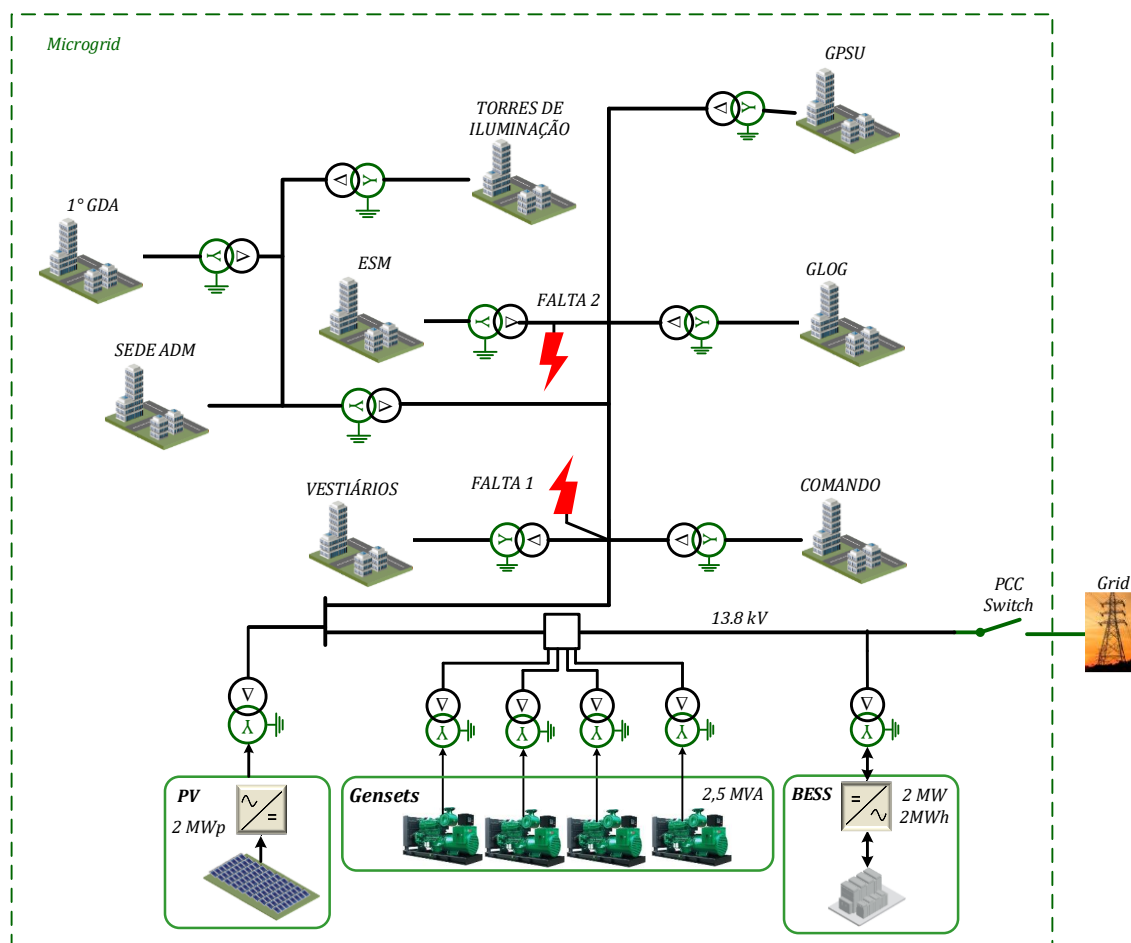
Para validar a seletividade e a eficácia do sistema de proteção proposto, foram realizadas simulações de faltas trifásicas em pontos estratégicos da microrrede. O objetivo desta análise é verificar se os relés, parametrizados para o nível de média tensão (13.8 kV), são capazes de detectar e isolar defeitos tanto nos alimentadores principais quanto nas subestações específicas.

5.3.1 Definição dos cenários de falta

A Figura 22 apresenta o diagrama unifilar da microrrede com a indicação dos dois cenários de falta simulados:

1. Cenário 1 (Falta no Ramal - Vestiários/Comando): Um curto-circuito trifásico aplicado no alimentador de média tensão que nutre o anel dos setores Vestiários e Comando. Este ponto foi escolhido para testar a proteção do condutor principal contra correntes elevadas próximas ao barramento de distribuição.
2. Cenário 2 (Falta na Subestação - ESM): Um curto-circuito aplicado nos terminais da subestação do ESM. Por se tratar de uma carga situada em uma extremidade radial da rede, este ponto é crítico para validar a sensibilidade da proteção, garantindo que o relé detecte a falta mesmo com a atenuação da corrente causada pela impedância dos cabos.

Figura 22 - Diagrama unifilar indicando os pontos de falta no Ramal Vestiários e na Subestação GPSU.



Fonte: Autor (2026)

5.3.2 Critério de ajuste dos relés (*Pickup*)

A parametrização da corrente de partida dos relés considerou as características de carga instalada e o nível de tensão de operação. Ressalta-se que, embora as cargas operem em baixa tensão, a proteção está instalada no lado primário dos transformadores. Dessa forma, as correntes de carga foram refletidas para o primário para a definição dos ajustes:

- Ajuste para Subestação ESM: A carga instalada nesta subestação é de aproximadamente 125,7 kVA (124 kW e 21 kVAr). Refletida para o lado de 13,8 kV, a corrente nominal de operação é de 5,26 A. Para garantir robustez contra

correntes de *inrush* e transientes operacionais, adotou-se um ajuste de *pickup* de 50 A.

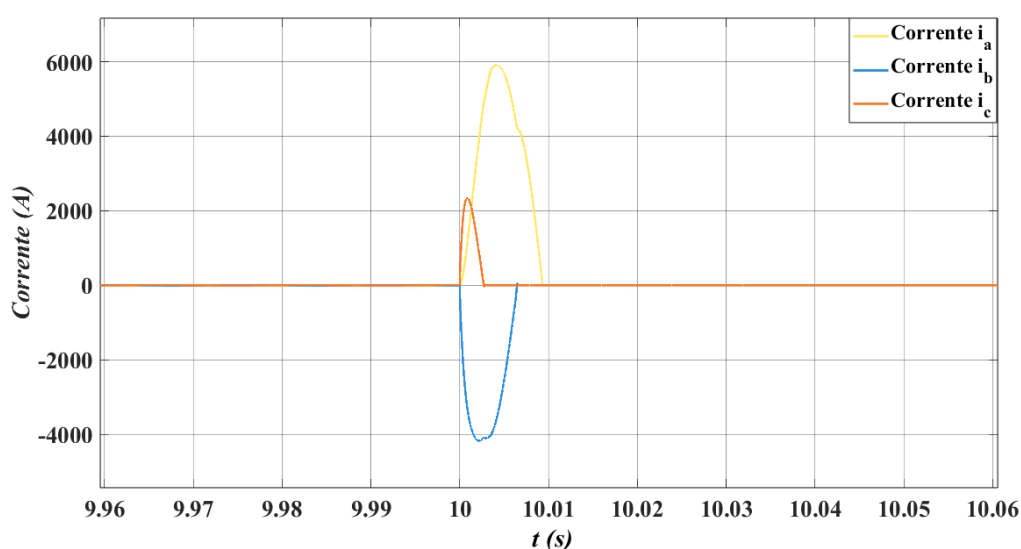
- Ajuste para Ramal Vestiários/Comando: A carga agrupada totaliza 139,1 kVA, resultando em uma corrente nominal primária de 5,82 A. Seguindo o mesmo critério de seletividade e segurança, manteve-se o ajuste da unidade instantânea (50) também em 50 A.

