

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**



ALINE DA CONCEIÇÃO ANDRADE

**ENGENHARIA BÁSICA
PARA CONEXÃO DE AGENTES GERADORES EM REGIME
PERMANENTE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

VITÓRIA – ES
Outubro, 2016

ALINE DA CONCEIÇÃO ANDRADE

**ENGENHARIA BÁSICA
PARA CONEXÃO DE AGENTES GERADORES EM REGIME
PERMANENTE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Aline da Conceição Andrade**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em, 03 de outubro de 2016.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Orientador

Eng.º Victor Lodi
EDP - Energias do Brasil SA
Coorientador

Prof. Dr. Paulo J. M. Menegáz
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Comissão Avaliadora

Eng.º José Romeu Dellacqua
Comissão Avaliadora

VITÓRIA – ES
Outubro, 2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai, exemplo de amor aos estudos e superação. À minha mãe, pelo amor, cuidado e palavras de conforto em momentos difíceis. À minha irmã, Juliana, onde sempre encontro amizade, incentivo e parceria. Tudo o que sou começa e termina em vocês. Porto seguro.

Ao meu namorado e parceiro pra vida toda, Eduardo, pelo amor, companheirismo, compreensão e suporte. E pelos tantos jogos zerados enquanto me fazia companhia nos estudos.

Aos professores e funcionários da UFES pelo conhecimento compartilhado. Aos meus orientadores, Lucas e Victor, pela atenção e pelo suporte incrível. Aos colegas de curso, por compartilharem os momentos de dificuldades e conquistas e, principalmente, pelas provas antigas.

Aos tios Beto e Marcelo, e famílias, pelo apoio. Às meninas da república, por compartilharem alegrias, dilemas e esfirras.

Aos colegas da EDP Escelsa e da Biancogrês, pelo exemplo enquanto profissionais e pela disposição e entusiasmo em me ensinar a engenharia na prática. Obrigada por me tornarem uma profissional melhor, a nível técnico, ético e de segurança.

Por fim, agradeço aos demais amigos, pela torcida, palavras de apoio e por acreditarem em mim.

RESUMO

Este projeto consiste na elaboração de uma ferramenta de auxílio no dimensionamento de transformadores de aterramento, TAs, utilizando o Microsoft Excel. Os transformadores de aterramento são necessários em pontos de conexão entre o sistema de distribuição de energia elétrica e um autogerador de energia elétrica, de modo a promover o correto funcionamento do sistema de proteção, impedindo que faltas sejam sustentadas e dispositivos sejam danificados.

O produto final é uma tabela dinâmica que, dadas as informações do sistema e do acessante, calcula e exibe o comportamento do sistema sob falta para uma faixa de possíveis configurações de um TA, de modo que a configuração que gera um comportamento adequado deve ser adotada como um dimensionamento coerente para a aplicação em questão.

Toda a modelagem e elaboração da tabela são embasadas na teoria de componentes simétricas, na rotina do Departamento de Estudos de Proteção da EDP Escelsa, no estudo de dispositivos e sistemas de proteção e na linguagem de programação Visual Basic, VBA. Esta ferramenta provê ganho de tempo, confiabilidade e abrangência de análise na rotina de dimensionamento de um TA.

Palavras-chave: Transformador de Aterramento, Geração Distribuída, Dimensionamento de TA, Componentes Simétricas, Proteção de Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

This project aimed to develop a tool to aid in the design of grounding transformers, GTs, using Microsoft Excel. Grounding transformers are required in connection points between the electricity distribution system and a self-generator, in order to promote the proper functioning of the protection system, avoiding ground fault to be sustained and devices to be damaged.

The final product is a Pivot table that once given the information of both energy system and party accessing, calculates and presents the system behaviour during a phase-to-ground fault for a range of possible configurations of a GT, so that the configuration that generates appropriate behaviour should be adopted as a coherent design for the application under consideration.

The whole modelling and implementation process of the table are based on the symmetrical components theory, together with the routine of the Protection Studies Department of EDP Escelsa, the study of devices and protection systems and the programming language Visual Basic, VBA. This tool provides time savings, reliability and comprehensive analysis in a GT sizing routine.

Keywords: Grounding transformer, Distributed Generation, Grounding Transformer Sizing, Symmetrical Components, Power System Protection.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação de configuração dos transformadores da rede de distribuição	10
Figura 2- Configuração de sistema com geração distribuída.....	13
Figura 3 - Modelagem de sequências para gerador síncrono	22
Figura 4 - Representação do Transformador de Aterramentos Em Zig-Zag.....	25
Figura 5 – Esquema de SEP em condição de falta	27
Figura 6 - Modelo de componentes simétricas para curto-circuito monofásico	28
Figura 7 - Estrutura Básica de um esquema de proteção.....	31
Figura 8 - Esquema de Ligação do relé 59N	33
Figura 9 - Curva de suportabilidade do para-raios.....	35
Figura 10 - Configuração de Conexão de Agente Gerador em Paralelismo	38
Figura 11 - Componentes simétricas da situação modelada para uma fase	41
Figura 12 - Componentes simétricas da fase a em condição de falta	42
Figura 13 - Representação do sistema para o Caso 1	43
Figura 14 - Representação do sistema para o Caso 2	44
Figura 15 - Representação do sistema para o Caso 3	45
Figura 16 - Representação do sistema para o Caso 4	46
Figura 17 - Fluxograma do Algoritmo de Dimensionamento do TA	47
Figura 18 - Tabela de Dimensionamento do TA: Tela Principal	48
Figura 19 - Tabela de Dimensionamento do TA: Tela de Resultados	51
Figura 20 - Tabela de Dimensionamento do TA: Tela Manual do Usuário	53
Figura 21 - Fluxograma da Navegação da Tabela de Dimensionamento do TA	54
Figura 22 - Dados de Entrada da CBF Indústria de Gusa	57
Figura 23 – Cliente CBF: Comportamento do sistema sob falta monofásica.....	58
Figura 24 - Comportamento do sistema para dimensionamento escolhido para o cliente CBF	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
Escelsa	Espírito Santo Centrais Elétricas SA
EDP	Energias de Portugal S.A.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia do Sistema Elétrico Nacional
R_N	Resistência de neutro do transformador de aterramento
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TA	Transformador de aterramento
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
X_{TA}	Reatância do transformador de aterramento por fase
Z_F	Impedância de Falta

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	8
2	JUSTIFICATIVA	12
	2.1 Justificativa da necessidade do TA.....	12
	2.2 Justificativa da automatização do processo de dimensionamento do TA	15
3	OBJETIVO.....	17
	3.1 Objetivo geral	17
	3.2 Objetivos específicos	17
4	EMBASAMENTO TEÓRICO	18
	4.1 Curto circuito.....	18
	4.1.1 Componentes simétricas	18
	4.1.1.1 Gerador Síncrono	21
	4.1.1.2 Linha de Transmissão.....	23
	4.1.1.3 Transformador	23
	4.1.2 Curto circuito Monofásico	26
	4.2 Proteção de SEP.....	28
	4.2.1 Visão Geral.....	28
	4.2.2 Principais Equipamentos de Proteção	30
	4.3 Procedimentos para acesso de geração distribuída ao sistema	36
5	MODELAGEM	41
	5.1 Caso 1 – Barra do cliente / Cliente.....	43
	5.2 Caso 2 - Barra do cliente / Cliente e concessionária.....	44
	5.3 Caso 3 - Barra da concessionária / Cliente	44
	5.4 Caso 4 - Barra da concessionária / Cliente e concessionária	45
6	IMPLEMENTAÇÃO DA ROTINA	47
7	RESULTADOS	55
	7.1 Análise de resultados.....	55
	7.2 Validação de dados.....	55
	7.3 Estudo de Caso.....	56
8	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	60
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

1 INTRODUÇÃO

Desde a geração até a sua chegada a consumidores de pequeno, médio e grande porte, a energia elétrica passa pelos sistemas de transmissão e distribuição. Nesse caminho, onde inúmeros acidentes de percurso podem acontecer, a proteção de sistemas elétricos é responsável por atenuar os efeitos das perturbações no sistema, ou evitá-las quando possível. O sistema de proteção de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto por mecanismos de monitoramento e controle para detectar anomalias e atuar da forma mais adequada o mais rápido possível, minimizando assim o custo de reparação de estragos, a probabilidade de propagação do defeito e o tempo de interrupção do fornecimento de energia.

Órgãos como o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), juntamente com os Procedimentos de Distribuição de Energia do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), são responsáveis por normatizar alguns procedimentos que garantem a proteção eficiente do sistema e garantir que os mesmos sejam cumpridos pelas concessionárias. Em contrapartida, as concessionárias possuem um setor dedicado a estudar a melhor forma de aplicar essas normas ao seu contexto e garantir o correto funcionamento dos mecanismos de proteção do sistema.

Além das centrais geradoras principais, que são as grandes hidrelétricas e termelétricas responsáveis por suprir as demandas regionais e/ou nacionais, existe a geração distribuída, termo que caracteriza casos onde o consumidor é capaz de gerar energia elétrica e ainda exportar o excedente para a rede de distribuição de energia elétrica local, segundo ANEEL (2016).

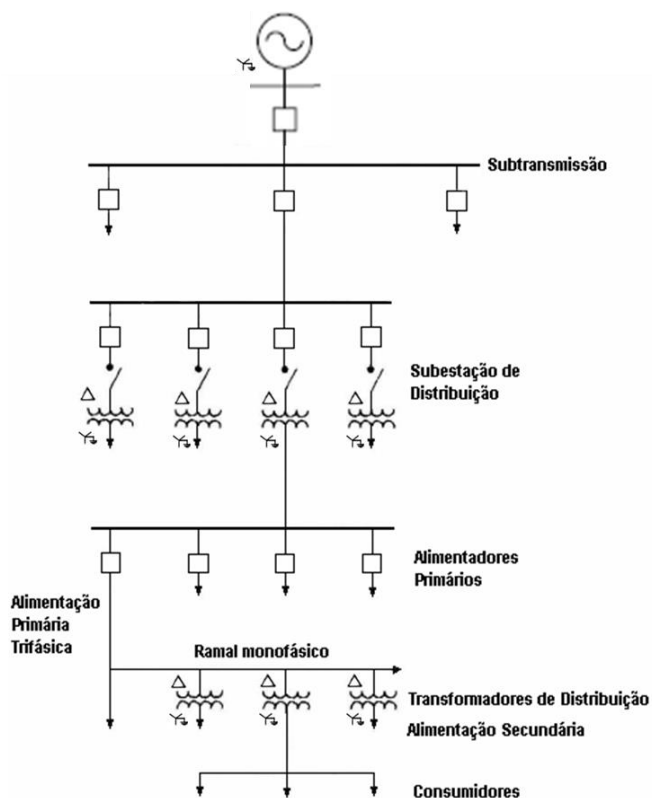
Uma unidade consumidora pode passar a possuir um sistema de geração própria, seja para operar em regime de emergência ou para fins de comercialização. Para comercializar a energia gerada, esse acessante deve se conectar ao sistema de distribuição em regime de paralelismo permanente, atendendo a determinadas normas que serão apresentadas à frente. A geração paralela de energia pode ser justificada por questões econômicas e de autossustentabilidade, sendo uma forma

de o acessante economizar e também lucrar vendendo a energia gerada por ele (ANEEL, 2016). A busca é frequente, tanto para acessantes com geração hidráulica quanto térmica. Além disso, do ponto de vista do sistema elétrico da concessionária, essa geração distribuída aumenta a confiabilidade do fornecimento de energia para alimentar cargas prioritárias.

A concessionária apresenta requisitos técnicos para o acesso de geração distribuída ao seu sistema para fins de uniformização aos procedimentos da concessionária e de forma a atender às normas segundo os PRODIST, a ANEEL e a ABNT. A operação desse sistema é liberada após aprovação do projeto pela concessionária.

Apesar de as exigências da concessionária cuidarem para que a geração distribuída não interfira no bom funcionamento do sistema, essa geração inevitavelmente altera o cenário, principalmente na presença de uma falta fase terra. Nos sistemas de distribuição, especificamente no sistema da concessionária que atua no Estado de Espírito Santo, a Espírito Santo Centrais Elétricas SA (Escelsa) - parte do grupo Energias de Portugal (EDP) -, a conexão entre o cliente e a rede de distribuição é feita através de um transformador do tipo estrela aterrado (lado do cliente) – delta (lado da concessionária), por ser essa a configuração mais adequada para o funcionamento do sistema em condições-padrão, quando este não possui geração distribuída. A Figura 1 ilustra essa configuração.

Figura 1 - Representação de configuração dos transformadores da rede de distribuição



Fonte: Produção do próprio autor.

Quando uma falta fase-terra ocorre, espera-se um comportamento adequado e seletivo para isolar o local da falta. Salvo falhas em equipamentos ou no estudo de proteção, esse comportamento é atendido pela concessionária. Porém, um acessante com geração própria em regime de paralelismo pode continuar contribuindo para essa falta, provocando sobretensões na rede do lado do delta do transformador, podendo danificar elementos conectados entre a fase e neutro, principalmente os para-raios. Nessa situação, é necessário um caminho para terra, a fim de reduzir as sobretensões.

Segundo informação obtida durante período de estágio no Departamento de Proteção de Sistemas Elétricos da EDP ESCELSA, a solução para esse problema é a instalação de um transformador de aterramento (TA) associado ou não a um resistor de aterramento, na barra cliente, do lado da concessionária (delta do transformador). O resistor de aterramento pode ou não ser necessário para minimizar a influência da resistência de falta nas sobretensões. O TA cria um caminho de sequência zero, inexistente anteriormente quando do desacoplamento

do sistema da concessionária. Porém, este caminho não deve ser solidamente aterrado, já que assim o TA assumiria parte do desequilíbrio natural existente nos alimentadores de 15 kV para a fonte de terra do cliente do lado da concessionária, devido a transformadores monofásicos conectados diretamente na Média Tensão.

A reatância do transformador (X_{TA}) e resistência de aterramento do TA (R_N) são as variáveis que devem ser corretamente dimensionadas, de forma a garantir o comportamento seguro do sistema na presença de uma falta monofásica. Esta falta pode apresentar ou não uma resistência no caminho à terra (impedância de falta, Z_F), e ter diferentes contribuições de reatâncias de sequência positiva e negativa dos geradores dos acessantes, que variam em função do tempo de duração da falta em função da eliminação da fonte da concessionária por atuação das proteções de sobrecorrentes em seus terminais. Várias são as combinações de valores possíveis e, para cada valor de Z_F , diferentes são as consequências no sistema. Para uma análise eficiente, esse processo de dimensionamento do TA deve ser automatizado.

