

Alexandre Miranda Machado

Análise da atuação dos relés 50N e 59N no lado delta de transformadores em distintos cenários sob falta monofásica.

Uberlândia, MG

2025

Alexandre Miranda Machado

Análise da atuação dos relés 50N e 59N no lado delta de transformadores em distintos cenários sob falta monofásica.

Projeto de Trabalho de Conclusão de Curso da Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia - UFU - Campus Santa Mônica, como requisito para a obtenção do título de Graduação em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Faculdade de Engenharia Elétrica - FEELT

Orientador Prof. Dr. Fabrício Augusto Matheus Moura

Uberlândia, MG

2025

*Este trabalho é dedicado aos meus pais, André e Sandra; à minha namorada, Ana Laura;
aos amigos da 'barraquinha' e aos amigos da graduação.*

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela força, pela saúde e por cada pessoa que compartilhou comigo os passos desta caminhada.

Agradeço a meus pais, Sandra e André, por proporcionarem o melhor de si para que eu pudesse me tornar quem sou e me apoiarem. Agradeço também aos meus irmãos, André e Andressa, por me apoiarem e compartilharem essa jornada comigo.

A minha namorada Ana Laura que sempre me apoiou e esteve comigo durante toda a graduação.

Ao meu fiel amigo, que assistiu comigo diversas aulas durante a pandemia, Scott.

Aos amigos que fiz na graduação e carreguei para a vida, em especial Pedro Tizzo, Pedro Cunha, Vinícius, Rodrigo, Otávio, João Vitor e José Eduardo, agradeço por cada risada que tornou mais leve essa jornada.

Agradeço aos amigos do PET Elétrica e Conselt que compartilharam momentos importantes e que contribuíram com minha formação acadêmica e profissional.

Aos professores da FEELT, que com seu conhecimento e orientação contribuíram ao longo da minha graduação.

“Seja corajoso, seja curioso, seja determinado, supere as probabilidades. É possível.”
(Stephen Hawking)

Resumo

Este trabalho de conclusão de curso propõe uma análise comparativa entre as funções de proteção de sobrecorrente instantânea de neutro (50N) e a função de proteção instantânea de sobretensão de neutro (59N) no software ATPDraw, com o objetivo de compreender seu comportamento em diferentes cenários de desequilíbrios monofásicos e em situações de curto-circuito fase-terra. Uma das principais problemáticas abordadas é a medição da corrente I_0 , utilizando um transformador de aterramento em ligação zigue-zague, conectado ao lado delta do transformador, o que possibilita a obtenção de um ponto de medição do neutro. Já para a aquisição da tensão residual de neutro, utiliza-se um transformador de potencial ligado em *broken-delta*. Os resultados obtidos permitiram compreender a relação entre o nível de curto-circuito do sistema e os valores de sobrecorrente e sobretensão registrados.

Palavras-chaves: Proteção de sistemas elétricos; ATP; ATPDraw; Relé de proteção 50N e 59N; Transformador de aterramento; Curto-circuito fase-terra.

Abstract

This undergraduate thesis proposes a comparative analysis of the neutral instantaneous overcurrent relay (50N) and the neutral instantaneous overvoltage relay (59N) using the ATPDraw software, with the aim of understanding their behavior under different scenarios of single-phase unbalances and single-phase line-to-ground faults. One of the main issues addressed is the measurement of the zero-sequence current (I_0), carried out through a grounding transformer in zig-zag connection, linked to the delta side of the transformer, thus providing a neutral measurement point. For the acquisition of the residual neutral voltage, a potential transformer connected in broken-delta configuration is used. The results obtained allowed for a better understanding of the relationship between the system short-circuit level and the overcurrent and overvoltage values recorded.