Esses valores asseguram que a proteção permaneça inativa durante a operação normal, mas atue instantaneamente diante das elevadas correntes de curto-circuito simuladas.

5.3.3 Análise do Cenário 1: Proteção do alimentador (Vestiários)

No primeiro cenário, simulou-se um curto-circuito franco no ramo que alimenta os vestiários. A Figura 23 apresenta a resposta do relé de proteção.

Figura 23 - Atuação da unidade instantânea (50) para falta no ramo Vestiários.



Fonte: Autor (2026)

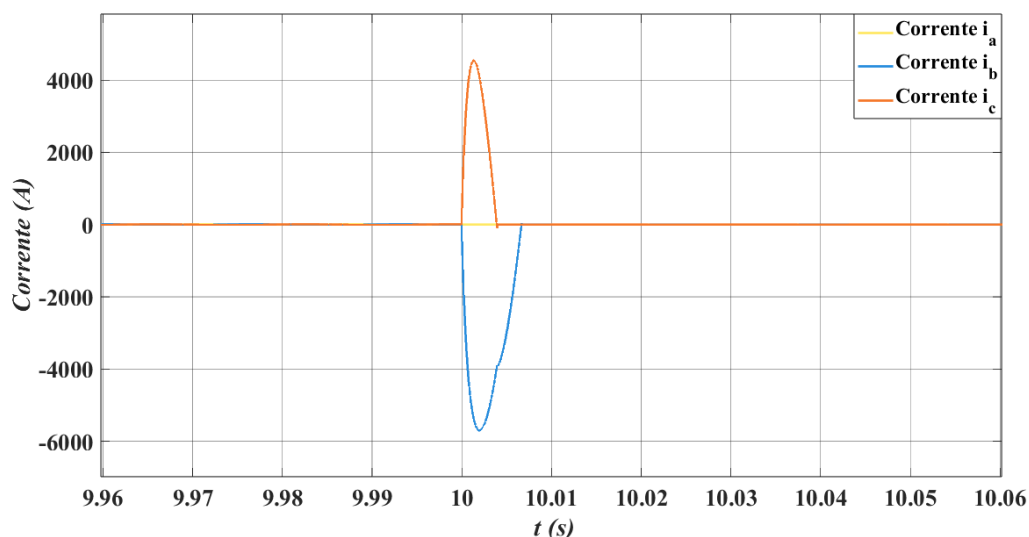
Observa-se que a corrente de falta superou rapidamente o limiar de 50 A ajustado. O relé atuou instantaneamente, enviando o comando de abertura ao disjuntor e isolando

o trecho defeituoso, o que comprova a eficácia da proteção para falhas de alta energia próximas ao barramento.

5.3.4 Análise do Cenário 2: Proteção da subestação ESM

No segundo cenário, a falta foi aplicada na subestação ESM. A Figura 24 exibe o comportamento da corrente e a atuação do disjuntor.

Figura 24 - Detecção e eliminação da falta na Subestação ESM.



Fonte: Autor (2026)

Neste caso, a corrente de curto-circuito atingiu valores na ordem de kA, ultrapassando largamente o *pickup* de 50 A definido para a proteção do ESM. O sistema operou conforme esperado, isolando a subestação e impedindo que o defeito se propagasse para os demais circuitos da microrrede. Isso demonstra que o ajuste padronizado é adequado tanto para os ramais quanto para as subestações de carga relevante.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho atingiu seu objetivo principal ao desenvolver e validar um modelo computacional dinâmico da Microrrede da Base Aérea de Anápolis, apto para simulação em tempo real na plataforma OPAL-RT. A implementação desta tecnologia demonstrou-se superior às simulações offline convencionais não pela capacidade de reproduzir os fenômenos em si, mas pela otimização significativa do tempo de simulação. A capacidade de processar modelos complexos com passos de tempo reduzidos permitiu a realização de múltiplos cenários de testes e validações de lógica de proteção de forma ágil, o que demandaria um esforço computacional e temporal inviável em plataformas convencionais.

A modelagem dos componentes no ambiente MATLAB/Simulink, estruturada através da separação em subsistemas (Mestre e Console) e do uso do algoritmo SSN, provou ser eficaz para garantir a estabilidade numérica sem comprometer a precisão. Os resultados do perfil de tensão corroboraram a fidelidade da simulação, assegurando que a resposta dinâmica do modelo refletisse a realidade operativa da microrrede.

Um dos pontos focais do estudo foi a análise das correntes de *Inrush* durante a energização dos transformadores. As simulações evidenciaram que a energização direta gera picos de corrente severos, capazes de sensibilizar indevidamente a proteção. A implementação da técnica de Soft Start provou ser uma solução robusta, eliminando os surtos de corrente e garantindo uma partida suave, preservando a vida útil dos equipamentos e a continuidade do fornecimento.

No tocante ao sistema de proteção, a validação da função de sobrecorrente instantânea (ANSI 50) foi conclusiva. Através da definição de cenários de falta estratégicos, no alimentador principal (Vestiários) e em uma subestação de ponta (ESM), e do cálculo criterioso dos ajustes de *pickup* refletidos para o primário, demonstrou-se a

seletividade e a sensibilidade do sistema. Os relés atuaram corretamente para isolar falhas de alta energia próximas ao barramento e também detectaram curtos-circuitos atenuados nas extremidades da rede, validando os parâmetros padronizados de 50 A definidos para a coordenação.

Em suma, este estudo confirma que a Simulação em Tempo Real é uma ferramenta indispensável para o planejamento e operação de infraestruturas críticas. A agilidade em simular vastos conjuntos de contingências em curtos intervalos de tempo constitui um ativo valioso para a segurança energética da REIBAAN, permitindo antecipar falhas e validar estratégias de mitigação antes da implementação física.