Dada a importância da presença de um TA no ponto de conexão com uma geração distribuída e sabendo que esse processo não pode ser estimado senão por testes de diferentes combinações de valores para R_N e X_{TA} , a proposta deste trabalho é desenvolver uma rotina automática de dimensionamento de um TA, para um determinado sistema dado como entrada. Essa rotina deve possibilitar a simulação de faltas monofásicas em diferentes pontos do sistema, considerando ou não a contribuição do cliente gerador e da concessionária.

2 JUSTIFICATIVA

2.1 Justificativa da necessidade do TA

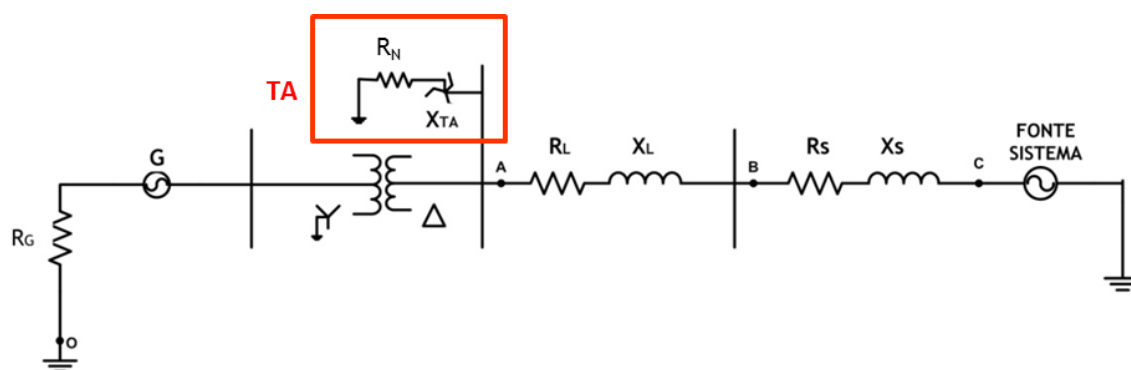
O TA é necessário quando existe geração distribuída operando em regime de paralelismo permanente com o sistema.

A forma de operação de uma geração distribuída pode ser dada de forma isolada, ou com acesso à rede de distribuição em regime de paralelismo momentâneo ou paralelismo permanente. De acordo com EDP ESCELSA (2016, p. 5), o paralelismo momentâneo é um acesso à rede de distribuição com duração menor ou igual a quinze segundos. Quando o acesso ocorre por tempo superior a quinze segundos, essa operação é caracterizada como paralelismo permanente, que é o regime de acesso usado para fins de comercialização da energia gerada, sendo esse o que mais interfere no funcionamento da rede de distribuição.

No sistema de paralelismo momentâneo, o problema da manutenção de sobretensões subsequentes ao desarme (desacoplamento) da fonte da concessionária existe da mesma forma, porém com uma probabilidade muito remota de ocorrência. Apenas uma coincidência muito grande acarretaria em uma falta fase-terra, com todas as características necessárias no momento do paralelismo - intervalo menor do que quinze segundos -, fazendo com que o acessante energizasse a falta. Por este motivo, o TA é exigido apenas em regime de paralelismo permanente.

A Figura 2 permite uma melhor visualização desse cenário.

Figura 2- Configuração de sistema com geração distribuída



Fonte: Produção do próprio autor.

Os elementos da figura são:

G: gerador de um cliente, antes apenas consumidor;

A: barra do cliente, ponto de conexão entre concessionária e cliente;

R_L , X_L : impedância da linha de distribuição;

R_S , X_S : impedância do sistema;

B: barra do sistema;

R_N : Resistência de neutro

X_{TA} : Reatância do Trafo de aterramento por fase

À direita, na Figura 2, é representado o gerador do cliente, e à esquerda é representada a fonte do sistema EDP ESCELSA. A barra A é o ponto de conexão entre o cliente e a rede de distribuição. Além do transformador de configuração estrela aterrado (lado do cliente) – delta (lado da concessionária), é representado o TA, que deve ser inserido nesse ponto de conexão.

Originalmente, sem a presença do TA, o transformador do cliente apresenta a configuração típica estrela aterrado – delta. A configuração em delta no lado da concessionária existe, e deve ser mantida, para eliminar as interferências que acontecem no lado da concessionária ou no lado do acessante em relação às componentes de sequência zero. Por exemplo, quando ocorre uma falta fase-terra do lado da concessionária, existe a fonte de terra da concessionária que permite a circulação de uma corrente de sequência zero. A sequência zero não se propaga para as instalações do acessante graças à configuração em delta, que não provê caminho de sequência zero para o outro lado do transformador, apenas

componentes de sequências positiva e negativa. Caso esse delta fosse substituído por uma configuração estrela aterrado, seria necessário tratar da circulação de corrente de sequência zero constantemente.

Como é sabido, a rede não é perfeitamente equilibrada, portanto há correntes de sequência zero mesmo sem a ocorrência de faltas que envolvem a terra, embora de menor magnitude. A parametrização de funções de sobrecorrentes residuais é difícil devido aos baixos valores de contribuição de corrente de sequência zero quando há uma falta e ao desequilíbrio inerente da rede da concessionária. Ou seja, um relé de sobrecorrente residual poderia atuar para uma corrente de sequência zero originada do desequilíbrio da rede, e não de uma falta de fato. Por esses motivos, a configuração em delta do lado da concessionária não deve ser perdida. A característica de configuração em delta é mantida desde que o sistema não seja solidamente aterrado naquele ponto.

Dado um curto período de tempo após a ocorrência da falta, a proteção da rede deve atuar abrindo o circuito no ponto mais próximo da falta e deixando o trecho sob falta sem a contribuição da concessionária e também sem o seu aterramento (a fonte de terra). A função de sobretensão 59N é usada nesse contexto: sempre que a fonte de terra é perdida e o sistema permanece sob falta a terra alimentado com os acoplamentos dos transformadores em delta com suas respectivas gerações. Sem o TA, o relé 59N seria sensibilizado, já que quando a concessionária é desacoplada, apesar de não haver contribuição de corrente, há manutenção das tensões sustentadas no sistema pela falta.

Nesse contexto, o TA serve para criar um caminho para a terra que não seja solidamente aterrado - para manter o isolamento característico de delta -, mas que permita a circulação de uma corrente pequena para controlar as sobretensões totais que aparecem nas fases sãs. A falta fase-terra resulta na aparição de tensão fase-fase em todos os equipamentos que estão ligados entre fase-terra nas fases sãs. Logo, supondo uma falta fase-terra na fase *a*, a tensão de fase nas fases *b* e *c* se tornam $\sqrt{3} \cdot V_{\text{fase}}$ em vez de V_{fase} . Mesmo que o 59N seja sensibilizado, os equipamentos ligados entre fase e terra serão atingidos por essa sobretensão plena

e podem ser danificados antes que o 59N atue. O TA impede que essa situação aconteça, limitando as sobretensões.

Conforme observado e entendido nos estudos realizados durante o período de estágio na EDP Escelsa, se o sistema for solidamente aterrado, não haveria valores altos de sobretensão, apenas a sobretensão normalmente presenciada quando o sistema aterrado está sob falta monofásica – no máximo $1,2 \cdot V_{\text{fase}}$ –, porém haveria interferência entre as componentes de sequência zero do sistema da concessionária no TA do acessante, seja com cargas desequilibradas, seja com faltas a terra. Esse não é o objetivo, principalmente quando se trabalha com pequenos geradores, onde as contribuições de curto-circuito são muito pequenas. O objetivo é trabalhar com relés cada vez mais adequados e sensíveis para cada situação. Portanto, o TA deve ser dimensionado de modo que limite a sobretensão para níveis que atendam a rede, de forma que a função de proteção 59N atue, salvaguardando os equipamentos, mantendo ainda a característica de configuração delta.

2.2 Justificativa da automatização do processo de dimensionamento do TA

A necessidade de automatizar esse processo surgiu da complexidade do procedimento. É um processo que depende de várias variáveis, como a resistência de falta, a impedância do gerador, a impedância do transformador, dentre outras. Existem diferentes situações que o sistema pode enfrentar e em nenhuma delas é desejada nem a tensão plena e nem correntes altas. Automatizando esse processo é possível testar diferentes combinações de valores de R_N e X_{TA} e, com cada uma delas, variar a resistência de falta e testar essas combinações para faltas em diferentes pontos do sistema, considerando a contribuição do cliente e da concessionária ou apenas a contribuição do cliente (após o desacoplamento da concessionária) e apresentar como o sistema se comportaria para todas essas situações, tornando possível ver qual combinação (R_N , X_{TA}) fornece comportamentos mais favoráveis ao sistema em todos os casos.

Atualmente esse procedimento é feito manualmente. São muitas contas envolvendo números complexos, muitos equivalentes a serem considerados, além da

necessidade de repetir esse processo inúmeras vezes para se aproximar de um resultado satisfatório. Automatizar esse processo significa poupar muito tempo e garante uma análise mais eficiente e abrangente.

3 OBJETIVO

3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste projeto é o desenvolvimento de uma rotina de dimensionamento de um transformador de aterramento, TA. Essa rotina é desenvolvida em VBA, resultando em uma tabela no Excel que executa macros a partir desse algoritmo. O sistema e as configurações para as condições de falta são modelados baseados na teoria das componentes simétricas. A partir desse modelo, são calculadas as grandezas de interesse, ou seja, aquelas que são decisivas para a escolha da resistência de aterramento e da impedância do TA. O TA é dimensionado para a conexão de um agente gerador em regime permanente na rede de distribuição - 13,8 kV – na presença de uma falta monofásica, já que esta representa cerca de 63% das ocorrências, segundo Mamede Filho e Mamede (2013, p. 140).

3.2 Objetivos específicos

- Estudo do comportamento de sistemas de potência trifásicos na presença de uma falta monofásica;
- Desenvolvimento manual de todo o cálculo que deve ser simulado na rotina para um caso base, para melhor entendimento e também para ser usado na aferição dos dados obtidos na rotina;
- Modelagem do sistema trifásico de potência em componentes simétricas;
- Desenvolvimento do algoritmo em VBA;
- Criação de uma interface intuitiva e amigável;
- Criação de um manual/guia do usuário para a rotina;
- Análise dos dados obtidos;

4 EMBASAMENTO TEÓRICO

4.1 Curto circuito

Os sistemas elétricos de potência são considerados equilibrados e, portanto, são manipulados pela teoria básica de circuitos elétricos. Entretanto esses sistemas estão sujeitos a várias perturbações, que podem ou não desequilibrá-los.

O curto-circuito é uma perturbação severa e bastante presente em SEPs, que gera uma corrente muito acima dos valores nominais do circuito. O estudo de curto-circuito é de suma importância em projeto e operação de SEPs tanto para dimensionar os equipamentos de rede quanto para ajustar os dispositivos de proteção, garantindo um sistema de proteção eficiente, que suporte os efeitos de um curto-circuito e seja capaz de interromper o circuito defeituoso de forma coordenada e seletiva.

Um curto-circuito é classificado como simétrico quando não causa desequilíbrio ao sistema, e assimétrico quando o torna desequilibrado. Curtos-circuitos trifásicos envolvendo ou não a terra são considerados simétricos. Já os assimétricos são as faltas bifásicas envolvendo ou não a terra e as faltas fase-terra (monofásicas). Curtos-circuitos trifásicos podem ser calculados pela mesma teoria aplicada a sistemas sem perturbações. Um sistema desequilibrado, porém, não pode ser modelados pela mesma teoria, já que não se comporta como previsto. Nesta situação é lançada mão da teoria de componentes simétricas, apresentada a seguir.

Como a rotina proposta trata da simulação do comportamento do sistema na presença de uma falta monofásica, toda a modelagem do algoritmo é feita baseada nesta teoria.

4.1.1 Componentes simétricas

Componentes simétricas é uma teoria fundamental para lidar com sistemas desequilibrados e, portanto, sempre que é necessário lidar com curtos-circuitos bifásicos ou monofásicos.

A teoria proposta por Charles Legeyt Fortescue, em 1918, propõe a decomposição de qualquer sistema polifásico desequilibrado em um sistema com n componentes equilibradas. Adaptada para a rede trifásica, a teoria diz que um sistema trifásico desequilibrado de três fasores pode ser decomposto em três sistemas trifásicos equilibrados chamados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero (KINDERMANN, 1997, p.35).

A sequência positiva é um sistema trifásico equilibrado com três fasores defasados de 120° , com a mesma sequência de fase do sistema desequilibrado. A sequência negativa é um sistema trifásico equilibrado com três fasores defasados de 120° , com a sequência de fase inversa a do sistema desequilibrado. Já a sequência zero é um sistema de três vetores monofásicos iguais em módulo e em fase, ou seja, defasados de 0° entre si.

As componentes de sequência positiva representam o comportamento do sistema num estado equilibrado. As componentes de sequência negativa estão associadas ao desequilíbrio. Sem desequilíbrio não há componente de sequência negativa. Já os componentes de sequência zero estão associados a ligações à terra e a correntes que percorrem este caminho quando há desequilíbrio (ARAGÃO FILHO, 2014, p. 68).

Vetorialmente, cada fase do sistema desequilibrado é representado pela soma de suas componentes simétricas.

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (1)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (2)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (3)$$

Onde os índices 0, 1 e 2 representam as sequências zero, positiva e negativa, respectivamente.

Como as componentes simétricas são equilibradas, é possível fazer uma generalização para uma fase qualquer, e as conclusões desta podem ser estendidas às demais. Como as fases possuem magnitudes iguais e só se diferem por seu defasamento de $+120^\circ$ ou -120° , é possível representar qualquer fase como uma relação de V_a , por exemplo, defasada de algum ângulo. Para simplificações de representação, é usado o operador α , que é um fasor unitário definido como:

$$\alpha = 1\angle 120^\circ \quad (4)$$

$$\alpha^2 = 1\angle 240^\circ = 1\angle -120^\circ \quad (5)$$

A partir destas simplificações, as Equações (1), (2) e (3) podem ser representada como:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (6)$$

$$V_b = V_{a0} + \alpha^2 V_{a1} + \alpha V_{a2} \quad (7)$$

$$V_c = V_{a0} + \alpha V_{a1} + \alpha^2 V_{a2} \quad (8)$$

As equações acima estabelecem uma relação das grandezas assimétricas em função de suas componentes simétricas. Matricialmente:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (9)$$

A matriz A é chamada de matriz de transformação entre o sistema desequilibrado e as componentes simétricas. A matriz inversa, A^{-1} , estabelece a relação contrária.

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (10)$$

Ou seja, a relação de componentes simétricas em função do sistema desequilibrado é dado por:

$$V_{a0} = \frac{1}{3}[V_a + V_b + V_c] \quad (11)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}[V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c] \quad (12)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}[V_a + \alpha^2 V_b + \alpha V_c] \quad (13)$$

Logo, a relação entre o domínio dos sistemas desequilibrados o domínio de componentes simétricas é dada por:

$$V_{abc} = [A]V_{012} \quad (14)$$

$$V_{012} = [A^{-1}]V_{abc} \quad (15)$$

As mesmas conclusões são aplicáveis a corrente, já que a teoria se aplica a qualquer sistema trifásico equilibrado, bem como as matrizes A e A^{-1} .