Key-words: Power system protection; ATP; ATPDraw; Protection relay 50N and 59N; Grounding transformer; Single-phase to ground fault;

Lista de ilustrações

Figura 1 – Elementos do SEP	12
Figura 2 – Diagramas fasoriais para operação normal(a) e durante falta à terra(b)	17
Figura 3 – Relé de proteção URP 6000 para interligação gerador/rede com sincronismo	18
Figura 4 – Curvas características relés de proteção.	19
Figura 5 – Esquema de ligação função 50N.	20
Figura 6 – Esquema de ligação TPs para leitura residual de tensão.	22
Figura 7 – TP com ligação broken-delta.	22
Figura 8 – Medição da tensão 3V ₀ via medição e cálculo, respectivamente.	24
Figura 9 – Circuito equivalente de um transformador de corrente (TC).	25
Figura 10 – Transformador de potencial.	26
Figura 11 – Diagrama de ligação zigue-zague.	28
Figura 12 – Exemplo ligação zigue-zague.	29
Figura 13 – Diagrama vetorial ligação zigue-zague.	29
Figura 14 – Diagrama fasorial do sistema solidamente aterrado para 3 condições. .	30
Figura 15 – Janela de utilização do ATP/ATPDraw.	32
Figura 16 – Exemplo da janela de variáveis ATPDraw.	33
Figura 17 – Medidor de sinal do tipo MODELS.	34
Figura 18 – Parametrização da fonte trifásica.	35
Figura 19 – Placa de dados do transformador D-Y 2 MVA.	36
Figura 20 – Dados técnicos do transformador D-Y 2 MVA.	36
Figura 21 – Parametrização do transformador D-Y 2 MVA no ATP.	38
Figura 22 – TP ligado em <i>broken-delta</i>	39
Figura 23 – Transformador de aterramento modelado.	40
Figura 24 – Representação do curto monofásico no ATPDraw.	41
Figura 25 – Caminho para criar Modelo no ATPDraw.	41
Figura 26 – Janela de parametrização 50N.	42
Figura 27 – Janela de parametrização 59N.	43
Figura 28 – Circuito base para simulações.	44
Figura 29 – 3V ₀ durante a energização do sistema	45
Figura 30 – I ₀ durante a energização do sistema	46
Figura 31 – 3V ₀ para desequilíbrio de 50kVA	46
Figura 32 – I ₀ para desequilíbrio de 50kVA	47
Figura 33 – 3V ₀ para desequilíbrio de 100kVA	47
Figura 34 – I ₀ para desequilíbrio de 100kVA	48
Figura 35 – 3V ₀ para desequilíbrio de 400kVA	48
Figura 36 – Trip 59N para desequilíbrio de 400 kVA	49

Figura 37 – I_0 para desequilíbrio de 400kVA	49
Figura 38 – $3V_0$ para desequilíbrio de 1400 kVA	50
Figura 39 – I_0 para desequilíbrio de 1400 kVA	50
Figura 40 – Trip 50N para desequilíbrio de 1400 kVA	50
Figura 41 – I_0 para curto monofásico(F-T) franco	51
Figura 42 – $3V_0$ para curto monofásico(F-T) franco	51
Figura 43 – Trip 50N para curto franco.	51
Figura 44 – Trip 59N para curto franco.	51
Figura 45 – Mapa de calor do tempo de atuação das funções 50N e 59N para cenários simulados.	53

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	Alternative Transients Program
EMTP	Electromagnetic Transients Program
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Prodist	Regras e Procedimentos de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial

Sumário

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Contextualização	12
1.2	Justificativas	13
1.3	Objetivos	13
1.4	Metodologia	14
2	REFERENCIAIS TEÓRICOS	15
2.1	O Sistema Elétrico de Potência	15
2.1.1	Estrutura Funcional do SEP	15
2.2	Falhas no SEP	16
2.3	Desequilíbrios de tensão	16
2.3.1	Indicador de desequilíbrio de tensão	17
2.4	Proteção do sistema elétrico	18
2.4.1	Relés	18
2.5	Classificação dos Relés de Proteção	19
2.5.1	Função de proteção de sobrecorrente instantâneo de neutro (50N)	20
2.5.2	Função de proteção sobretensão residual ou sobretensão de neutro(59N)	21
2.6	Parametrização das funções de proteção - 50N e 59N	23
2.6.1	Parametrização 50N	23
2.6.2	Parametrização 59N	24
2.7	Transformador de corrente	24
2.7.1	Diagrama simplificado de um transformador de corrente	25
2.8	Transformador de potencial	25
2.9	Transformador de aterramento	26
2.9.1	Tipos de transformador de aterramento	27
2.9.2	Operação do transformador de aterramento zigue-zague	28
2.10	Curto-circuito fase-terra	30
3	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	31
3.1	ATP/ATPDraw	31
3.1.1	Variáveis no ATP/ATPDraw	32
3.1.2	Linguagem MODELS	33
3.2	Circuito simulado no software	34
3.2.1	Fonte e equivalente do SEP	34
3.2.2	Dados do transformador de potência D-Y	35