Como sugestão para a continuidade desta pesquisa, recomenda-se:

- Validação Experimental com HIL (Hardware-in-the-Loop): Realizar a integração de relés de proteção comerciais físicos ao ambiente de simulação em tempo real. Esta etapa permitirá testar a resposta e a sensibilidade dos equipamentos reais frente aos sinais de falta e transientes gerados pelo simulador OPAL-RT;
- Inserção de Fontes de Energia Distribuída: Expandir o modelo computacional desenvolvido para incluir sistemas de geração fotovoltaica e bancos de baterias (BESS). A adição destes componentes visa consolidar o conceito de Microrrede Inteligente na REIBAAN, permitindo a análise de novos cenários operacionais e de proteção.

REFERÊNCIAS

- [1] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury e P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, London: Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [2] J. L. Blackburn e T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, New York: Taylor & Francis Group, LLC., 2006.
- [3] L. Wang, J. Jatskevich, V. Dinavahi, H. W. Dommel, J. A. Martinez, K. Strunz, M. Rioual, G. W. Chang e R. Iravani, "Methods of Interfacing Rotating Machine Models in Transient Simulation Programs.," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, nº 2, pp. 891-903, 2010.
- [4] M. Narware e L. Solankee, "A Review on Microgrid Protection Technique," *International Research Journal of Engineering & Applied Sciences, IRJEAS*, vol. 8, nº 3, pp. 40-44, 2020.

-
- [5] J. Wang e R. Hamilton, "Analysis of Transformer Inrush Current and Comparison of Harmonic Restraint Methods in Transformer Protection.," *Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA*, n° 61, pp. 142-169, 2008.
- [6] J. Montoya, R. Brandl, K. Vishwanath, J. Johnson, R. Darbali-Zamora, A. Summers, J. Hashimoto, H. Kikusato, T. S. Ustun, N. Ninad, E. Apablaza-Arancibia, J. P. Bérard, M. Rivard, S. Q. Ali, A. Obu e K. Heussen, "Advanced laboratory testing methods using real-time simulation and hardware-in-the-loop techniques: A survey of smart grid international research facility network activities," *Energies*, vol. 13, n° 12, pp. 1-38, 2020.
- [7] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, pp. 18-28, 2010.
- [8] M. A. S. D. T. Ton, "The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative," *The Electricity Journal*, vol. 25, pp. 84-94, 2012.
- [9] R. H. Lasseter, "MicroGrids," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, pp. 305-308, 2002.
- [10] R. I. P. L. F. Katiraei, "Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 248-25, 2005.
- [11] J. C. V. J. M. L. G. d. V. M. C. J. M. Guerrero, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 158-172, 2011.

-
- [12] G. O. A. L. J. N. J. Peck, "Optimized Energy Management System to Reduce Fuel Consumption in Remote Military Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, pp. 4963-4971, 2017.
- [13] C. O. A. Z. T. S. Ustun, "Modeling of a Centralized Microgrid Protection System and Distributed Energy Resources According to IEC 61850-7-420," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 1560-1567, 2012.
- [14] S. J. Chapman, S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th ed., New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2012.
- [15] J. H. Harlow, *Electric Power Transformer Engineering*, 3rd ed., Boca Raton, FL: CRC Press, 2012.
- [16] K. J. F. J. H. Brunke, "Elimination of transformer inrush currents by controlled switching – Part I: Theoretical considerations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, p. 276–280, Apr 2001.
- [17] IEEE, "IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations," New York, NY, 2008.
- [18] IEC, "IEC 60255-151:2009: Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for overcurrent protection.," International Electrotechnical Commission, New York, 2009.
- [19] M. H. Rashid, *Power Electronics: Circuits, Devices, and Applications*, 4th ed., Saddle River, NJ: Pearson, 2014.

- [20] H. W. Dommel, "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, 1969.
- [21] M. O. Faruque, "Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, 1913-1925 Aug 2015.
- [22] REIBAAN, *E2.3 - Definição das funcionalidades da microrrede*, São Luís: UFMA, 2024.
- [23] A. N. d. E. E. (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 12," Brasília, Brasil, 2021.

APÊNDICE A - Tabela de Impedâncias da Rede REIBAAN

Barra		Descrição	Extensao (m)	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km
De	Para			Rp	Rm	Lp	Lm	Cp	Cm
1	-	Barra da EQTL - Circuito Equivalente de Thevenin	NA						
1	2	RS - Cabo de cobre 3#35 mm ² - 12/20 kV, 90°C, Blid. 2 Pontos (SE PRINCIPAL)	26	1,0860	0,3860	0,001806	0,001368	1,8783E-07	0,0000E+00
2	3	RS - Cabo de cobre 3#35 mm ² - 12/20 kV, 90°C, Blid. 2 Pontos (SE PRINCIPAL)	91	1,0860	0,3860	0,001806	0,001368	1,8783E-07	0,0000E+00
3	4	RC - Rede Compacta CA 3#50 mm ² - 15 kV, 2 cabos terra.	82.4	1,0217	0,1994	0,002150	0,001320	1,1435E-08	-2,9223E-09
3	6	RC - Rede Compacta CA 3#50 mm ² - 15 kV, 2 cabos terra.	103.91	1,0217	0,1994	0,002150	0,001320	1,1435E-08	-2,9223E-09
6	8	RC - Rede Compacta CA 3#50 mm ² - 15 Kv, 2 cabos terra.	182.07	1,0217	0,1994	0,002150	0,001320	1,1435E-08	-2,9223E-09
8	9	RC - Rede Compacta CA 3#50 mm ² - 15 kV , 2 cabos terra	20	1,0217	0,1994	0,002150	0,001320	1,1435E-08	-2,9223E-09
9	10	RS - Cabo de cobre 3#50 mm ² - 12/20 kV, 90°C, (Alimentação do QGMT)	30	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00
10	11	RS - Cabo de cobre 3#50 mm ² - 12/20 kV, 90°C (Alimetação do TF BESS),	30	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00
12	13	Alimentador de PCS/BESS, 0,6/1 kV (a definir)	10						
13	-	Barra do PCS do BESS (MODELO DO BESS)	NA	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00