A seguir são apresentadas as representações de alguns componentes fundamentais do sistema de distribuição em termos de suas componentes simétricas. Essas modelagens foram obtidas a partir de ensaios ou da análise construtiva e funcional dos equipamentos. Com exceção do gerador síncrono, cada equipamento é modelado por sua impedância de sequência positiva, negativa e zero, Z_1 , Z_2 e Z_0 , respectivamente.

4.1.1.1 Gerador Síncrono

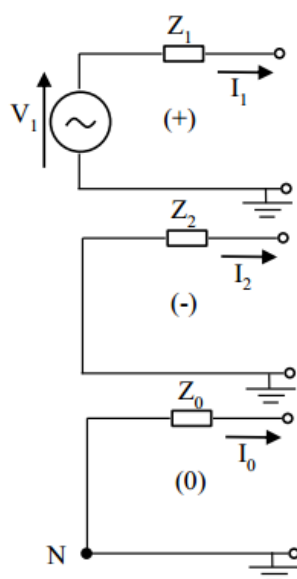
O gerador síncrono é o elemento principal na presença ou não de um curto-circuito. Ele busca suprir a demanda requerida de forma contínua e estável.

Na presença de um curto-circuito, o gerador reage de forma assimétrica, apresentando uma impedância que cresce à medida que se aproxima do regime permanente. Como a resistência de um gerador é pequena comparada a sua

reatância, esta é desprezada nos cálculos de curto-circuito. O comportamento da corrente de curto-circuito pode ser dividido em três períodos, e para cada período é definida uma reatância interna do gerador síncrono (X_G): período subtransitório ($X_G = X''_d$), período transitório ($X_G = X'_d$, após dois ou três ciclos) e período de regime permanente ($X_G = X_d$), onde X_d é a reatância síncrona ou reatância de eixo direto do gerador. Esse comportamento se deve às características construtivas do gerador, sendo que os enrolamentos de campo, de armadura e amortecedor contribuem para o aparecimento dos períodos subtransitório e transitório (MAMEDE FILHO e MAMEDE, 2013, p. 51).

Como o gerador síncrono é equilibrado, já que as três tensões internas são simétricas, elas não afetam as sequências negativa e zero, sendo, portanto, representadas apenas na sequência positiva. A Figura 3 mostra a modelagem em componentes simétricas do gerador.

Figura 3 - Modelagem de sequências para gerador síncrono



Fonte: ARAGÃO FILHO (2014).

Do diagrama acima pode ser concluído que:

$$V_{a1} = V_1 - I_1 \cdot Z_1 \quad (16)$$

$$V_{a2} = - I_2 \cdot Z_2 \quad (17)$$

$$V_{a0} = - I_0 \cdot Z_0 \quad (18)$$

Além da reatância interna, o gerador possui uma resistência de aterramento (R_G). Esta resistência é apresentada apenas na componente de sequência zero. Como a corrente que passa por R_G é a soma das correntes das três fases, no modelo ela é representada por $3.R_G$. Portanto:

$$Z_1 = X_{G1} \quad (19)$$

$$Z_2 = X_{G2} \quad (20)$$

$$Z_0 = X_{G0} + 3.R_G \quad (21)$$

É válido notar que, na prática, a reatância do gerador usada para estudos de curto-circuito nunca será a reatância síncrona, já que os dispositivos de proteção devem atuar em um tempo menor do que o tempo necessário para alcançar o regime permanente. Em geral, é usada a reatância subtransitória, pressupondo que os dispositivos de proteção atuam nos primeiros ciclos logo após a ocorrência da falta e, para geradores de grande porte naturalmente presentes no SEP, o tempo de contribuição no período subtransitório é normalmente considerável e favorável para atuação das proteções, onde a manutenção de correntes significativas é mantida por mais tempo.

4.1.1.2 Linha de Transmissão

Linhas de transmissão, LTs, são elementos estáticos dos sistemas, que apresentam reatância de sequência positiva e negativa iguais. Já a reatância de sequência zero é influenciada por outras variáveis como característica dos condutores ou a resistividade do solo sob a LT. Portanto esse valor tende a ser um pouco maior do que o valor de reatância das sequências positiva e negativa.

4.1.1.3 Transformador

Assim como as LTs, transformadores também apresentam reatância de sequência positiva e negativa iguais. A representação de sequência zero, entretanto, é modelada de acordo com o tipo de transformador e da maneira como é conectado, criando, ou não, um percurso fechado para a circulação de uma corrente de sequência zero. O Quadro 1 mostra a representação das principais configurações

para transformadores de dois enrolamentos, já que o sistema da EDP Escelsa não possui transformadores de três enrolamentos no sistema de distribuição, apenas nos sistemas de transmissão e subtransmissão.

Quadro 1 - Diagramas de sequência zero para transformadores de dois enrolamentos

SÍMB.	DIAGRAMA DE LIGAÇÕES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SEQUÊNCIA ZERO

Fonte: STEVENSON (1986).

No caso de uma ligação delta, a corrente de sequência zero circula apenas dentro do delta, já que as mesmas se cancelam dentro do delta. Para qualquer tipo de ligação, a corrente de sequência zero só tem passagem caso haja uma fonte de terra em seu enrolamento. Para que haja circulação de um enrolamento para outro, é necessário que haja uma fonte de terra em cada lado do trafo.

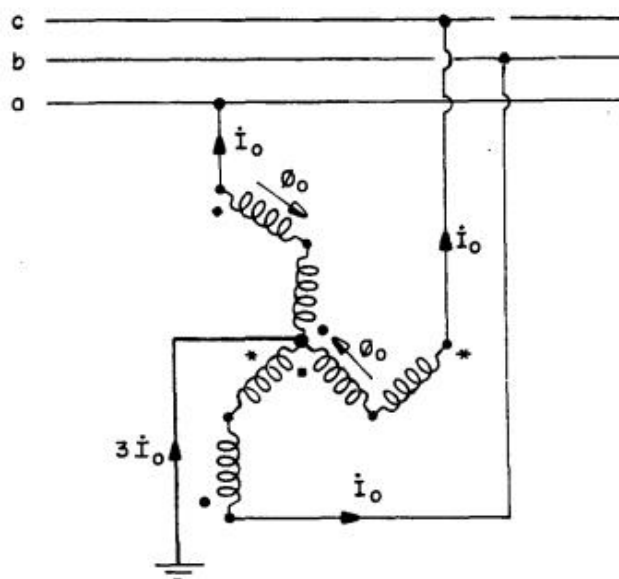
O tipo de transformador mais utilizado na rede de distribuição do sistema EDP Escelsa é o estrela aterrado (lado do cliente) – delta (lado da concessionária). Essa configuração impede que as componentes de sequência zero das perturbações, seja do lado do cliente ou do lado da concessionária, sejam refletidas para o outro lado. Do lado do cliente é usada a configuração estrela aterrada justamente para que haja

um caminho de circulação para terra numa situação de curto-circuito, evitando sobretensões e sensibilizando dispositivos de proteção.

- Transformador de Aterramento

Além dos transformadores convencionais, há ainda os chamados transformadores de aterramento, TAs, empregados justamente para criar uma fonte de terra quando necessário em pontos do sistema totalmente isolados ou aterrados através de uma alta impedância, já que estas características têm como desvantagem a insensibilidade aos defeitos fase-terra (MAMEDE FILHO e MAMEDE, 2013, p.180). Existem algumas opções de TA, como o estrela aterrado - delta, mas neste projeto será usado o Transformador em Zig-Zag. A Figura 4 apresenta um diagrama com seu esquema de ligação.

Figura 4 - Representação do Transformador de Aterramentos Em Zig-Zag



Fonte: MAMEDE FILHO e MAMEDE (2013).

Segundo Mamede Filho e Mamede (2013, p. 184), o TA em Zig-Zag é conectado como um autotransformador, de relação 1:1. Dessa forma, são produzidos fluxos magnéticos que se anulam, já que são idênticos, mas de sentido contrário, possibilitando a passagem da corrente de sequência zero e bloqueando as sequências positiva e negativa.

Desta forma, é criado um caminho para terra com uma reatância pequena, de forma a tornar o ponto, anteriormente completamente isolado, sensível a correntes de faltas monofásicas, controlando assim as sobretensões, porém mantendo suas características de isolamento.

4.1.2 Curto circuito Monofásico

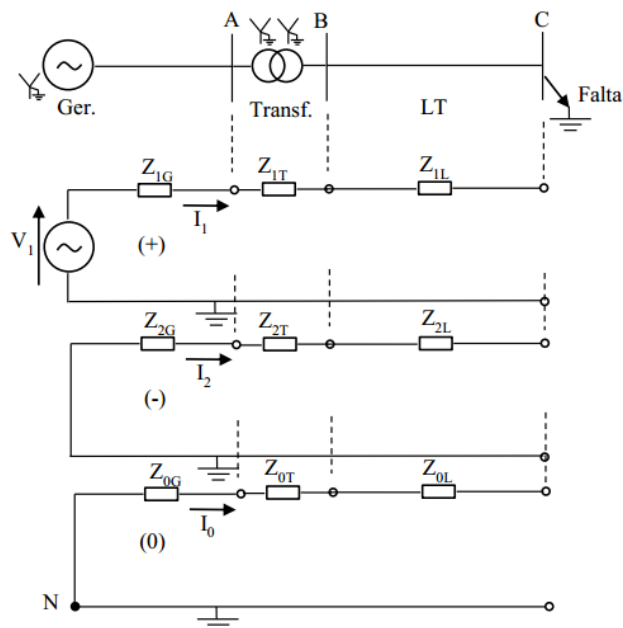
Apresentados os modelos para os principais elementos da rede, é possível fazer um esboço de estudo de curto-circuito num SEP. Conforme dito anteriormente, a rotina proposta trata de modelar um curto-circuito monofásico por ser esse o defeito de maior incidência e também por ser o mais complexo de modelar.

Um curto-circuito trifásico, por exemplo, é facilmente calculado analisando as condições pós-falta e deduzindo as consequências para as componentes simétricas. Para um curto-circuito trifásico, sabemos que: $V_a = V_b = V_c = 0$ e $I_a + I_b + I_c = 0$. Partindo dessas premissas, das Equações (11), (12) e (13), temos que $V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = 0$ e conseqüentemente, das Equações (16), (17) e (18) temos que $V_1 = I_1 \cdot Z_1$ e $I_2 = I_0 = 0$.

Nota-se que, naturalmente, as grandezas de sequência negativa e zero se tornam nulas, restando apenas os componentes de sequência positiva. Por isso, é o curto-circuito trifásico e considerado uma falta simétrica.

A Figura 5 mostra um SEP contendo um gerador, um transformador e uma linha de transmissão.

Figura 5 – Esquema de SEP em condição de falta



Fonte: ARAGÃO FILHO (2014).

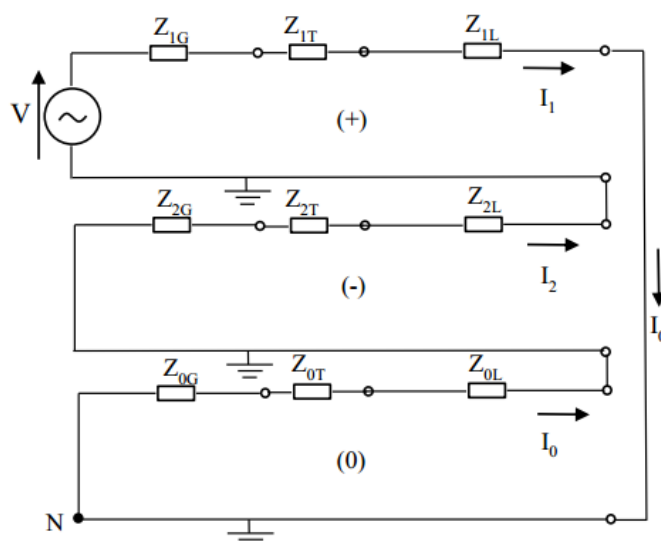
Analisando as condições pós-falta, considerando uma falta fase-terra na fase a, conclui-se que $V_a = 0$ e $I_b = I_c = 0$. Além disso, pode ou não haver uma resistência de falta, R_f . Aplicando essas condições às Equações (6), (7), (8), (11), (12) e (13), chega-se aos seguintes resultados:

$$I_{a0} = \frac{V_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 \cdot R_f} \quad (22)$$

$$I_a = 3 \cdot I_{a0} \quad (23)$$

O circuito mostrado na Figura 6 satisfaz às Equações (22) e (23).

Figura 6 - Modelo de componentes simétricas para curto-circuito monofásico



Fonte: ARAGÃO FILHO (2014).

Esse circuito será usado como base para a modelagem do algoritmo.

4.2 Proteção de SEP

4.2.1 Visão Geral

Proteção é um conjunto de mecanismos que visa evitar falhas no sistema elétrico de potência, ou minimizar as consequências de uma falha, caso ela ocorra. A proteção do sistema elétrico trata da manipulação de um conjunto de equipamentos que detectam condições anormais dos SEPs, e atuam automaticamente de forma corretiva o mais rápido possível. Além disso, esses dispositivos devem sinalizar a ocorrência de uma falta, permitindo a rápida localização e identificação das causas do problema, e também para fins de registro e contabilização de indicadores de qualidade.

É chamada anomalia qualquer comportamento fora dos padrões nominais para o qual o sistema foi projetado. Essas anomalias são basicamente: curto-circuito, sobrecarga, subtensão e sobretensão, e são provenientes de diferentes situações, como vento, trânsito de animais, manobras ou descargas atmosféricas. A anomalia

mais comum em qualquer sistema de potência é o curto-circuito, ou seja, uma falta direta, gerando correntes de valores elevadíssimos em relação às correntes normais do circuito (ARAGÃO FILHO, 2014, p. 6). Uma ocorrência bastante comum são os chamados defeitos fugitivos ou temporários. São defeitos monofásicos à terra de tempos de duração muito curtos, e correspondem a cerca de 80% do total de interrupções, segundo Mamede Filho e Mamede (2013, p. 5). Para essas faltas, apenas a ação automática do sistema de proteção é capaz de lidar com a situação e normalizar o sistema, sem a necessidade de deslocamento de uma equipe de manutenção até o local de falta. Ainda assim é importante saber a localização da falta, a fim de evitar uma nova ocorrência quando a causa pode ser eliminada, como a poda de árvores, por exemplo.

Um sistema de proteção adequado visa garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, minimizar custos de reparo de faltas, evitar a propagação da falta, minimizar tempo de atuação dos dispositivos de proteção e minimizar a região sem fornecimento de energia.