3.2.3	Parametrização do transformador de potência D-Y no ATPDraw	36
3.2.4	Modelagem do transformador de potencial	38
3.2.5	Modelagem do transformador de aterramento	39
3.2.6	Carga no lado Y	40
3.2.6.1	Representação de um curto-circuito monofásico	40
3.2.7	Desenvolvimento função 50N	41
3.3	Parametrização função 50N	42
3.3.1	Desenvolvimento Função 59N	43
3.4	Parametrização função 59N	43
3.5	Circuito simulado	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
4.1	Cenários e metodologia de simulação	45
4.2	Cenário 1 - Energização do sistema	45
4.3	Cenário 2 - Carga de 50kVA	46
4.4	Cenário 3 - Carga de 100kVA	47
4.5	Cenário 4 - Carga de 400kVA	48
4.6	Cenário 5 - Carga de 1400kVA	49
4.6.1	Cenário 6 - Curto-franco	50
5	CONCLUSÃO	52
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
	ANEXOS	56
	ANEXO A – ANEXOS	57
	ANEXO B – ANEXOS	59

1 Introdução

1.1 Contextualização

O sistema elétrico de potência (SEP) é composto por diversos componentes interligados, como transformadores (potência, aterramento, elevador, abaixador), relés, disjuntores, religadores, bancos de capacitores, reguladores de tensão, etc. Todos esses elementos são essenciais para o funcionamento adequado do SEP. O sistema elétrico de potência abrange todas as etapas do processo, conforme Figura 1, sendo as principais a geração, transmissão, distribuição e medição (Ribeiro Junior, Sebastião, 2012).

Figura 1 – Elementos do SEP



Fonte: Adaptado de Energes (2025). Disponível em:
<<https://energes.com.br/diferenca-entre-sec-e-sep/>>. Acesso em: 7 abr. 2025.

Garantir a proteção adequada e eficiente do sistema elétrico é essencial para o bom funcionamento. A proteção bem dimensionada garante que, quando da necessidade de sua atuação, esta atue de maneira seletiva e coordenada, garantindo assim que o sistema esteja protegido e tenha o menor impacto em casos de interrupções, seja financeiro ou no fornecimento para os consumidores (MAMEDE, 2013).

As faltas elétricas, inerentes à operação de qualquer sistema de potência, podem ser classificadas de diversas formas, sendo as faltas monofásicas (fase-terra) as mais frequentes em sistemas de transmissão e distribuição (KINDERMANN, 1997). Estima-se que cerca de 75% dos curtos-circuitos que ocorrem na rede elétrica sejam do tipo "fase-terra" (SATO, 2015), caracterizados pelo contato direto entre uma das fases do sistema e a terra. Esse tipo de falha é o mais comum devido à sua natureza, que pode ser causada por fatores

como degradação do isolamento dos cabos, acúmulo de sujeira, danos físicos ou descargas atmosféricas.

Além disso, os curtos fase-terra apresentam desafios específicos para a proteção e operação dos sistemas elétricos, uma vez que podem gerar correntes elevadas e comprometer a continuidade do fornecimento de energia, além de representar riscos à segurança de pessoas e equipamentos (MARDEGAN, 2016).

Observando todo o contexto do sistema elétrico e sua importância, percebe-se a necessidade de analisar cenários com diferentes cargas e topologias, como a medição de faltas por meio da corrente de neutro no lado de delta. Para isso, o presente trabalho propõe diferentes cenários de carga para a análise da atuação da proteção 50N e 59N.