10	14	Circuito de MT - Cabo de cobre 3#50 mm2 - 12/20 kV, 90°C	10	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00
14	15	Disjuntor de rede	NA						
15	16	Disjuntor dos GMGs	NA						
16	17	Circuito de MT - Cabo de cobre 3#25 mm2 - 12/20 kV, 105°C, (Alimentação do TF do GMG1)	15						
17	18	TF GMG1- 750 kVA, 13.8 kVA/440V, YNd1	NA						
18	19	Circuito de BT - Cabo de alumínio F4#185 mm2+N2#185 mm2 - 0,6/1 kV	15						
19	-	Barra do disjuntor do GMG1	NA						
16	20	Circuito de MT - Cabo de cobre 3#25 mm2 - 12/20 kV, 105°C (Alimentação do TF do GMG2)	15						
20	21	TF GMG2 - 750 kVA, 13.8 kVA/440V, YNd1	NA						
21	22	Circuito de BT - Cabo de alumínio F4#185 mm2+N2#185 mm2 - 0,6/1 kV	15						
22	-	Barra do disjuntor do GMG2	NA						
16	23	Circuito de MT - Cabo de cobre 3#25 mm2 - 12/20 kV, 105°C (Alimentação do TF do GMG3)	15						
23	24	TF GMG3 - 750 kVA, 13.8 kVA/440V, YNd1	NA						
24	25	Circuito de BT - Cabo de alumínio F4#185 mm2+N2#185 mm2 - 0,6/1 kV	15						
25	-	Barra do disjuntor do GMG3	NA						
16	26	Circuito de MT - Cabo de cobre 3#25 mm2 - 12/20 kV, 105°C (Alimentação do TF do GMG4)	15						

26	27	TF GMG4 - 750 kVA, 13.8 kV/440V, YNd1	NA						
27	28	Circuito de BT - Cabo de alumínio F4#185 mm2+N2#185 mm2 - 0,6/1 kV	15						
28	-	Barra do disjuntor do GMG4	NA						
15	29	Cabo MT - 3#50 mm2 - 12/20 kV, 90°C (Intrerligação das barras QTA - MT e QGMT)	10	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00
29	30	RS - 3#50 mm2 - 12/20 kV, 90°C (Poste de saída da SE REIBAAN)	30	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00
29	31	Cabo de MT - 3#25 mm2 - 12/20 kV, 105 °C (Alimentação do TF ZIG-ZAG)	30						
31	-	Barra do TF ZIG-ZAG	NA						
29	32	Cabo MT - 3#25 mm2 - 12/20 kV, 105 °C (Alimentação do TF Auxiliar)	30						
32	33	TF Auxiliar - 45 kVA, 13.8 kV/ 380 V, Dyn1	NA						
33	-	Barra de Carga Auxiliar	NA						
29	34	Rede MT - 3#50 mm2 - 12/20 kV 90°C (Alimentação do TF da UFV)	30	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E-07	0,0000E+00
34	35	TF UFV - 2000 kVA, 13.8 kVA/800V, Dy1	NA						
35	36	Alimentador de BT da UFV, 0,6/1 kV (a definir)							
36	-	Barra de BT da UFV	NA						
30	37	RC - 3#50 mm2 - 13.8 kV, nova, so 1 o cabo mensageiro aterrado (Conexão da SE REIBAAN com a area das cargas da microrrede)	480	0,9532	0,1309	0,002307	0,001477	1,0651E-08	-3,6172E-09
37	38	RAN - 3#1/0 AWG + 1T 4AWG - 13.8 kV (Conexão p/ o poste de descida p/ GLOG)	45	0,8231	0,1268	0,002480	0,001140	8,4590E-09	-2,0605E-09
38	40	RS - 3#50 mm2 - 12/20 kV, 105 °C (Alimentação do QMT GLOG)	100						

40	41	Cabo MT - 3#50 mm ² - 12/20 kV, 105 °C (Alimentação do TF de 2 MVA do GLOG)	10						
41	42	TF GLOG - 2000 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
42	43	Bus Way de interligação com o QGBT do GLOG							
43	-	Barra do QGBT do GLOG	NA						
40	44	RS MT - 3#50 mm ² - 12/20 kV, 90 °C (Alimentação do TF do GPSU)	262	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E- 07	0,0000E+00
44	45	TF GPSU - 750 kVA, 13.8 kV/220 V, Dyn1	NA						
45	46	Interligação do TF com barra de BT das cargas do GPSU (observar Nota7 do desenho) - 3 F9#240mm ² +1N 9#240 mm ² , em cobre	10						
46	-	Barra de carga do GPSU	NA						
40	47	RS MT - 3#50 mm ² - 12/20 kV, 90 °C (Alimentação do TF do ESM)	217	0,8786	0,3835	0,001779	0,001365	2,0872E- 07	0,0000E+00
47	48	TF ESM - 750 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
48	49	Interligação do TF com disjuntor geral de BT a implantar no circuito do ESM (observar Nota 8 do desenho) - 3F 6#150 + 1N 6#150 mm ²	10						
49	-	Barra de carga do ESM	NA						
38	50	RAN - 3#1/0 AWG + 1T 4AWG - 13.8 kV (Conexão p/ o poste de descida p/ o COMANDO)	18	0,8231	0,1268	0,002480	0,001140	8,4590E- 09	-2,0605E- 09
50	51	RS - 3#2 AWG 8.7/15 kV (Alimentação do TF do COMANDO)	42	0,9784	0,3472	0,000879	0,000445	3,5368E- 07	0,0000E+00
51	52	TF CMD - 300 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
52	-	Barra de carga do COMANDO	NA						

50	53	RAN - 3#1/0 AWG + 1T 4AWG - 13.8 kV (Conexão p/ o poste de descida p/ o Vestibário)	16	0,8231	0,1268	0,002480	0,001140	8,4590E-09	-2,0605E-09
53	54	RS - 3#25mm ² 12/20 kV, 105 °C (Alimentação do TF do Vestibário)	120						
54	55	TF Vestibário - 112,5 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
55	-	Barra de carga do Vestibário	NA						
53	39	RAN - 3#1/0 AWG + 1T 4 AWG - 13.8 kV (Conexão p/ o poste de saída da extensão de rede que vai para ADM, GDA, IL pátio)	8	0,8231	0,1268	0,002480	0,001140	8,4590E-09	-2,0605E-09
39	56	RC - Rede Compacta com CA coberto, 3#50 mm ² - 13.8 kV, com 1 cabo mmessageiro de aço, 10 mm diâmetro	330	0,9532	0,1309	0,002307	0,001477	1,0651E-08	-3,6172E-09
56	57	RC - Rede Compacta com CA coberto, 3#50 mm ² - 13.8 kV, com 1 cabo mmessageiro de aço, 10 mm diâmetro	8	0,9532	0,1309	0,002307	0,001477	1,0651E-08	-3,6172E-09
57	58	RC - Rede Compacta com CA coberto, 3#50 mm ² - 13.8 kV, com 1 cabo mmessageiro de aço, 10 mm diâmetro	8	0,9532	0,1309	0,002307	0,001477	1,0651E-08	-3,6172E-09
58	59	RS-3#25mm ² 12/20 kV, 105 °C (novo alimentação do TF ADM)	137						
59	60	TF ADM - 500 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
60	61	RS – 3F(4#185)+1N(4#185) mm ² 0,6/1kV	40						
59	-	Barra de carga do ADM	NA						
56	62	RS - 3#35mm ² (8,7/15 kV), 105 ° C (Alimentação da caixa de conexão, próxima a pista de pouso e decolagem do caças)	85	0,7582	0,0592	0,002531	0,002144	2,8927E-07	0,0000E+00
62	63	RS-3#50mm ² 8,7/15/20 kV, 105 °C (alimentador do TF do 1° GDA)	135	0,5762	0,0592	0,002780	0,002414	3,2627E-07	0,0000E+00