Segundo Aragão Filho (2014, p. 6), dois conceitos-chave nesse contexto devem ser atendidos por qualquer sistema de proteção: seletividade e coordenação. A seletividade é a característica de que os dispositivos que devem atuar para uma dada falta sejam selecionados de forma a isolar a região onde a falta ocorreu, garantindo que apenas a região afetada seja privada do fornecimento de energia. A coordenação se refere a um ajuste temporal que garanta que o dispositivo de proteção mais próximo do ponto de falta seja programado para atuar antes que um dispositivo mais longe, conhecido como retaguarda. O ajuste de atuação desses dispositivos deve ser coordenado temporalmente, de forma que o mais próximo tenha a oportunidade de atuar, isolando a parte afetada e garantindo a seletividade contando, porém, com a atuação de um dispositivo de retaguarda, que atue após um tempo maior, caso o relé mais próximo não funcione corretamente.

4.2.2 Principais Equipamentos de Proteção

Os principais equipamentos usados em sistemas de proteção de redes de distribuição são os fusíveis, os disjuntores associados a relés e os religadores automáticos. Os fusíveis tem a capacidade de abrir o circuito na presença de uma sobrecorrente em tempos extremamente reduzidos, através da fusão de seu elemento metálico de proteção. Sempre que atuam, precisam ser substituídos. Os fusíveis são empregados principalmente em ramais, que são derivações do tronco principal dos alimentadores e que não possuam uma quantidade expressiva de clientes, em estações transformadoras de distribuição até 225 kVA e em pontos de entrega de clientes com até 900 kVA de carga instalada, geralmente.

Diferente do fusível, o disjuntor associado a relés é reutilizável e pode ser aplicado para monitoramento de diferentes grandezas em diferentes topologias de rede. O disjuntor é a parte mecânica responsável por abrir o circuito, e precisa agir em conjunto com um relé, dispositivo sensor que percebe a anomalia e envia ou não um comando de abertura para o disjuntor (MAMEDE FILHO, 2005, p. 403). Existem diferentes tipos de relés de proteção, como os relés de sobrecorrente, de sub e sobretensões, de distância, direcionais e diferenciais, entre outros. No que se refere à tecnologia empregada para construção e funcionamento do relé, estes podem ser eletromecânicos, eletrônicos ou digitais.

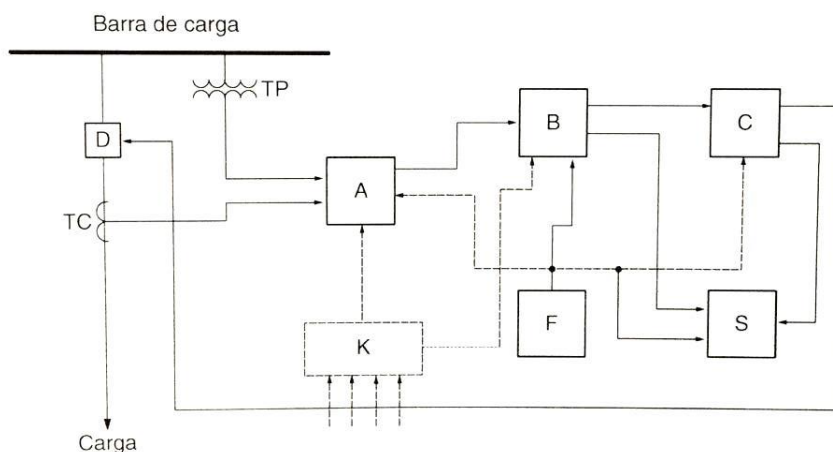
O religador automático pode substituir o disjuntor. A diferença entre eles é que, ao receber um comando do relé para desarmar, o disjuntor permanece desenergizado até que receba um comando externo, manual ou remoto. Já o religador, segundo Mamede Filho (2005, p. 702), é capaz de repetir a operação e abertura (desenergização) e fechamento (rearme) de um circuito durante a ocorrência de um defeito, atendendo a valores de intervalo de tempo e quantidade de rearmes pré-determinados. O religador é aplicável em locais onde há grande possibilidade de defeitos transitórios, como áreas rurais que possuem vegetação alta e densa. Nesses casos, ao rearmar e não perceber mais o defeito, o suprimento de energia será automaticamente restaurado sem a necessidade de intervenção humana, reduzindo o tempo de interrupção de fornecimento de energia e, conseqüentemente,

melhorando os índices de continuidade da concessionária. Caso a falta não seja temporária, após a quantidade máxima de rearmes, normalmente três, o sistema permanece desenergizado, eliminando a falta. Em áreas urbanas, onde a reenergização pode colocar em risco a vida das pessoas, caso o defeito seja um cabo rompido no chão, por exemplo, é mais prudente empregar o disjuntor.

Existem ainda os para-raios, empregados na proteção contra sobretensões oriundas de manobras ou descargas atmosféricas. Os para-raios atuam principalmente na presença de elevados impulsos de tensão, conhecidos como surtos de tensão.

A Figura 7 apresenta uma visão geral de uma estrutura de proteção.

Figura 7 - Estrutura Básica de um esquema de proteção



Fonte: MAMEDE FILHO e MAMEDE (2013).

O transformador de corrente, TC, e o transformador de potencial, TP, conhecidos como transformadores de medidas, são equipamentos que fazem a transformação dos níveis de corrente e tensão para os adequados aos equipamentos de proteção e medição. Os valores normalmente usados para esses equipamentos são: 5 A e 115 V (tensão de linha). Logo, o TC deve apresentar em seu secundário o valor de 5 A, enquanto o TP, 115 V. É chamado de circuito primário o circuito de altos valores de correntes e tensões que circulam no SEP, e circuito secundário o circuito onde se encontram os equipamentos de proteção e medição, que suportam grandezas de valores menores. A função do TC e do TP é de isolar o circuito primário do secundário e oferecer valores proporcionais e adequados aos equipamentos do

circuito secundário. Em algumas situações, porém, não há a necessidade de usar os transformadores de medidas.

Ainda na Figura 7, o elemento D representa o mecanismo de abertura do circuito, normalmente um disjuntor. O elemento A é aquele que recebe e repassa os valores do sistema sob supervisão. Os elementos B e C são responsáveis pela tomada de decisão, comparando valores de ajuste com os valores lidos, e pelo envio do comando de abertura ao elemento D, respectivamente. O elemento F é a fonte de alimentação, em corrente contínua, do circuito secundário. S é o elemento de sinalização das operações realizadas no circuito secundário, enquanto o elemento K representa qualquer comando externo que influencie na tomada de decisão.

Como dito anteriormente, a rotina proposta neste projeto visa salvaguardar equipamentos ligados entre fase e terra, em especial os para-raios. Para isso é necessário que relés de sobretensão sejam sensibilizados e atuem antes da queima dos para-raios. Portanto, segue uma breve explicação do funcionamento desses dois equipamentos.

- Relé de sobretensão (59N)

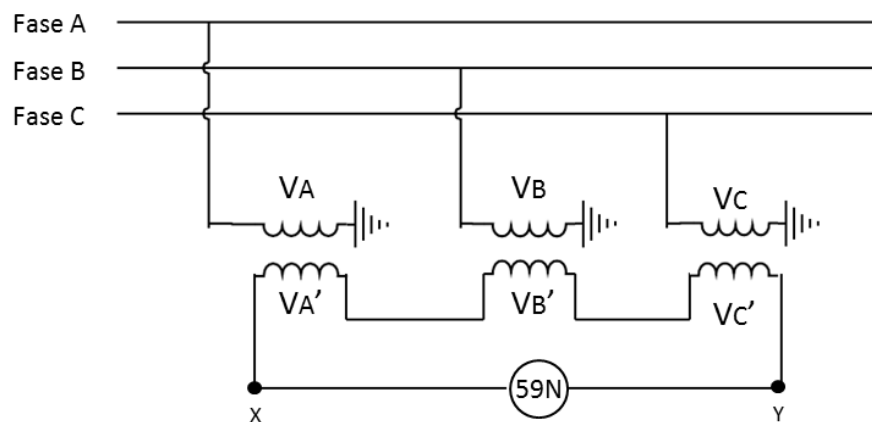
Relés de sobretensão são dispositivos sensíveis à tensão e devem atuar para níveis de tensão superiores aos valores máximos, a fim de garantir a integridade dos equipamentos do SEP, como para-raios e isoladores. De acordo com Mamede Filho e Mamede (2013, p. 244), os valores de tensão máxima não devem superar o valor de 110% da tensão nominal e, portanto, admitem-se como ajuste de relés de sobretensão os valores de 115% para unidades temporizadas e 120% para unidades instantâneas. A unidade temporizada, assim como os demais relés, atua segundo uma curva de tempo inverso, ou seja, para maiores valores de sobretensão o relé é ajustado para atuar em um tempo mais curto.

O relé 59N é indispensável em pontos do sistema que são aterrados com uma alta impedância ou isolados, quando ocorre um defeito para a terra, já que a tensão de fase alcança valores de tensão elevados, devendo ser eliminados rapidamente.

Equipamentos conectados entre fase e terra, como transformadores, podem saturar se expostos a tais faixas de tensão. Outro exemplo é o para-raios, que pode vir a conduzir (LUIZ, 2012, p. 34).

Em especial, a rotina proposta calcula o valor que sensibiliza o relé 59N, conhecido como relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro. A Figura 8 apresenta o esquema de ligação do relé 59N, onde o TP é ligado em delta aberto.

Figura 8 - Esquema de Ligação do relé 59N



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Figura 8, a tensão que aparecerá entre os pontos X e Y, valor lido pelo relé 59N, é:

$$V_{XY} = V_A' + V_B' + V_C'$$

Em condições de regime permanente,

$$V_{XY} = V_{FN} \angle 0^\circ + V_{FN} \angle -120^\circ + V_{FN} \angle +120^\circ$$

Supondo uma falta fase-terra na fase A em um sistema isolado, o neutro irá se deslocar para o potencial da fase em falta, ocasionando sobretensão da ordem de 1,73 pu nas fases sãs (LUIZ, 2012, p. 34). Ou seja, em vez de tensões de fase nas fases B e C, haverá tensão fase-fase. Então,

$$V_{XY} = 0 + V_{BA}' + V_{CA}'$$

Onde

$$V_{BA}' = V_{B'} - V_{A'} = V_{FN} \angle -120^\circ - V_{FN} \angle 0^\circ = \sqrt{3} V_{FN} \angle -150^\circ$$

$$V_{CA}' = V_{C'} - V_{A'} = V_{FN} \angle +120^\circ - V_{FN} \angle 0^\circ = \sqrt{3} V_{FN} \angle +150^\circ$$

Logo,

$$V_{XY} = 0 + \sqrt{3}V_{FN}\angle-150^{\circ} + \sqrt{3}V_{FN}\angle+150^{\circ} = V_{FN} \times \sqrt{3} \times \sqrt{3} \angle+180^{\circ}$$

$$V_{XY} = = 3 \times V_{FN}\angle+180^{\circ} \quad (24)$$

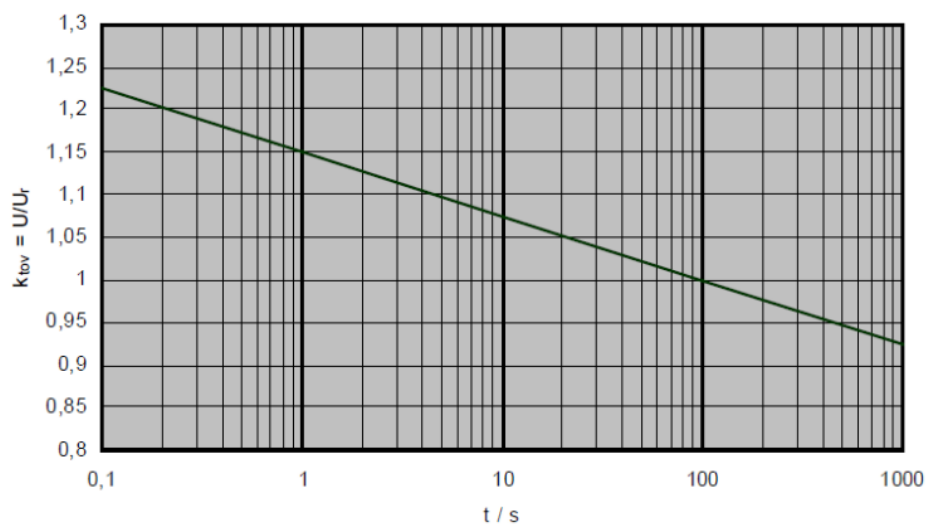
Portanto, o valor lido pelo relé 59N, e que o sensibiliza é 3 pu da tensão de sequência zero (LUIZ, 2012, p. 61):

- Para-raios

Os para-raios são equipamentos que atuam contra surtos de tensão, que são provenientes de descargas atmosféricas ou manobras na rede, como chaveamento de grandes bancos de dados ou de linhas longas em vazio. Para outros tipos de sobretensões menos severas, é desejado que os relés de sobretensão atuem. Porém, a condição de paralelismo pode causar sobretensão sustentada a partir de um curto-circuito monofásico, já que este ponto de falta poderá ser alimentado pela geração do acessante após o desacoplamento da fonte da concessionária.

De forma semelhante aos relés, os para-raios atuam segundo uma curva de tempo inverso, que é a curva de suportabilidade de um para-raios frente às sobretensões sustentadas. A atuação de um para-raios tem como ponto de partida uma grandeza chamada Máxima Tensão de Operação Contínua, MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage). Isto significa que para tensões inferiores ou iguais ao MCOV, estes equipamentos podem operar por tempo indeterminado, enquanto valores de tensão a partir do MCOV são suportados por um tempo limitado, segundo uma curva de suportabilidade. Segundo Diniz (2011, p. 22), a curva de suportabilidade de um para-raios depende basicamente das características dos varistores utilizados. A Figura 9 apresenta a curva que representa o comportamento dos para-raios típicos utilizados na rede de 15 kV da EDP Escelsa.

Figura 9 - Curva de suportabilidade do para-raios



Fonte: DINIZ (2011).

Segundo Martínez e Cogo (1994, p. 13) e de acordo com a Tabela 1, existe um valor limite até o qual um para-raios pode operar de forma limitada, porém sem danos. Os para-raios obedecem a uma curva de tempo inverso que se inicia com o valor de MCOV e termina na “Tensão Limite de Estabilidade”, valor determinado pela ANSI e pela IEC para o qual os para-raios atuam de forma instantânea. Entretanto, nessa faixa de operação esses equipamentos ficam mais vulneráveis a danos já que sua capacidade de absorção de energia é inferior aos limites nominais.