Com o intuito de analisar a eficiência da medição no lado delta do transformador para a parametrização das funções ANSI 50N e 59N (MARDEGAN, 2010) em casos de faltas monofásicas, é importante analisar diversos cenários de carga e verificar a atuação, ou não, da proteção de maneira adequada. Para tanto, será utilizado o transformador de aterramento para fornecer um caminho de baixa impedância para a corrente de sequência zero durante faltas fase-terra. Permitindo assim a detecção pelas funções 50N e 59N da presença de um curto-circuito fase-terra na rede.

1.2 Justificativas

A proteção de sistemas elétricos é um dos pilares fundamentais para garantir a confiabilidade, segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica. A parametrização e sensibilização correta dos relés contribui para a eficiência operacional do sistema elétrico, garantindo respostas rápidas e precisas a possíveis distúrbios na rede. Isso reduz o tempo de indisponibilidade e os custos associados a reparos, além de aumentar a vida útil dos equipamentos.

Dentro desse contexto, a proteção bem dimensionada e parametrizada corretamente é a principal maneira de garantir que, em caso de falhas e curto-circuitos no sistema, os impactos e danos à rede sejam minimizados. Na perspectiva de proteção, a escolha inadequada do esquema de medição ou a parametrização incorreta das funções 50N e 59N podem comprometer severamente a proteção do transformador e do sistema.

1.3 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é comparar a eficiência das funções 50N e 59N quando da ocorrência de faltas monofásicas medidas no lado de delta de um transformador trifásico. O intuito consiste em verificar a atuação da proteção para diferentes cenários de desequilíbrio utilizando a medição no lado de delta do transformador utilizado.

Desenvolvimento de uma simulação computacional no software ATPDraw, contemplando os itens abaixo:

- Modelagem de transformador de corrente para aquisição da corrente para entrada no relé;
- Parametrização de um transformador de potência, em ligação Delta-Estrela de potência 2MVA.
- Modelagem do transformador de potencial(*Broken delta*)
- Modelagem de um transformador de aterramento, em conexão zigue-zague;
- Parametrização funções 50N e 59N do relé;
- Verificação e validação da atuação da proteção no sistema elétrico.

1.4 Metodologia

Este trabalho divide seu estudo em duas etapas principais: a revisão bibliográfica e um estudo de caso por meio de simulações. A etapa inicial deste trabalho norteia-se com a revisão bibliográfica sobre o tema principal de estudo, abordando tópicos do sistema elétrico como: sistemas de proteção, tipos de falhas elétricas, desequilíbrio no sistema elétrico, visão geral do software ATP/ATPDraw. A segunda etapa consiste em utilizar o software ATP/ATPDraw para realizar simulações computacionais e parametrizações das funções no relé, transformadores e demais elementos.

2 Referenciais Teóricos

2.1 O Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro apresenta características únicas que refletem a dimensão continental do país e sua matriz energética predominantemente renovável, com histórico de até 85% de participação de fontes renováveis (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2025). O SEP é definido como o conjunto das instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, até a medição.

Os diferentes níveis de tensão, aplicações e criticidade no fornecimento aumentam a complexidade em garantir a operação ótima deste sistema. Essa complexidade exige um planejamento cuidadoso e uma operação sincronizada para garantir estabilidade, confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia. No Brasil, a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) contribui para que o sistema elétrico seja operado e regulado, respectivamente, conforme o esperado.

A estrutura básica do SEP comporta três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição (NEOENERGIA, 2024). Cada um destes segmentos possui características técnicas e operacionais específicas, mas é essencial que funcionem de forma integrada para assegurar o fornecimento da energia elétrica para os consumidores dentro dos padrões estipulados.

2.1.1 Estrutura Funcional do SEP

A etapa de geração de energia elétrica é responsável pela conversão de energia primária, como hidráulica, térmica, eólica, solar, entre outras, em energia elétrica. Esse sistema é composto por usinas geradoras e, na maioria dos casos, por subestações elevadoras, que têm a função de preparar a energia para ser transmitida a longas distâncias (GARCIA DOUGLAS A. A. E DUZZI JR., 2011), como ocorre nas usinas hidrelétricas.