63	64	TF 1o GDA - 1000 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
64	65	Cabo isolado de BT que alimenta as cargas do 1o GDA, 3F 4#240mm2 + 1N 4#240 mm2).	20						
63	-	Barra de carga do 1o GDA	NA						
62	66	RS - 3#25mm2 (8,7/15 kV), 105 °C (Alimentação do TF da IP do Patio de aeronaves)	288						
66	67	TF Iluminação Pátio - 300 kVA, 13.8 kV/380 V, Dyn1	NA						
67	68	RS - 3F(2#240) + 1N(2#240) mm2 (0,6/1kV)	7						
66	-	Barra de carga da Iluminação do Pátio	NA						

ANEXO A - Memorial de Cálculo dos Parâmetros de Linha

1. Barra 001 – Equivalente de Thevenin do Sistema Elétrico Externo

✓ Dados disponibilizados pela EQTL-GO:

Tabela 3 – Valores de correntes de curtos-circuitos no ponto de entrega da SE BAAN

Corrente de curto-circuito trifásico		Corrente de curto-circuito monofásico	
$I_{CC3\phi}$ (A)	Fase θ_3 (graus)	$I_{CC1\phi}$ (A)	Fase θ_3 (graus)
2011,0	-56,14	981,3	-71,60

✓ Impedâncias de sequência positiva e negativa:

Fazendo-se $i_{CC3} = I_{CC3\phi} \times e^{j \times \theta_3}$, $i_{CC1} = I_{CC1\phi} \times e^{j \times \theta_1}$ e $V_F = \frac{13800V}{\sqrt{3}}$ tem-se:

$$Z_{1SE} = \frac{V_F}{i_{CC3}} = 2,2074 + j3,2900 (\Omega)$$

$$Z_{2SE} = Z_{1SE} = 2,2074 + j3,2900 (\Omega)$$

✓ Impedâncias de sequência zero:

$$Z_{0SE} = \frac{3 \times V_F}{i_{CC1}} - 2 \times Z_{1SE} = 3,2736 + j16,5325 (\Omega)$$

2. Cálculo das impedâncias dos circuitos com cabos subterrâneos de média tensão

Os cabos de média tensão, existentes ou a serem instalados e/ou modificados, para atender às instalações da REIBAAN, são sinterizados na Tabela 4. Os cabos existentes são todos da Marca PRYSMIAN. Para fins de determinação dos parâmetros elétricos da REIBAAN, considerou-se que os cabos a serem instalados também serão da marca Prysmian.

Os cálculos das impedâncias de sequências (positiva, negativa e zero) e das reatâncias capacitivas shunt de sequência (positiva, negativa e zero), das linhas montadas com esses cabos foram feitos com base em catálogos de condutores da PRYSMIAN e no documento “*Guia de dimensionamento de cabos isolados para Média Tensão*”, disponível em <https://conteudo.br.prysmian.com/guia-de-dimensionamento-media-tensao>, em 07/09/2025. Também foi considerado nos cálculos, onde aplicável, o que dispõe o livro “*Electrical transmission and distribution reference book*”, publicado pela WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION – 4th Edition, 1964, Pittsburgh, USA.

Observações:

✓ Os valores dos parâmetros consideram que a configuração da linha é em trifólio e em eletroduto não magnético.

- ✓ Foram aplicadas as devidas correções nos valores dos parâmetros fornecidos nas tabelas do “Guia de Dimensionamento da Prysmian”, acima citado, para levar em conta o efeito da blindagem metálica do cabo, quando aterrada em 1 ponto ou quando ela é multiterrada.
- ✓ Considerou-se, para os cálculos dos parâmetros de sequência zero, que a resistividade típica do solo do local é igual a 100 Ω.m durante o período de solo úmido e 1600 Ω.m durante o período de solo seco.
- ✓ Os valores das impedâncias de sequência negativa são os mesmos encontrados para a impedância de sequência positiva ($Z_2 = Z_1 = R_1 + j \times X_1$).
- ✓ As reatâncias capacitivas de sequências positiva, negativa e zero são iguais a reatância capacitiva shunt de cada linha para terra ($X_{C1} = X_{C2} = X_{C0} = X_C$).
- ✓ Para calcular L ou C, considerar $L = \frac{X_L}{\omega}$ e $C = \frac{1}{(X_C \omega)}$, com $\omega = 2\pi 60 \cong 377 \text{ rad./s}$.

Tabela 4 – Relação dos cabos de média tensão

Seção (mm ²)	Tipo de cabo	Tensão de Isolamento (kV)	Aterramento Blindagem	Local de Uso
25	Eprotenax Compact 105°C	8,7/15	Em 1 ponto	SE IL PÁTIO
25	Eprotenax Compact 105 °C	12/20	Em 2 pontos	SE REIBAAN e SE ADM (novos) e SE Vestiário (existente)
35	Eprotenax Compact 105°C	8,7/15	Em 1 ponto	Entre rede compacta nova e caixa de conexão de MT (antigo cabo reaproveitado da SE ADM)
35	Eprotenax 90°C	12/20	Em 2 pontos	Subestação Principal da BAAN
50	Eprotenax Compact 105°C	12/20	Em 2 pontos	Alimentador geral da SE GLOG
50	Eprotenax 90°C	12/20	Em 2 pontos	Saídas da SE GLOG para as SE GPSU e SE ESM e também na SE REIBAAN (onde 50 mm ² for indicado)
50	Eprotenax Compact 105°C	8,7/15	Em 1 pontos	Alimentador da SE 1° GDA
35(*)	Sintenax 70 °C	8,7/15	Em 2 pontos	SE COMANDO

(*) – O cabo existente é de 2 AWG (antigo, década de 1980) e será aproximado por um cabo de 35 mm², EPR 90 °C, 8,7/15 kV, para fins de extração de parâmetros elétricos para as simulações computacionais.