Tabela 1 - Comparação entre as margens de projeto previstas pelas normas ANSI-CSA e IEC-ABNT

Definição do Projeto	Descrição do Projeto	20° C ** Limite de Estabilidade p.u. MCOV	40° C ** Limite de Estabilidade p.u. MCOV	20° C Limite de Estabilidade p.u. V_{FN} ** ***
Projeto Real (Média)	Estação	1,12	1,08	1,19
	Distribuição	1,48	1,44	1,57
	Encapsulado	1,45	1,41	1,54
Projeto segundo* ANSI	Estação	1,12	1,08	1,19
	Distribuição	1,37	1,34	1,45
	Encapsulado	1,28	1,25	1,36
Projeto segundo* IEC	Estação	1,12	1,08	1,19
	Distribuição	1,08	1,05	1,14
	Encapsulado	1,12	1,11	1,19

Fonte: MARTINEZ e COGO (1994).

Nota: * "Projeto Segundo" significa "Modelo Computacional";

** Os pára-raios podem suportar esta tensão por um intervalo de tempo indeterminado desde que não sejam solicitados por descarga prévia de corrente;

*** Baseado em $MCOV = 1,06 V_N$

**** Pára-raios encapsulados: Borracha de Silicone ou EPDM

Sabendo como funcionam o relé 59N e os para-raios, o principal objetivo da criação de uma fonte de terra no ponto de conexão do acessante com o sistema de distribuição é limitar a sobretensão de forma que não haja uma sobretensão plena - como visto na Equação (24) - que resultaria na queima do para-raios, mas sim, que haja uma sobretensão que seja percebida pelo relé 59N e que possa ser eliminada pela atuação desse relé antes da queima dos para-raios.

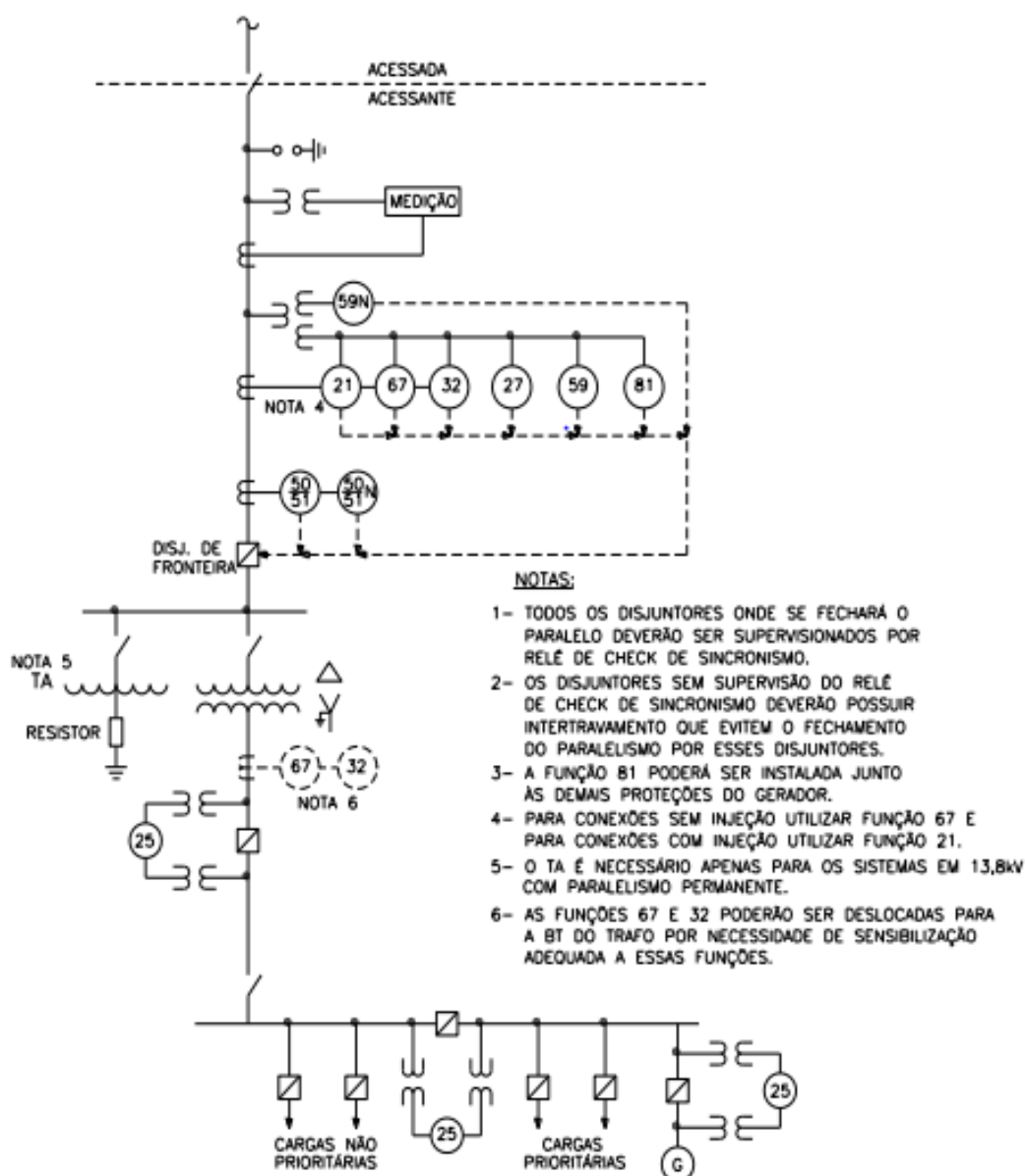
4.3 Procedimentos para acesso de geração distribuída ao sistema

Conforme dito anteriormente, a geração distribuída pode se conectar ao sistema em regime de paralelismo momentâneo ou paralelismo permanente, atendendo à Resolução Normativa Nº 390 para procedimentos de registro junto à ANEEL (ANEEL, 2009).

O cenário de estudo do presente trabalho é de uma rede de distribuição de 15 kV da EDP Escelsa com agentes geradores em regime de paralelismo permanente. Portanto, nesta sessão serão discutidos os procedimentos para acesso de geração distribuída ao sistema considerando este regime. Esses procedimentos visam garantir que a interligação não resulte em problemas técnicos e de segurança para o sistema elétrico, equipes e consumidores da rede de 15 kV da EDP Escelsa, através da uniformização ao sistema e aos requisitos técnicos e de qualidade estabelecidos pela ANEEL, conforme os PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição (EDP ESCELSA, 2016, p.3).

Especificamente em termos de proteção, é de responsabilidade do acessante custear os equipamentos de proteção no ponto de acesso e dentro das suas instalações, de modo a proteger seus equipamentos contra falhas no sistema EDP Escelsa e também para garantir que seu acesso não cause danos ao sistema. Em EDP Escelsa (2016, p. 7) é solicitado que os geradores do acessante sejam ligados à rede primária através de um transformador de isolação, conectado em delta no lado da EDP Escelsa, trazendo então os benefícios dessa configuração, já explicados anteriormente. Em seguida é solicitado que agentes geradores em paralelismo permanente com tensões de 13,2 ou 13,8 kV insiram um transformador de aterramento associado ou não a um resistor de neutro, para limitar sobretensões que podem ocorrer na presença de uma falta fase-terra em qualquer ponto da rede de distribuição. Além disso, são especificadas as funções necessárias para proteção contra sobrecorrentes, sobretensão, dentre outras. A Figura 10 apresenta uma possibilidade de conexão de uma agente gerador em paralelo à rede EDP Escelsa.

Figura 10 - Configuração de Conexão de Agente Gerador em Paralelismo



Fonte: EDP ESCELSA (2016).

A partir do ponto de conexão da acessada, concessionária EDP Escelsa, e o acessante, devem ser posicionados os TCs e TPs para medição e proteção, imediatamente antes do ponto de conexão do gerador. As funções de proteção comandam o disjuntor de fronteira, que é um disjuntor posicionado para ser capaz de desconectar as instalações do acessante da rede de distribuição. Vale destacar a presença da função 59N, discutida na sessão anterior. O Quadro 2 resume todas as funções de proteção que aparecem no esquema da Figura acima.

Quadro 2- Funções de Proteção

Relé (Função ANSI)	Tipo	Função
27	Subtensão	Ajustes a serem definidos pelo acessante
50/51 50/51N	Sobrecorrente não-direcional Instantânea Temporizada	Disparar o Disjuntor de Fronteira, quando da ocorrência de faltas nas instalações do acessante
81	Subfrequência	Ajustes a serem definidos pelo acessante
59	Sobretensão	Ajustes a serem definidos pelo acessante
59N	Sobretensão residual	Disparar o disjuntor do Acessante, responsável pelo paralelismo, quando da ocorrência de faltas a terra no sistema de distribuição da Acessada.
21	Distância de no mínimo 3 zonas	Disparo do disjuntor do Acessante, responsável pelo paralelismo permanente com injeção, quando da ocorrência de faltas bifásicas ou trifásicas para paralelismo permanente com injeção de potência
67	Sobrecorrente direcional	Disparar o disjuntor do Acessante, responsável pelo paralelismo momentâneo ou permanente sem injeção, para faltas bifásicas ou trifásicas localizadas na rede da Acessada
32	Direcional de potência	Disparar o disjuntor do Acessante, responsável pelo paralelismo momentâneo ou permanente, quando fluxo de potência do Acessante para a Acessada violar os limites estabelecidos.
25	Sincronismo	Verificar se os dois circuitos estão dentro de limites desejados de amplitude, frequência e ângulo de fase de tensão para permitir o paralelismo.

Fonte: EDP ESCELSA (2016).

Após o disjuntor de fronteira, existe um transformador delta-estrela aterrado, que interliga as instalações do acessante à rede, e existe o TA, conectado na barra do acessante, no lado de delta do transformador, para criar uma fonte de terra nesse

ponto de isolamento. Há ainda o resistor de neutro do TA, que pode ser necessário ou não.

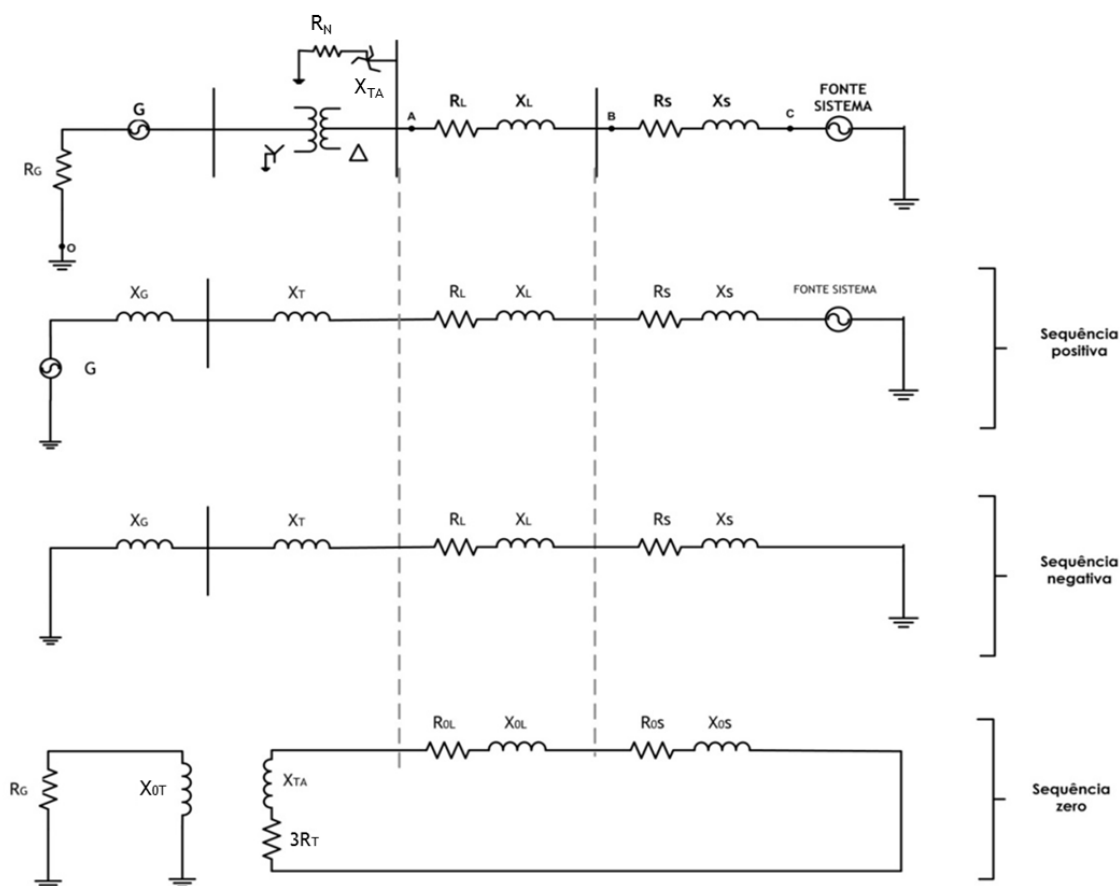
É definido 13,8 kV como a tensão nominal do TA e do resistor e é informado que o tipo de conexão do TA pode ser Y-Delta ou Zig-Zag. Para este projeto, os cálculos consideram uma conexão do tipo Zig-Zag. A especificação do TA é de responsabilidade da EDP Escelsa, já que esta especificação é calculada com base nos dados do gerador do Acessante, do transformador Y-Delta do Acessante e nos dados do sistema EDP Escelsa (EDP ESCELSA, 2016, p. 17).

5 MODELAGEM

A modelagem da situação-problema que o projeto abrange é obtida a partir do desenvolvimento manual de todos os cálculos, e posterior conversão dos cálculos em um algoritmo que gera os mesmo resultados. O desenvolvimento manual também é usado com a finalidade de validar os resultados apresentados pela tabela final.

A situação geral considerada é aquela apresentada na Figura 2, que é reapresentada na Figura 11, acompanhada de suas componentes simétricas.