O sistema de transmissão tem como função transportar grandes blocos de energia das centrais geradoras até os centros consumidores. Esse segmento opera com elevados níveis de tensão, normalmente iguais ou superiores a 230 kV, com o objetivo de minimizar as perdas ao longo do percurso.

A subtransmissão representa uma etapa intermediária entre a transmissão e a distribuição, conectando os centros de carga à malha principal por meio de tensões

intermediárias, geralmente de 138 kV ou 69 kV (GARCIA DOUGLAS A. A. E DUZZI JR., 2011).

Por fim, o sistema de distribuição é responsável pela entrega final da energia aos consumidores, como indústrias, residências, comércios e o setor rural.

2.2 Falhas no SEP

As falhas mais severas no SEP são os curtos-circuitos, caracterizados por eventos que ocorrem devido a defeitos na isolação de um ponto qualquer sob tensão da rede considerada ou de ação involuntária sobre o sistema (KINDERMANN, 1997). A consequência direta de um curto são valores de corrente elevados, que podem causar grandes danos ao sistema, caso a proteção não atue de maneira efetiva.

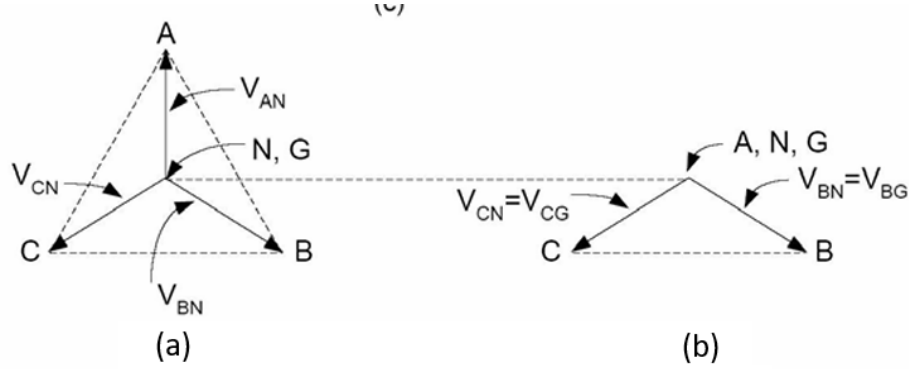
Os curtos-circuitos monofásicos são caracterizados pelo contato entre uma fase qualquer e a terra. A sobrecarga, diferentemente do curto-circuito, não representa um defeito na instalação, mas sim um erro de operação e/ou dimensionamento, seja pela permissão para conectar uma nova carga ao circuito, seja pelo incremento da carga mecânica suportada pelo eixo dos motores, entre outros fatores. Enquanto os curtos-circuitos costumam ter uma duração breve, as sobrecargas geralmente se estendem por períodos prolongados.

Segundo o autor (MAMEDE, 2013), o curto-circuito entre fase e terra representa 78% das ocorrências nos sistemas elétricos. Um tipo de interrupção dos sistemas de distribuição, tanto em áreas urbanas quanto rurais, é o chamado defeito fugitivo. Esse tipo de falha corresponde a uma falta monopolar à terra de curtíssima duração, como no caso em que galhos ou folhas, entram momentaneamente em contato com os condutores sem isolamento. Dados estatísticos indicam que aproximadamente 80% das interrupções registradas enquadraram-se nessa categoria de defeito fugitivo.

2.3 Desequilíbrios de tensão

Um sistema elétrico é considerado equilibrado quando as tensões das três fases apresentam mesma magnitude e defasagem de 120 graus entre si, conforme Figura 2 (a). Já o sistema desequilibrado é classificado quando essa condição não é cumprida, ou seja, quando apresenta diferenças nas magnitudes ou na defasagem angular das tensões de acordo com a Figura 2 (b). (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021)

Figura 2 – Diagramas fasoriais para operação normal(a) e durante falta à terra(b)



Fonte: Adaptado de (BEHRENDT, 2003)

2.3.1 Indicador de desequilíbrio de tensão

Nos casos de curto-circuitos do tipo fase-terra(FT) ou fase-neutro(FN), tem-se um desequilíbrio de tensão no sistema, causado pela presença de componentes de sequência negativa no sistema nestas condições. O Módulo 8 do PRODIST estabelece o procedimento de cálculo para o indicador de desequilíbrio de tensão.