2.1 Cabo de cobre, 25 mm², 8,7/15 kV, Compact 105, blindagem aterrada em 1 ponto.

Resistividade do solo ρ(Ω.m)	$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	X_C (Ω.km)
100 (úmido)	0,9700+j0,1530	1,1477+j2,5898	1,1831	16,9266	10.178,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_C = X_{C1} = X_{C2} = X_{C0}$ b) Retorno da corrente de falta só pela terra.

2.2 Cabo de cobre, 25 mm², 12/20 kV, Compact 105, blindagem aterrada em 2 pontos.

Resistividade do solo $\rho(\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2 (\Omega/km)$	$Z_0 (\Omega/km)$	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$X_c (\Omega.km)$
100 (úmido)	0,9711+j0,1670	2,1453+j1,7211	2,2090	10,3074	13.953,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta pela (terra + blindagem).

2.3 Cabo de cobre, 35 mm², 8.7/15 kV, Compact 105, blindagem aterrada em 1 ponto.

Resistividade do solo $\rho(\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2 (\Omega/km)$	$Z_0 (\Omega/km)$	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$X_c (\Omega.km)$
100 (úmido)	0,6990+j0,1460	0,8767+j2,5709	1,2542	17,6090	9.170,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta só pela terra.

2.4 Cabo de cobre, 35 mm², 12/20 kV, Eprotenax 90, blindagem aterrada em 2 pontos.

Resistividade do solo $\rho (\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2 (\Omega/km)$	$Z_0 (\Omega/km)$	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$X_c (\Omega.km)$
100 (úmido)	0,7000+j0,1650	1,8579+j1,7123	2,6538	10,3787	14.122,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta pela (terra + blindagem).

2.5 Cabo de cobre, 50 mm², 12/20 kV, Compact 105, blindagem aterrada em 2 pontos.

Resistividade do solo $\rho (\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2 (\Omega/km)$	$Z_0 (\Omega/km)$	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$X_c (\Omega.km)$
100 (úmido)	0,5181+j0,1460	1,6878+j1,6978	3,2575	11,6306	10.122,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta pela (terra + blindagem).

2.6 Cabo de cobre, 50 mm², 12/20 kV, Eprotenax 90, blindagem aterrada em 2 pontos.

Resistividade do solo $\rho (\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2 (\Omega/km)$	$Z_0 (\Omega/km)$	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$X_c (\Omega.km)$
100 (úmido)	0,4951+j0,1560	1,6456+j1,6999	3,3240	11,8982	12.709,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta pela (terra + blindagem).

2.7 Cabo de cobre, 50 mm², 8.7/15 kV, Compact 105, blindagem aterrada em 1 ponto.

Resistividade do solo $\rho(\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2 (\Omega/km)$	$Z_0 (\Omega/km)$	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	$X_c (\Omega.km)$
100 (úmido)	0,5170+j0,1380	0,6947+j2,5485	1,3436	18,4673	8.130,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta só pela terra.

2.8 Cabo de cobre, 2 AWG, 15 kV, Sintenax 70 (PVC), blindagem aterrada em 2 pontos (SE Comando) – considerar os dados de impedâncias do Sintenax 70 °C, 35 mm², 8.7/15 kV, obtidas do livro *Manual de Instalações Elétricas (Patrocínio Pirelli), 2ª Edição, 1985, Ademaro Cotrim*.

Resistividade do solo ρ (Ω .m)	$Z_1 = Z_2$ (Ω /km)	Z_0 (Ω /km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	X_c (Ω .km)
100 (úmido)	0,6312+j0,1638	1,6726+j0.6666	2,6498	4,0686	7.500,0
1600 (seco)					

Observações: a) $X_c = X_{c1} = X_{c2} = X_{c0}$ b) Retorno da corrente de falta pela (terra + blindagem); c) Dados construtivos do condutor: diâmetro sobre o condutor (D_c): ~ 7,2 mm; diâmetro sobre a isolamento (D_i): ~ 16,5 mm; diâmetro externo final (D_e): ~ 23 mm; espessura da isolamento (E_i): 4,5 mm; espessura da cobertura (E_c): ~ 2,0 mm; seção da blindagem metálica: 16 mm² (em fita de cobre).

3. Impedâncias dos circuitos com cabos de baixa tensão – 380 V

Os cabos de baixa tensão, existentes ou a serem instalados, para atender às instalações da REIBAAN, são sinterizados na Tabela 5.

Os valores das impedâncias de sequências (positiva e negativa), foram obtidos com base em catálogos de condutores da PRYSMIAN e no documento “*Guia de dimensionamento de cabos isolados para baixa tensão*”, disponível em <https://conteudo.br.prysmian.com/guia-de-dimensionamento-baixa-tensao> (08/09/2025). Também foi considerado nos cálculos, onde aplicável, o que dispõe o livro “*Proteção e seletividade*”, Autoir Claudio Mardegan – 2ª Edição, 2022, Baruri, SP.

Observações:

- ✓ Os valores dos parâmetros consideram que a configuração do circuito é em trifólio e em eletroduto não magnético.
- ✓ Os valores das impedâncias de sequência negativa são os mesmos encontrados para a impedância de sequência positiva ($Z_2 = Z_1 = R_1 + j \times X_1$).
- ✓ Para as impedâncias de sequência zero, supõe-se que retorno da corrente de falta a terra se dá pelo condutor neutro ou pelo condutor de proteção, de modo que são adotadas as relações práticas sugeridas no livro “*Proteção e seletividade*”, de Claudio Mardegan: $R_0 = R_1 + 3 \times R_{neutro}$ e $X_0 = 3 \times X_1$
- ✓ As reatâncias capacitivas shunt são consideradas infinitas, tendo em vista o baixo nível de tensão (380 V) e os reduzidos comprimentos dos circuito. Neste caso, considerar $C \cong 0 F/m$ $X_c \rightarrow \infty$ no modelamento do sistema para fins de simulações computacionais e cálculos das correntes de curtos-circuitos.

Tabela 5 – Relação dos cabos de baixa tensão

Seção (mm ²)	Tipo de cabo	Tensão (kV)	Local de Uso
3F(4#185)+1N (2#185) mm ²	Alumínio-HEPR 90°C	0.6/1	Geradores a diesel e Transformadores na SE REIBAAN

3F(9#240)+1N (9#240) mm ²	Cobre HEPR 90°C	0.6/1	Alimentador do QGBT do GPSU
3F(6#150)+1N (6#150) mm ²	Cobre HEPR 90°C	0.6/1	Alimentador de QGBTs no ESM
3F(4#185)+1N (4#185) mm ²	Cobre HEPR 90°C	0.6/1	Alimentador do QGBT do prédio ADM
3F(4#240)+1N (4#240) mm ²	Cobre HEPR 90°C	0.6/1	Entre o Transformador e o QTA do 1° GDA
3F(2#240)+1N (2#240) mm ²	Cobre HEPR 90°C	0.6/1	Alimentador do QGBT da SE IL Pátio.