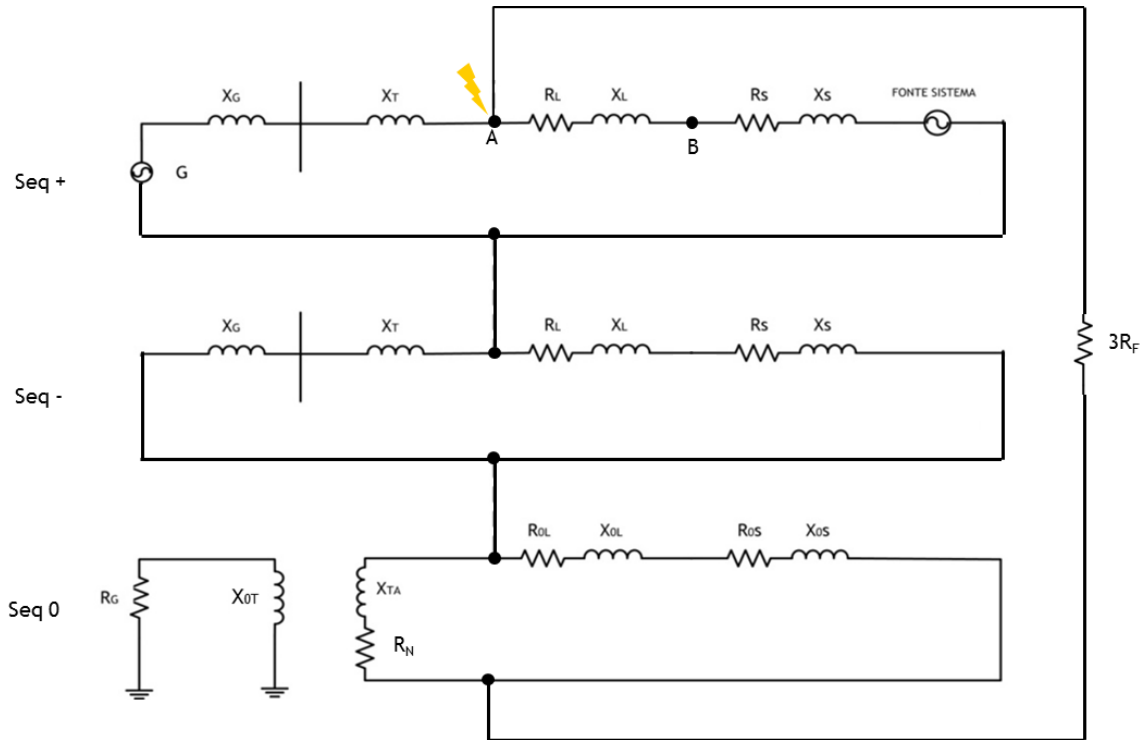
Figura 11 - Componentes simétricas da situação modelada para uma fase



Fonte: Produção do próprio autor.

Neste cenário, o projeto considera a ocorrência de uma falta monofásica na fase a . A Figura 12, portanto, exibe o esquema da situação geral e suas componentes simétricas em condições de falta monofásica.

Figura 12 - Componentes simétricas da fase a em condição de falta monofásica



Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando as condições pós-falta, conclui-se que $V_a = 0$ e $I_b = I_c = 0$. Aplicando essas condições à Equação (15), chega-se aos seguintes resultados para os valores de seqüência:

$$I_0 = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 \times R_f} \quad (25)$$

$$V_1 = 1 - Z_1 \times I_0 \quad (26)$$

$$V_2 = -Z_2 \times I_0 \quad (27)$$

$$V_0 = -Z_0 \times I_0 \quad (28)$$

A partir das componentes simétricas, são obtidas as componentes de fase aplicando os valores acima às Equações (6), (7) e (8).

Embasados nessas formulações, os casos a seguir são analisados, considerando a variação de dois parâmetros. O primeiro parâmetro é o local da falta, que pode ser

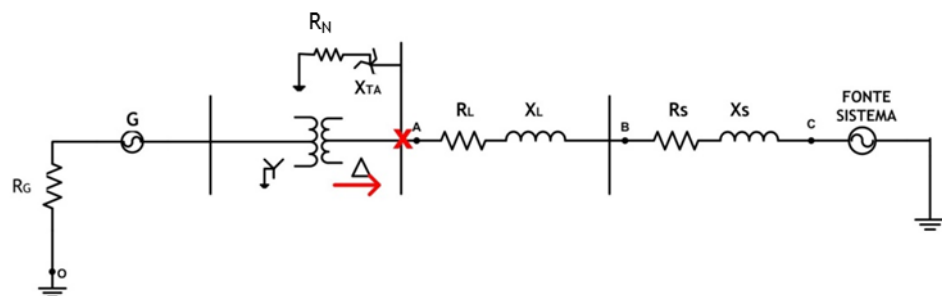
na barra do cliente ou na barra do sistema, pontos A e B da Figura 2, respectivamente. O segundo parâmetro é a contribuição de energia, que pode ser do Cliente e da Concessionária, imediatamente após a ocorrência da falta, ou só do Cliente, após a saída da Concessionária devido à atuação dos mecanismos de proteção da mesma. A combinação desses dois parâmetros resulta em quatro casos diferentes. Basicamente, o que muda para cada caso são as impedâncias equivalentes de cada sequência.

5.1 Caso 1 – Barra do cliente / Cliente

Para o Caso 1 é simulada a ocorrência de falta na barra do cliente (ponto A), considerando a contribuição apenas do cliente.

Nesta situação, considera-se que os procedimentos de proteção da concessionária funcionaram corretamente e a fonte da mesma não alimenta a falta. Portanto, apenas o gerador do cliente alimenta a falta no ponto A, e as impedâncias dos trechos AB e BC não compõem a impedância equivalente de cada componente de sequência (positiva, negativa e zero), apenas as impedâncias do trecho OA. A Figura 13 representa esta situação.

Figura 13 - Representação do sistema para o Caso 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Calculo da impedância equivalente:

$$Z_1 = j(X_{1g} + X_T) \quad (29)$$

$$Z_2 = j(X_{2g} + X_T) \quad (30)$$

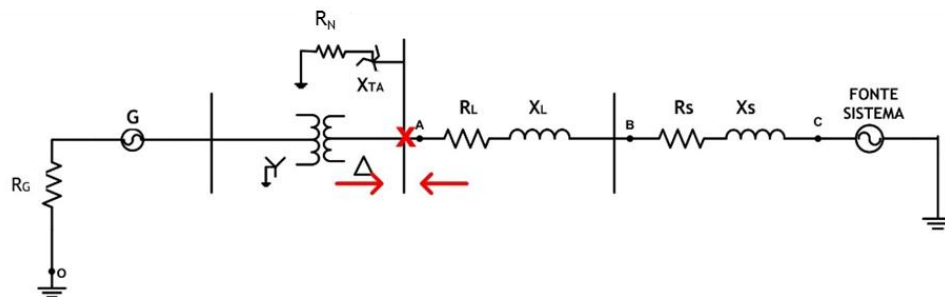
$$Z_0 = 3 \times R_N + jX_{TA} \quad (31)$$

5.2 Caso 2 - Barra do cliente / Cliente e concessionária

Para o Caso 2 é simulada a ocorrência de falta na barra do cliente (ponto A), considerando a contribuição do cliente e da concessionária.

Nesta situação, conforme apresentado na Figura 14, considera-se que a proteção da concessionária ainda não atuou e assim, contribui para o ponto de falta. Os cálculos incluem a fonte de tensão da concessionária e as impedâncias dos trechos AB e BC nos cálculos.

Figura 14 - Representação do sistema para o Caso 2



Fonte: Produção do próprio autor.

Calculo da impedância equivalente:

$$Z_1 = j(X_{1g} + X_T) // (R_L + jX_L + R_S + jX_S) \quad (32)$$

$$Z_2 = j(X_{2g} + X_T) // (R_L + jX_L + R_S + jX_S) \quad (33)$$

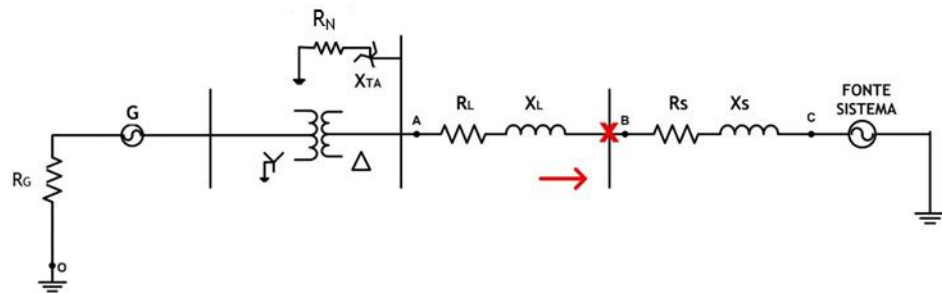
$$Z_0 = (3 \times R_N + jX_{TA}) // (R_{0L} + jX_{0L} + R_{0S} + jX_{0S}) \quad (34)$$

5.3 Caso 3 - Barra da concessionária / Cliente

Para o Caso 3, simula-se a ocorrência de falta na barra da concessionária (ponto B), considerando a contribuição do cliente.

Semelhante ao Caso 1, esta situação considera que o sistema de proteção da concessionária atuou corretamente e a fonte da mesma não alimenta a falta. Portanto, apenas o gerador do cliente alimenta a falta no ponto B, e apenas as impedâncias dos trechos AO e AB compõem a impedância equivalente de cada componente de sequência (positiva, negativa e zero). A Figura 15 apresenta esta situação.

Figura 15 - Representação do sistema para o Caso 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Calculo da impedância equivalente:

$$Z_1 = j(X_{1g} + X_T) + R_L + jX_L \quad (35)$$

$$Z_2 = j(X_{2g} + X_T) + R_L + jX_L \quad (36)$$

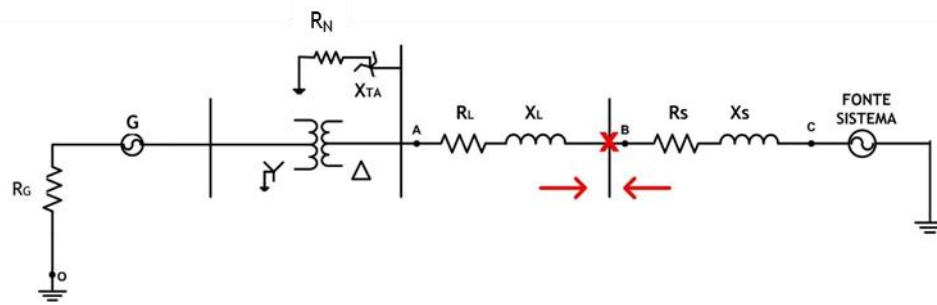
$$Z_0 = 3 \times R_N + jX_{TA} + R_{0L} + jX_{0L} \quad (37)$$

5.4 Caso 4 - Barra da concessionária / Cliente e concessionária

Para o Caso 4, simula-se a ocorrência de falta na barra da concessionária (ponto B), considerando a contribuição do cliente e da concessionária.

A Figura 16 apresenta esta situação. A concessionária e o cliente alimentam o ponto de falta, e a impedância equivalente é dada pelas impedâncias do trecho AO em paralelo com as impedâncias do trecho AC.

Figura 16 - Representação do sistema para o Caso 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Calculo da impedância equivalente:

$$Z_1 = (j(X_{1g} + X_T) + R_L + jX_L) // (R_S + jX_S) \quad (38)$$

$$Z_2 = (j(X_{2g} + X_T) + R_L + jX_L) // (R_S + jX_S) \quad (39)$$

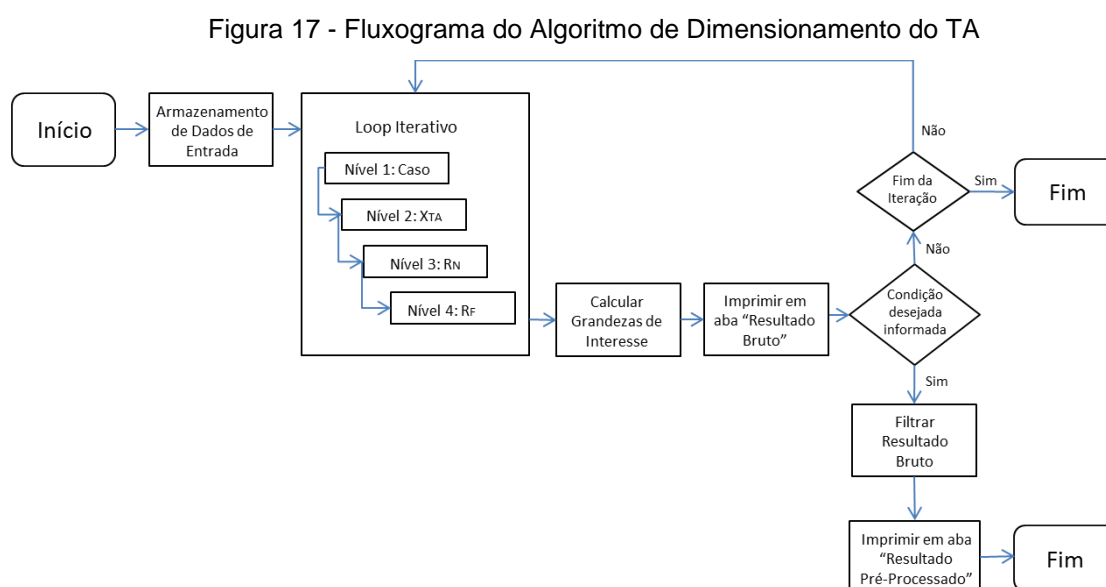
$$Z_0 = (3 \times R_N + jX_{TA} + R_{0L} + jX_{0L}) // (R_{0S} + jX_{0S}) \quad (40)$$

6 IMPLEMENTAÇÃO DA ROTINA

O algoritmo obtido na fase de modelagem é convertido em código usando a linguagem de programação Visual Basic, VBA, linguagem adotada pelo software Excel. O produto final é uma planilha automática/tabela macro do Excel, que recebe os dados de entrada, executa o algoritmo estudado e implementado e apresenta os resultados ao usuário.

Conforme visto na etapa de modelagem, a situação-problema possui três variáveis que devem ser combinadas para gerar diferentes resultados: a combinação (R_N , X_{TA}), que caracteriza o TA, e a impedância de falta, Z_F , que varia de acordo com a situação a qual o sistema é submetido. O método escolhido para lidar com essas três variáveis e gerar resultados que permitam uma análise válida é o método de exaustão: são calculadas todas as combinações entre valores comerciais de X_{TA} e R_N e valores mais comuns de Z_F . Portanto, a rotina percorre esses vetores de valores e gera os resultados que informam como o sistema se comportaria com cada uma destas situações. O par (R_N , X_{TA}) que gerar o comportamento que estiver dentro do que o usuário entende como adequado para todos os valores de Z_F é, então, o par que define o dimensionamento do TA.

O fluxograma apresentado na Figura 17 demonstra o funcionamento desta rotina.



Fonte: Produção do próprio autor.

A tabela possui uma interface amigável e de fácil navegação. Esta interface contém uma tela principal, uma tela de manual do usuário e telas de exibição de resultados brutos e pré-processados, como é descrito e mostrado nas figuras a seguir.

Figura 18 - Tabela de Dimensionamento do TA: Tela Principal

The screenshot displays the main interface for 'DIMENSIONAMENTO DE TRAFÓ DE ATERRAMENTO'. The title is prominently displayed at the top. Below the title, the author's name 'Aline Andrade' is visible. The main section is titled 'DADOS DE ENTRADA' and contains a table of system parameters. Below the table, there are three buttons: 'Processar' (with a gear icon), 'Ver Resultados' (with a bar chart icon), and 'Info' (with an information icon).

SISTEMA:					
Ss [KVA]		100.000			
Vs [KV]		13,8			
Zs [PU]		0,0221	+ j	0,474	
Z0s [PU]		0,00001	+ j	2,4048	

[...]