O cálculo do indicador de FD% utilizando componentes simétricas é dado pela divisão da tensão eficaz de sequência negativa na frequência(V_-) pela tensão eficaz de sequência positiva na frequência(V_+). Ambos os valores são na frequência fundamental, no caso Brasil, 60 Hz (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021).

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \quad (2.1)$$

Uma alternativa para o cálculo do FD%, quando se tem apenas os módulos das seqüências negativa e positiva, é utilizar o Método Cigré. Nesse método, primeiro calcula-se um parâmetro β a partir das magnitudes das tensões eficazes de linha entre as fases. Em seguida, a partir deste valor, calcula-se o fator de desequilíbrio, dado por:

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)^2} \quad (2.2)$$

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.3)$$

O Módulo 8 do PRODIST também estabelece os limites aceitáveis para o indicador de desequilíbrio de tensão FD95%, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

Indicador	Tensão nominal (V_n)	
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021)

Os valores acima indicam ao máximo valor desejável para um sistema de distribuição. O indicador de desequilíbrio de tensão a ser comparado com os limites é o FD95%, este representa o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD%) que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021).

2.4 Proteção do sistema elétrico

2.4.1 Relés

Os relés de proteção são dispositivos essenciais em sistemas elétricos de potência, responsáveis por monitorar e atuar em situações de anomalias, como sobrecorrentes, sobretensões, subtensões e curto-circuitos. Sua principal função é detectar condições anormais e acionar mecanismos de seccionamento, como disjuntores, para proteger equipamentos e garantir a continuidade segura da operação do sistema (MAMEDE, 2013). O relé Pextron URP 6000, exposto na Figura 3 é um relé digital multifunção e possui diversas proteções para sub/sobretensão, sub/sobrecorrente, subfrequência, entre outras.

Figura 3 – Relé de proteção URP 6000 para interligação gerador/rede com sincronismo



Fonte: Adaptado de (ADEEL, 2024)

Para o presente estudo, o foco serão as funções de sobrecorrente instantânea de neutro (50N) e a função de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (59N).

2.5 Classificação dos Relés de Proteção

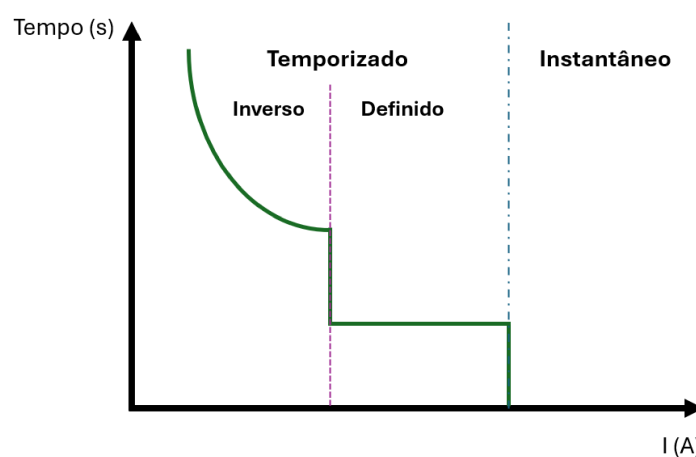
O autor Mamede (2013) classifica os relés de proteção de acordo com sua construção e função:

- **Relés Eletromecânicos:** Utilizam princípios eletromagnéticos para operação. Embora robustos, estão sendo gradualmente substituídos por tecnologias mais avançadas devido à sua limitação em funcionalidades e necessidade de manutenção frequente;
- **Relés Estáticos:** Empregam componentes eletrônicos, como transistores e diodos, oferecendo maior precisão e menor tempo de resposta em comparação aos relés eletromecânicos;
- **Relés Digitais ou Numéricos:** Baseados em microprocessadores, esses relés oferecem múltiplas funções de proteção em um único dispositivo, além de facilidades de parametrização, comunicação e autodiagnóstico.