3.1 Circuito com 3F(4#185)+1N(2#185) mm² em Alumínio

$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
0,0525 + j0,0250	0.3675 + j0.0750	7,000	3,000

3.2 Circuito com 3F(9#240)+1N(9#240) mm² em Cobre

$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
0,0122 + j0,0100	0,0489 + 0,0300i	4,000	3,000

3.3 Circuito com 3F(6#150)+1N(6#150) mm² em Cobre

$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
0,0283 + j 0,0167	0,1133 + j0,0500	4,000	3,000

3.4 Circuito com 3F(4#185)+1N(4#185) mm² em Cobre

$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
0,0350 + j0,0250	0,1400 + j0,0750	4,000	3,000

3.5 Circuito com 3F(4#240)+1N(4#240) mm² em Cobre

$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
0,0275 + j0,0225	0,1100 + j0,0675	4,000	3,000

3.6 Circuito com 3F(2#240)+1N(2#240) mm² em Cobre

$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
0,0550 + j0,0450	0,2200 + j0,1350	4,000	3,000

4. Trecho de rede aérea normal de 13.8 kV, com cabo de alumínio com alma de aço (CAA) 1/0 AWG e cabo de terra em alumínio sem alma de aço (CA) de 4 AWG.

Este trecho de rede é montado em estrutura de rede de distribuição normal, em poste de concreto de seção cônica, de altura 11m, com cabo de alumínio com alma de aço, não isolado (nu), de seção 1/0 AWG, com condutor de aterramento distribuído ao longo de todo trecho da rede, montado com cabo de alumínio nu de 4 AWG, fixado no poste a 6.5 m com relação ao nível do solo. Os parâmetros elétricos foram calculados usando a ferramenta Powergui-Line Parameter Calculator do MATLAB/SIMULINK. Os resultados, considerando a resistividades do solo com valores 100 Ω .m e 1600 Ω .m são apresentados na tabela a seguir. A resistência de 100 Ω .m é utilizada normalmente quando não se tem informações precisas do valor real da resistividade do solo. Esse valor foi considerado como sendo a resistividade do solo da BAAN durante o período chuvoso (solo úmido). Já o valor de resistividade solo igual a 1600 Ω .m foi o valor medido para o período seco (setembro/2025).

Resistividade do solo ρ (Ω .m)	$Z_1 = Z_2$ (Ω /km)	Z_0 (Ω /km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	X_{C1} e X_{C1} ($k\Omega$.km)	X_0 ($k\Omega$.km)
100 (úmido)	0,6963+j0,5052	1,0768+j1,7945	1,5465	3,5522	252,16	611,48
1600 (seco)	0,6962+j0,5053	1,1812+j1,9981	1,6965	3,9552	252,16	611,47

5. Trecho de rede aérea compacta existente, com cabo de alumínio coberto de 50 mm², com cabo mensageiro de aço galvanizado e aterrado de \varnothing 3/8” e cabo de terra em alumínio sem alma de aço (CA), seção 4 AWG.

Este trecho de rede é montado em formato de rede de distribuição compacta, em poste de concreto de seção cônica, de altura 11m, com cabo de alumínio coberto, de seção 50 mm², com condutor mensageiro de aço galvanizado e aterrado de diâmetro 3/8” e condutor de aterramento, distribuído ao longo de todo trecho da rede, montado com cabo de alumínio nu de 4 AWG, fixado no poste a 6.5 m com relação ao nível do solo. Os parâmetros elétricos foram calculados usando a ferramenta Powergui-Line Parameter Calculator do MATLAB/SIMULINK. Os resultados, considerando as resistividades do solo com valores iguais 100 Ω .m e 1600 Ω .m são apresentados na tabela a seguir. As resistividades 100 Ω .m e 1600 Ω .m correspondem às resistências do solo da BAAN nos períodos úmido e seco, respectivamente. No cálculo das capacitâncias, foi desconsiderado o efeito da cobertura de XLPE sobre o condutor, ou seja, os condutores modelados como condutores nus em relação à terra.

Resistividade do solo $\rho(\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	X_{C1} e X_{C1} ($k\Omega.km$)	X_0 ($k\Omega.km$)
100 (úmido)	0,8223+j0,3129	1,4205+j1,8058	1,7274	5,7711	184,76	474,52
1600 (seco)	0,8223+j0,3129	1,5632+j1,9415	1,9009	6,2048	184,76	474,52

6. Trecho de rede aérea compacta a implantar, com cabo de alumínio coberto de 50 mm², com cabo mensageiro de aço galvanizado de diâmetro (\emptyset) 10 mm, sem cabo de terra extra.

Este trecho de rede também é montado em formato de rede de distribuição compacta, em poste de concreto de seção cônica, de altura 11m, com cabo de alumínio coberto, de seção 50 mm², com condutor mensageiro de aço galvanizado e aterrado de diâmetro 10 mm. Os parâmetros elétricos foram calculados usando a ferramenta Powergui-Line Parameter Calculator do MATLAB/SIMULINK. Os resultados, considerando as resistividades do solo com valores iguais 100 $\Omega.m$ e 1600 $\Omega.m$, são apresentados na tabela a seguir. As resistividades 100 $\Omega.m$ e 1600 $\Omega.m$ correspondem às resistividades do solo da BAAN nos períodos úmido e seco, respectivamente. No cálculo das capacitâncias, foi desconsiderado o efeito da cobertura de XLPE sobre o condutor, ou seja, os condutores modelados como condutores nus em relação à terra.

Resistividade do solo $\rho(\Omega.m)$	$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω/km)	$\frac{R_0}{R_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$	X_{C1} e X_{C1} ($k\Omega.km$)	X_0 ($\Omega.km$)
100 (úmido)	0,8223+j0,3129	1,2150+j1,9830	1,4775	6,3373	185,91	776,38
1600 (seco)	0,8223+j0,3129	1,3215+j2,1828	1,6070	6,9759	185,91	776,38