Processar Ver Resultados Info

Fonte: Produção do próprio autor.

Na tela principal, o usuário insere os dados característicos do sistema que se deseja analisar, conforme listado no Quadro 3. Além disso, também é solicitado o valor limite, em pu, de sobretensão desejada sobre os para-raios para o pré-processamento dos resultados, caso o usuário queira que lhe sejam apresentados resultados filtrados que atendam a essa premissa. Quanto aos valores de X_{TA} , R_N e Z_F que serão testados, estes são pré-definidos, mas podem ser alterados pelo usuário também na tela principal.

Quadro 3 - Dados de Entrada do Programa

Dado	Descrição	Observação/Comentário
Dados do Sistema		
S_S	Potência do Sistema	
V_S	Tensão de operação do sistema	De S_S e V_S é calculado Z_B , impedância de base, usado para mudança de base dos valores dos demais elementos do sistema.
R_S, R_{S0}	Resistência do sistema, Resistência do sistema de sequência zero.	- Valor lido pelo software Interplan no ponto de saída do sistema, antes de começar a considerar o trecho de linha de transmissão. - $R_{S1} = R_{S2} = R_S$.
X_S, X_{S0}	Reatância do sistema, Reatância do sistema de sequência zero.	- Valor lido pelo software Interplan no ponto de saída do sistema, antes de começar a considerar o trecho de linha de transmissão. - $R_{S1} = R_{S2} = R_S$.
Dados no Ponto de Falta (Dados de Linha + Sistema)		
R, R_0	Resistência no ponto de falta, Resistência no ponto de falta de sequência zero.	- Valor lido pelo Interplan no ponto de falta.
X, X_0	Reatância no ponto de falta, Reatância no ponto de falta de sequência zero.	- Valor lido pelo Interplan no ponto de falta.
Dados do Gerador		
X_{1G}	Reatância subtransitória do gerador de sequência positiva	- Valor informado pelo cliente.
X_{2G}	Reatância subtransitória do gerador de sequência negativa	- Valor informado pelo cliente.
R_G	Resistência do gerador	- Valor informado pelo cliente.
S_G	Potência do gerador	- Valor informado pelo cliente.

Dados do Transformador padrão do ponto de conexão sistema-acessante (estrela-triângulo)		
X_T	Reatância do trafo	
S_T	Potência do trafo	
Dados do Transformador de Aterramento (Objeto de Estudo)		
X_{TA}	Reatância do TA por fase	Faixa de valores com as quais serão calculadas todas as combinações com valores de R_N e Z_F . Por padrão, são informados valores comerciais.
R_N	Resistência de neutro do TA	Faixa de valores com as quais serão calculadas todas as combinações com valores de X_{TA} e Z_F . Por padrão, são informados valores comerciais.
Impedância de Falta		
R_F	Impedância de falta	Faixa de possíveis valores de Z_F . Parte reativa da impedância pode ser desconsiderada. Portanto $Z_F = R_F$
Condição Desejada		
Limite MCOV	Valor máximo de sobretensão sobre os para-raios	Valor limite, em pu, de sobretensão desejada sobre os para-raios para o pré-processamento dos resultados. Informação opcional

Fonte: Produção do próprio autor.

Cada vez que o programa é alimentado com dados de entrada e recebe o comando *Processar*, telas semelhantes à apresentada na Figura 19 são preenchidas com os cálculos de todas as combinações possíveis de X_{TA} , R_N e Z_F , para cada um dos quatro casos. Para conferir o comportamento do sistema, basta navegar pelas telas de resultados.

Figura 19 - Tabela de Dimensionamento do TA: Tela de Resultados



Fonte: Produção do próprio autor.

As telas de resultados estão organizadas conforme explicado no item 5 (CASO 1, CASO 2, CASO 3 e CASO 4), de forma que haja uma previsão do sistema para cada etapa posterior à ocorrência da falta. Para cada um desses casos existe uma tela que exhibe os dados brutos, ou seja, lista todas as iterações possíveis entre os valores de X_{TA} , R_N e Z_F , e outra tela que exhibe os dados pré-processados, exibindo apenas os resultados filtrados de acordo com a premissa informada pelo usuário, caso haja alguma. Cada tela de resultados traz as seguintes grandezas mostradas no Quadro 4, dispostas em colunas. Note que todos os valores cuja unidade de medida não é informada são valores por unidade (pu).

Quadro 4 - Dados de Saída do Programa

Dado	Descrição	Observação/Comentário
X_{TA}	Valor da reatância do trafo de aterramento.	Dado de entrada atribuído de forma iterativa.
R_T	Valor da resistência de neutro do trafo de aterramento.	Dado de entrada atribuído de forma iterativa.
R_F	Valor de resistência de falta	Dado de entrada atribuído de forma iterativa.
V_A	Tensão na fase A	Sempre zero, já que é considerado que a falta ocorre nesta fase.
V_B	Tensão na fase B	Fase sã.
V_C	Tensão na fase B	Fase sã.
V_0	Tensão de sequência zero	
$3V_0$ secundário [V]	$3 * \text{Tensão de sequência zero}$	Valor usado para ajustar o relé 59N
I_0	Corrente de sequência zero	
I_0 [A]	Corrente de sequência zero, em Ampères	
$I_N = 3 * I_0$ [A]	Corrente de neutro = $3 * \text{Corrente de sequência zero}$, em Ampères	Valor importante para dimensionar equipamentos e para o cálculo de potência
S_{TA} [KVA]	Potência térmica do TA	Essa grandeza só será exibida para os Casos 1 e 3.
PR_N [W] 5% de I_N	Potência contínua do resistor de neutro	Essa grandeza só será exibida para os Casos 1 e 3.
Acima MCOV (9.8 kV)	Valor de tensão expressa em MCOV	Para valores de tensão maiores que 1, deve ser verificado a curva de suportabilidade do para-raios a fim de saber se o tempo que suportam, dada tensão, é maior que o tempo de atuação do 59N. Caso contrário, o pára-raios é danificado. Esta situação é indesejada.

Fonte: Produção do próprio autor.

Sobre as saídas S_{TA} e PR_N , ambas devem ser observadas apenas nos casos 1 e 3. Nesses casos, a corrente I_N considerada nos cálculos de S_{TA} e PR_N é efetivamente a

corrente que passa pelo neutro de sequência zero dos elementos que foram instalados na barra do cliente, já que a fonte de terra da concessionária já foi desacoplada. Por esse motivo, essas grandezas não são exibidas para os Casos 2 e 4.

A qualquer momento o usuário pode consultar a tela “Manual do Usuário”, que traz informações sucintas sobre o objetivo da rotina, a situação simulada e a descrição dos casos apresentados nas telas de resultados. Essas informações garantem que a rotina seja acessível a qualquer profissional que trabalhe na área de Proteção de Sistemas Elétricos, e que os dados de saída sejam interpretados e usados corretamente. A Figura 20 exibe esta tela.

Figura 20 - Tabela de Dimensionamento do TA: Tela Manual do Usuário

DIMENSIONAMENTO DE TRAFÓ DE ATERRAMENTO

Aline Andrade

MANUAL DO USUÁRIO

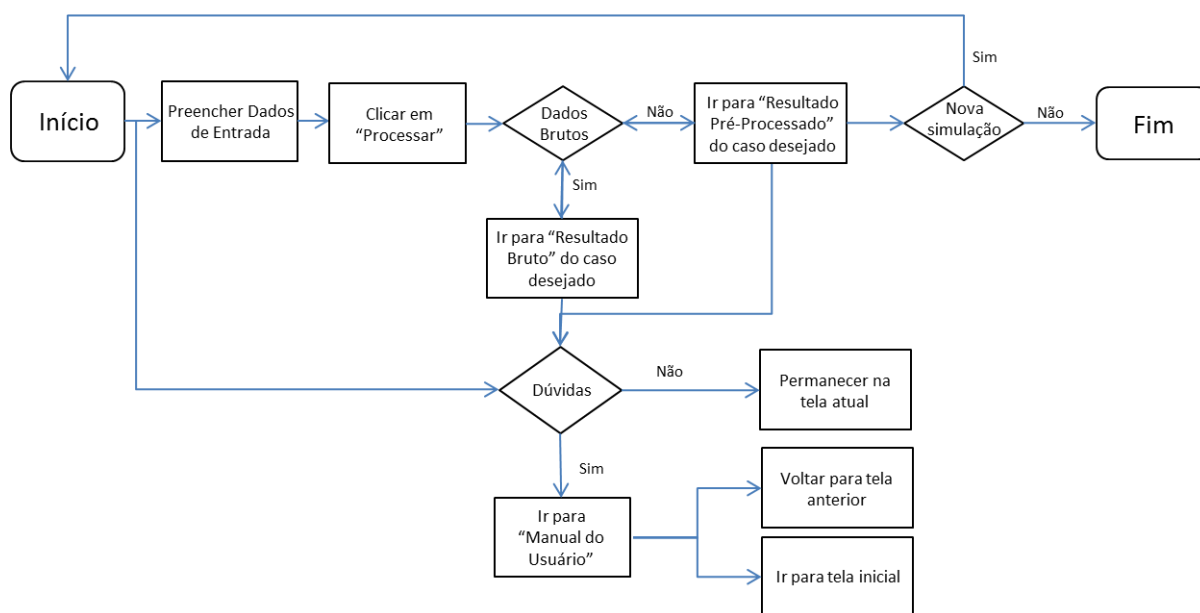
Esta planilha auxilia no correto dimensionamento de um transformador de aterramento, necessário no ponto de conexão entre concessionária e cliente, quando este última passa a ser um gerador em conexão paralela permanente com o sistema de distribuição, como mostrado na Figura 1.

Figura 1 - Sistema concessionária + acessante gerador + TA no ponto de conexão

Fonte: Produção do próprio autor.

A Figura 21 resume o fluxo de interação com a tabela.

Figura 21 - Fluxograma da Navegação da Tabela de Dimensionamento do TA



Fonte: Produção do próprio autor.

Para simular um novo sistema, basta inserir os dados desejados e clicar em *Processar* novamente.

7 RESULTADOS

7.1 Análise de resultados

Conforme visto na Figura 19, que exhibe a tela “Resultados”, todas as grandezas exibidas são críticas em termos de análises técnicas e de segurança. O que o usuário do sistema deve buscar é uma solução que limite a sobretensão, de modo a não permitir a queima de para-raios e demais equipamento ligados entre fase e neutro, mas que, ao mesmo tempo, não seja sensível demais às sobrecorrentes, para que não venha a desarmar na presença do desequilíbrio inerente ao sistema.

Observando a última coluna, por exemplo, caso o valor seja maior que um, é necessário atentar ao fato de que a vida útil dos para-raios é reduzida se expostos a tensões elevadas, e este valor deve ser verificado na curva de suportabilidade dos para-raios, na Figura 9. Deve ser analisado o tempo que os para-raios suportam tal tensão e se esse tempo é suficiente para a atuação dos dispositivos de proteção. Caso não seja, a combinação do par (X_{TA} , R_N) que gera esse comportamento deve ser descartada.

O ajuste mínimo de corrente para abertura da fonte da concessionária deve ser conhecido e levado em consideração para avaliar os valores de I_n . Sabendo que o ajuste mínimo é definido de forma a extinguir sobrecorrentes acima do desequilíbrio intrínseco ao sistema. A avaliação deste parâmetro auxilia no ajuste do relé 59 N.

Além das observações acima, o usuário deve ser capaz de decidir o comportamento que melhor atende o sistema em questão.

7.2 Validação de dados

Os resultados gerados são considerados válidos por serem baseados nos mesmos cálculos matemáticos usados amplamente em todo mundo para prever e diagnosticar o comportamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Conforme dito anteriormente, todo o desenvolvimento matemático foi feito manualmente e então foi modelado e gerado o algoritmo. A partir dessa modelagem,

qualquer caso específico pode ser calculado à mão e confrontado com os resultados apresentados pela tabela.

Outra forma de validar a coerência dos cálculos apresentados pela tabela é testando valores extremos. Nestes casos é possível verificar facilmente que os resultados convergem para um comportamento conhecido do sistema. Por exemplo, se são atribuídos valores muito grandes a X_{TA} e R_N , o sistema se tornará isolado e serão encontrados valores de $\sqrt{3} \cdot V_{fase}$ nas fases sãs, que é o comportamento do sistema para um sistema isolado, ou seja, para a situação sem o TA. Nessa situação também será encontrado o maior valor possível de tensão sobre os para-raios. Note que este comportamento é obtido nos resultados dos Casos 1 e 3, que são os casos em que se considera a contribuição apenas do cliente, quando não há mais o aterramento da concessionária e, portanto, o sistema fica totalmente isolado no lado do delta. Esse valor de $\sqrt{3} \cdot V_{fase}$ será encontrado para quaisquer que sejam os dados de entrada, ou seja, para qualquer sistema simulado.

Da mesma forma, se é atribuído zero aos valores de X_{TA} e R_N , o sistema se torna solidamente aterrado, não apresentando nenhuma sobretensão nas fases sãs e no para-raios, mas corrente de neutro elevadíssima.

7.3 Estudo de Caso

Em 2014, durante o meu período de estágio na EDP Escelsa, o departamento de Estudos de Proteção estudava uma nova forma de tratar a conexão de agentes geradores em regime permanente no sistema de 13,8 kV utilizando o TA. Tive a oportunidade de entender a filosofia de proteção da empresa e de participar do processo de reformulação das diretrizes de conexão. Sob orientação e auxílio da equipe, pude modelar matematicamente um caso base e expandir essa formulação de modo a atender a diferentes casos e oferecer flexibilidade às alterações do sistema sob análise. O software Excel foi escolhido por ser uma ferramenta familiar e presente, e por permitir um automatismo necessário a essa atividade.

Uma versão inicial da planilha resultante deste projeto foi usada para dimensionar o TA do cliente CBF Indústria de Gusa, localizada em João Neiva. Apesar de a planilha ainda não contar com o algoritmo em VBA e, portanto, não calcular as combinações das faixas de valores de X_{TA} , R_N e Z_F de forma iterativa, já eram simuladas todas as etapas do cálculo manual feito anteriormente, a partir da digitação das fórmulas nas próprias células. Essa versão já trazia redução significativa no tempo de cálculo, ainda que necessário tratar cada combinação por vez. Todas as grandezas de saída listadas no Quadro 4 eram calculadas, permitindo ao usuário saber o comportamento do sistema para a combinação de valores informada.

A Figura 22 mostra os dados de entrada reais da CBF, obtidos a partir do Interplan e de informações fornecidas pelo cliente, conforme descrito no Quadro 3.

Figura 22 - Dados de Entrada da CBF Indústria de Gusa

DADOS DE ENTRADA				
SISTEMA:	S_s [KVA]	100.000		
	V_s [KV]	13,8		
	Z_s [PU]	0,0221	+ j	0,474
	Z_{0s} [PU]	0,00001	+ j	2,4048
LINHA + SISTEMA:	Z [PU]	1,2491	+ j	2,0604
	Z_0 [PU]	2,8417	+ j	7,5925
GERADOR:	R_g [Ω]	50		
	S_g [KVA]	3750		
	X_{1g} [PU]	j	2,36	
	X_{2g} [PU]	j	0,1	
TRAFO CLIENTE:	X_t [PU]	j	0,09	
	S_t [kVA]	3750		
FATOR MCOV:	9,8			

Fonte: Produção do próprio autor.

Na Figura 23 é possível verificar o comportamento do sistema sob condições do Caso 1, para algumas combinações distintas.

Figura 23 – Cliente CBF: Comportamento do sistema sob falta monofásica

RESULTADOS BRUTOS													
CASO 1		Local da Falta: Barra do Cliente											
		Contribuições: Cliente											
X _{TA}	R _N	R _f	V _b	V _c	V ₀	3V0 secundário [V]	I ₀	I ₀ [A]	I _n = 3*I ₀ [A]	S _{fa} [KVA]	PRn [W] 5% de I _n	Acima MCOV (9.8 kV)	
999999	999999	0	1,7320	1,7320	1	199,1832	0	0,0025	0,01	0,06	0,14	1,5490	
999999	999999	50	1,7320	1,7320	0,9999	199,1742	0	0,0025	0,01	0,06	0,14	1,5489	
999999	999999	250	1,7319	1,7318	0,9998	199,1384	0	0,0025	0,01	0,06	0,14	1,5488	
999999	999999	500	1,7317	1,7316	0,9995	199,0936	0	0,0025	0,01	0,06	0,14	1,5485	
999999	999999	800	1,7315	1,7313	0,9993	199,0399	0	0,0025	0,01	0,06	0,14	1,5483	
999999	999999	1000	1,7314	1,7311	0,9991	199,0041	0	0,0025	0,01	0,06	0,14	1,5481	
999999	80	0	1,7318	1,7318	0,9999	199,1591	0	0,0080	0,02	0,19	0,00	1,5488	
999999	80	50	1,7319	1,7318	0,9999	199,1591	0	0,0080	0,02	0,19	0,00	1,5487	
999999	80	250	1,7322	1,7315	0,9999	199,1590	0	0,0080	0,02	0,19	0,00	1,5484	
999999	80	500	1,7326	1,7311	0,9999	199,1588	0	0,0080	0,02	0,19	0,00	1,5481	
999999	80	800	1,7330	1,7306	0,9999	199,1585	0	0,0080	0,02	0,19	0,00	1,5477	
999999	80	1000	1,7333	1,7303	0,9999	199,1581	0	0,0080	0,02	0,19	0,00	1,5474	
226	100	0	1,3746	1,4235	0,8014	159,6317	0,0041	17,0001	51,00	406,34	650,26	1,2730	
226	100	50	1,3758	1,2826	0,6517	129,8129	0,0033	13,8246	41,47	330,44	430,02	1,1470	
226	100	250	1,2527	1,0665	0,3384	67,3990	0,0017	7,1777	21,53	171,56	115,92	0,9538	
226	100	500	1,1655	1,0167	0,2046	40,7561	0,0010	4,3404	13,02	103,74	42,39	0,9092	
226	100	800	1,1156	1,0031	0,1379	27,4659	0,0007	2,9250	8,78	69,91	19,25	0,8971	
226	100	1000	1,0961	1,0001	0,1131	22,5373	0,0006	2,4001	7,20	57,37	12,96	0,8944	
280	80	0	1,3287	1,3676	0,7705	153,4826	0,0040	16,6475	49,94	397,91	498,85	1,2231	
280	80	50	1,3675	1,2290	0,6483	129,1382	0,0033	14,0070	42,02	334,80	353,15	1,0991	
280	80	250	1,2702	1,0122	0,3437	68,4519	0,0018	7,4247	22,27	177,47	99,23	0,9052	
280	80	500	1,1777	0,9774	0,2062	41,0693	0,0011	4,4546	13,36	106,47	35,72	0,8741	
280	80	800	1,1236	0,9753	0,1380	27,4882	0,0007	2,9815	8,94	71,27	16,00	0,8722	
280	80	1000	1,1025	0,9770	0,1129	22,4887	0,0006	2,4392	7,32	58,30	10,71	0,8737	

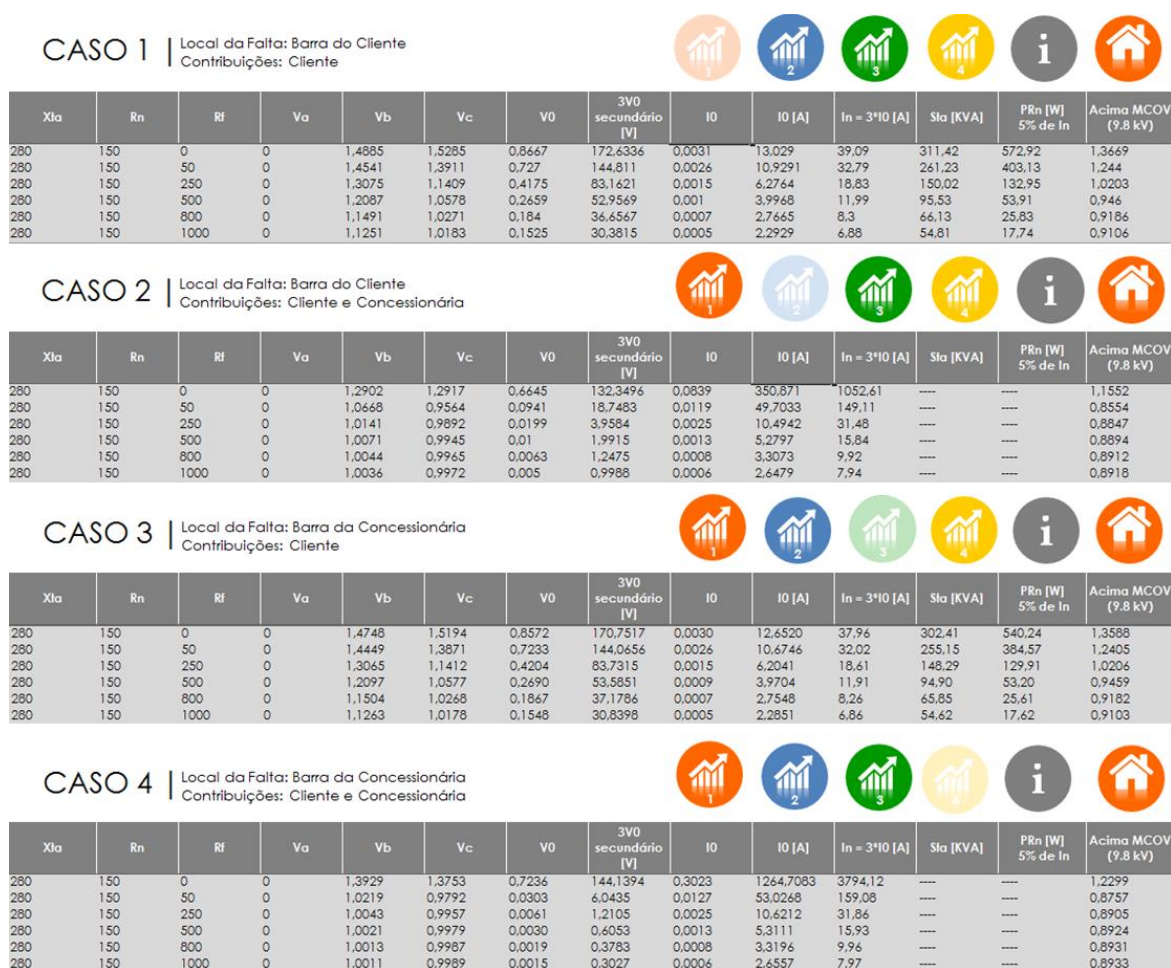
Fonte: Produção do próprio autor.

Como pode ser visto na figura acima, atribuindo valores muito altos a X_{TA} e R_N , é obtido um comportamento que caracteriza um sistema isolado: as fases são experimentam 1,73 pu de tensão, e a tensão sob os para-raios é de 1,54 pu. Nesta situação, o relé 59N leria valores próximos a 200 V, e atuaria, mas não é certo que sua atuação seja rápida o suficiente para evitar a queima dos para-raios. Já nas linhas onde X_{TA} e R_N assumem valores comerciais, é possível ver uma redução significativa na tensão nas fases sãs e nos para-raios.

Partindo da análise do comportamento do sistema para cada um dos quatro casos, cabe ao usuário decidir qual combinação garante que os para-raios não queimem, ao mesmo tempo em que proporcione um equilíbrio entre sensibilização de sobrecorrentes e sobretensões, que não exponha o sistema a situações extremas.

Especificamente para este cliente, a combinação eleita foi $X_{TA} = 280$ e $R_N = 150$. A Figura 24 mostra os valores das grandezas de saída para cada um dos quatro casos.

Figura 24 - Comportamento do sistema para dimensionamento escolhido para o cliente CBF



Fonte: Produção do próprio autor.

Para o relé 59 N operar de maneira satisfatória, deve-se ajustá-lo observando os valores de 3V0 e In, presentes na tabela de resultados.

O Acordo Operativo do cliente CBF foi aprovado em agosto de 2014 e, desde então, o cliente experimentou perturbações internas e externas, e em todas elas o sistema de proteção do cliente atuou perfeitamente.

8 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste projeto foi desenvolvida uma solução real, prática e fundamental no contexto de proteção de sistemas de distribuição na presença de geradores, visto que o ajuste ideal dos dispositivos de proteção é de difícil implementação já que não é possível reproduzir e testar as condições reais de operação do sistema. Esta solução minimiza a margem de erros e aumenta a agilidade de resposta em grandes proporções. Além disso, ela dá subsídio ao usuário para tomada de decisão com mais facilidade.

Ao longo do trabalho foram explanados os conceitos de sistemas e dispositivos de proteção, funcionamento da rede de distribuição, conexão entre cliente e concessionária. Todos esses conceitos justificaram a necessidade da presença de um transformador de aterramento. De encontro a essa necessidade, foi apresentada a teoria de componentes simétricas - modelo matemático que permite estudar o comportamento de sistemas desequilibrados e, portanto, simular os reflexos do sistema sob uma condição de falta para cada configuração testada. Para automatizar o processo, a linguagem VBA foi usada, permitindo uma varredura por uma faixa de valores comerciais de X_{TA} e R_T , e provendo uma visão abrangente de possíveis configurações. O resultado foi uma ferramenta simples, acessível, elegante e eficaz.

Existem ferramentas poderosas, como o *Real Time Digital Simulator*, RTDS, porém raras no Brasil e de custo muito elevado, tornando-o uma opção inacessível. O uso da Tabela de Dimensionamento de TA garante, de forma razoável, a confiabilidade e integridade do sistema. Além disso, a geração de energia elétrica em paralelo com a concessionária aumenta a confiabilidade em termos de fornecimento de energia. É uma prática vantajosa tanto para o acessante quanto para a rede de distribuição. Portanto, são necessários mecanismos para tratar de forma correta as perturbações advindas dessa conexão e, assim, desfrutar dos benefícios advindos dessa prática.

Apesar de o produto apresentado suprir uma necessidade e atender bem a engenheiros responsáveis pela análise de redes em situações tratadas neste projeto, o processamento de dados pode ser otimizado, lançando mão de abordagens mais complexas, como redes neurais e análise evolutiva, para gerar resultados mais refinados.

Além disso, é possível adaptar o código para atender a redes de tensão maiores que 13,8 kV. Para isso, uma nova modelagem deve ser feita, já que o comportamento do sistema é diferente. No sistema Escelsa, para os níveis de tensão maior ou igual a 34,5 kV, a rede tem comportamento equilibrado e fontes de curto circuito mais significativas. Com isso, trabalha-se com a configuração trivial, que é Y aterrado do lado da concessionária.

Em relação à validação de dados, esta pode ser dada via simulação dos mesmos casos através de ferramentas como o ATP (Alternative Transients Program), o PSCAD (Power System Computer Aided Design) ou ainda o RTDS (Real Time Digital Simulator). Esses são simuladores digitais que, através de diferentes tecnologias e níveis de precisão, permitem o estudo de fenômenos transitórios em sistemas elétricos. Todos eles apresentam resultados satisfatórios, desde que o usuário tenha conhecimento suficiente sobre o assunto e sobre as peculiaridades do simulador escolhido. A mais acessível das opções é o PSCAD, que possui distribuição gratuita e uma interface simples. A mais poderosa delas, e menos acessível, é o RTDS.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Informações Técnicas - Geração Distribuída**. Brasília, 2016. ANEEL. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false>

Acesso em: 13 jul 2016

_____. **Resolução normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009**. Brasília, 2009. Disponível em:

< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf> >. Acesso em: 15 mar. 2016.

ARAGÃO FILHO, W. C. P. de, **Proteção de sistemas elétricos de potência: o essencial para estudantes de engenharia elétrica**. Dados eletrônicos. 1 ed. Vitória. Edição do Autor. 2014.

DINIZ, A.M.M. **Ensaio e avaliação elétrica de um novo projeto de para-raios para sistemas de distribuição em média tensão**. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.

EDP ESCELSA. **Padrão Técnico - Conexão de central geradora ao sistema de distribuição com paralelismo momentâneo e ou permanente**. Serra, 2016. Disponível em:

<<http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-escelsa/informacoes/tecnicas/Central-Geradora/Documents/PT.DT.PDN.03.05.026%20-%20Conex%C3%A3o%20de%20central%20geradora%20ao%20sistema%20de%20distribui%C3%A7%C3%A3o%20com%20paralelismo%20moment%C3%A2neo%20e%20ou%20permanente.pdf>> Acesso em: 05 fev. 2016.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3 ed. Rio de Janeiro. LTC, 2005.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D.R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MARTINEZ, M. L. B.; COGO, J. R. **Considerações Sobre a Escolha da Tensão Nominal de um Para-raios para Sistemas de Média Tensão**. Artigo apresentado no XII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Recife, 1994. Disponível em:

<[http://www.gsiconsultoria.com.br/publicacoes_gsi/17%20-%20ART487-07%20\(Escolha%20de%20Tensao%20Nominal%20de%20um%20Para-raios\).pdf](http://www.gsiconsultoria.com.br/publicacoes_gsi/17%20-%20ART487-07%20(Escolha%20de%20Tensao%20Nominal%20de%20um%20Para-raios).pdf)>. Acesso em: 30 out 2015.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos impactos da Geração Distribuída para proteção do sistema elétrico**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. Editora MacGraw-Hill do Brasil. São Paulo.1986

KINDERMANN, G., **Curto circuito**. 2. ed. Porto Alegre, Sagra Luzzatto, 1997.