ANEXO B - Levantamento dos Parâmetros dos Transformadores

Subestação	Modo de Instalação	Meio Refrigerante	Potência (kVA)	Tensões (kV/V)	Diagrama fasorial	Ze _q (%)	Perdas em vazio (kW)	Corrente de excitação (%)	Perdas totais (kW)	R _m (pu)	Z _{oc} (pu)	X _m (pu)	P _{cc} (kW)	Req (%)	Xeq (%)	R1 = R2 (pu)	X1 = X2 (pu)
GLOG	Abrigada	A ÓLEO	2000	13.8/380	Dyn1	6,05%	5,30	1,40%	22,50	377,36	71,43	72,74	17,20	0,86%	5,99%	0,004300	0,029943
COMANDO	Abrigada	A ÓLEO	300	13.8/380	Dyn1	3,59%	0,58	1,90%	3,27	517,24	52,63	52,91	2,69	0,90%	3,48%	0,004483	0,017381
GPSU	Pedestal	A ÓLEO	750	13.8/220	Dyn1	5,88%	1,40	1,50%	15,00	535,71	66,67	67,19	13,60	1,81%	5,59%	0,009067	0,027967
ESM	Pedestal	A ÓLEO	750	13.8/380	Dyn1	5,88%	1,30	1,60%	15,70	576,92	62,50	62,87	14,40	1,92%	5,56%	0,009600	0,027788
VESTIÁRIO	Pedestal	A ÓLEO	112,5	13.8/380	Dyn1	3,42%	0,28	2,50%	1,52	401,79	40,00	40,20	1,24	1,10%	3,24%	0,005511	0,016188
1º GDA	Abrigada	A SECO	1000	13.8/380	Dyn1	5,83%	2,90	1,50%	14,60	344,83	66,67	67,95	11,70	1,17%	5,71%	0,005850	0,028557
ADM	Pedestal	A SECO	500	13.8/380	Dyn1	5,00%	1,30	1,60%	6,40	384,62	62,50	63,34	5,10	1,02%	4,89%	0,005100	0,024474
ILU. PÁTIO	ABRIGADA	A SECO	300	13.8/380	Dyn1	5,48%	1,30	2,00%	5,80	230,77	50,00	51,22	4,50	1,50%	5,27%	0,007500	0,026354
BESS	CONTÊINER	A SECO	2000	13.8/600	Dd0	6,02%	4,97	0,39%	20,69	402,59	258,40	336,96	15,72	0,79%	5,97%	0,003931	0,029842
UFV	SKID	A SECO	2000	13.8/382	Dy1	5,99%	4,52	0,29%	21,57	442,85	344,83	549,57	17,05	0,85%	5,93%	0,004263	0,029645
ECG/CANIL	AÉREA/POSTE	A ÓLEO	45	13.8/380	Dyn1	3,50%	0,14	3,20%	0,76	321,43	31,25	31,40	0,62	1,38%	3,22%	0,006889	0,016087

Observação:

1 - Os transformadores são todos trifásicos.

2 - Os valores de Z_{cc} (%) foram obtidos das placas dos trafos existentes, exceto em ADM e CANIL, que foram obtidos a partir de dados típicos para trafos das potências indicadas.

3 - Os dados dos trafos do BESS e UFV foram considerados em pu iguais aos dos trafos do BESS e UFV do CLA.

4 - Os dados de perdas e das correntes de excitação foram obtidos de folhas técnicas de trafos da WEG para as mesmas potências e aplicações (exceto BESS e UFV, cujos dados foram fornecidos pela WEG para o CLA).

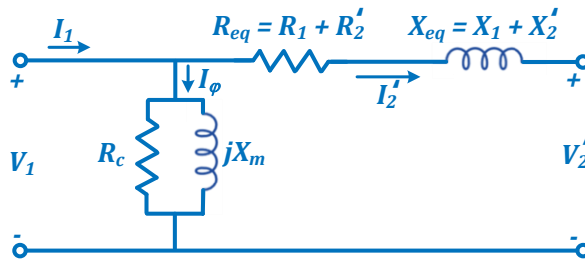
ANEXO C - Memória de Cálculo dos Transformadores

As folhas de dados disponíveis na internet por alguns fabricantes de transformadores (por exemplo, a WEG), disponibilizam dados de ensaios típicos, os quais permitem encontrar (estimar) os parâmetros do circuito equivalente de um transformador (Figura 25) existente na planta.

Dados geralmente disponibilizados nas folhas de dados de transformadores:

- ✓ Impedância de curto-circuito percentual (Z_{cc});
- ✓ Perdas em vazio (P_{OC});
- ✓ Corrente de excitação percentual ou corrente em vazio (I_{OC});
- ✓ Perdas no ensaio de curto-circuito (P_{SC});
- ✓ Perdas totais em carga nominal (P_{LOAD});
- ✓ Quando as perdas de curto-circuito não são fornecidas na folha de dados, elas podem aproximadas por $P_{SC} = P_{LOAD} - P_{OC}$.

Figura 25 – Circuito por fase de um transformador referido ao lado primário



As equações para determinar R_c e X_m com base nas medições em circuito aberto são:

$$R_c = \frac{V_{OC}^2}{P_{OC}}; \quad |Z_{OC}| = \frac{V_{OC}}{I_{OC}}; \quad X_m = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{|Z_{OC}|}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_c}\right)^2}}$$

As equações para determinar R_{eq} e X_{eq} com base nas medições em circuito aberto são:

$$R_{eq} = \frac{P_{SC}}{I_{SC}^2}; \quad |Z_{eq}| = \frac{V_{SC}}{I_{SC}}; \quad X_{eq} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{|Z_{eq}|}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_{eq}}\right)^2}}$$

-
1. Considerando que o ensaio de circuito aberto é realizado, por norma, na tensão nominal ($V_{OC} = 1 \text{ pu}$), tem-se que:

a. $R_C(\text{pu}) = \frac{1}{P_{OC}(\text{pu})}$;

b. $Z_{OC}(\text{pu}) = \frac{1}{I_{OC}(\text{pu})}$;

c. $R_m(\text{pu}) = R_C(\text{pu})$

d. $X_m(\text{pu}) = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{Z_{OC}}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_m}\right)^2}}$.

2. Considerando que o ensaio de curto-circuito é realizado, por norma, na corrente nominal ($I_{SC} = 1 \text{ pu}$), tem-se que:

a. $R_{eq}(\text{pu}) = P_{SC}(\text{pu})$;

b. $Z_{eq}(\text{pu}) =$ valor fornecido na placa ou na folha de dados do transformador

c. $X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2}$.

Lembrando que:

$$P_{OC}(\text{pu}) = \frac{P_{OC}(\text{kW})}{\text{kVA nominal do trafo}}$$

$$P_{SC}(\text{pu}) = \frac{P_{SC}(\text{kW})}{\text{kVA nominal do trafo}}$$

Para entrar com os dados no SIMULINK, em pu, considere:

- R_m o valor determinado 1.c;
- X_m o valor determinado 1.d;
- $R_1 = R_2 = \frac{R_{eq}}{2}$, com R_{eq} calculado em 2.a;
- $X_1 = X_2 = \frac{X_{eq}}{2}$, com X_{eq} calculado em 2.c.