Uma das vantagens dos relés, especialmente os digitais, é a possibilidade de realizar temporizações e programações específicas. Apesar de se buscar, sempre que possível, uma atuação rápida da proteção, é fundamental garantir a seletividade do sistema. Isso significa que apenas a parte da rede diretamente afetada deve ser desligada, evitando interrupções desnecessárias no fornecimento de energia.

Para alcançar esse objetivo, utiliza-se um retardo intencional na atuação de determinadas zonas de proteção, de forma a minimizar o número de consumidores impactados. Com base nesse critério de tempo de resposta, os relés podem ser classificados em dois tipos principais: relés de atuação instantânea e relés de atuação temporizada. A Figura 4 apresenta os três tipos de curvas abordadas acima.

Figura 4 – Curvas características relés de proteção.



Fonte: Autoria própria.

- Curtos-circuitos bifásicos à terra;
- Desequilíbrios significativos entre as fases.

Diferente da função 51N (sobrecorrente temporizada de neutro), na qual ajusta-se o tempo de atuação do relé, na função 50N geralmente opera sem retardo intencional. Assim, ela atua no menor tempo possível, considerando a coordenação com os demais elementos de proteção, quando são detectados valores de corrente acima do limite parametrizado. A corrente ajustada é denominada corrente de atuação (*pickup*). A resposta rápida é extremamente importante para preservar a integridade dos equipamentos SEP e minimizar possíveis danos causados pelas altas correntes de falta (MAMEDE, 2013).

O autor (DUARTE, 2018) considera uma corrente de pickup de 10% da corrente nominal do transformador e considera a sensibilidade destes um ponto positivo, em especial em cenários em que a corrente de curto-circuito de faltas fase-terra não é elevada.

Em contrapartida, o autor (KINDERMANN, 1997) considera um valor de 10% a 45% da corrente nominal do sistema, a depender do posicionamento do equipamento no sistema, sendo o maior valor para sistemas de cargas desequilibradas.

Outro ponto importante a ser considerado é que a corrente de inrush deve, preferencialmente, ser obtida a partir dos estudos pré-operacionais disponibilizados pelo ONS (DUARTE, 2018). Na ausência desses dados, recomenda-se adotar uma estimativa de 8 a 10 vezes a corrente nominal do transformador.

2.5.2 Função de proteção sobretensão residual ou sobretensão de neutro(59N)

A função de proteção de sobretensão residual ou sobretensão de neutro(59N) tem seu princípio de operação baseado na medição da tensão residual, também conhecida como $3V_0$, que é obtida através do somatório fasorial das tensões fase-neutro (V_a , V_b e V_c).

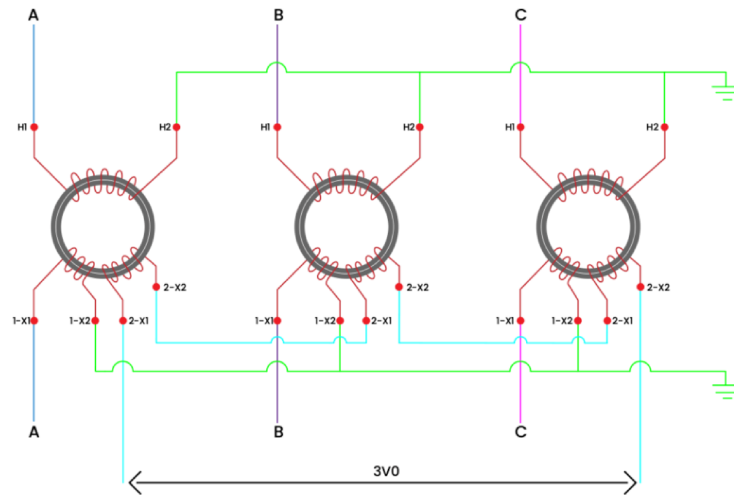
$$3\bar{V}_0 = \bar{V}_a + \bar{V}_b + \bar{V}_c \quad (2.6)$$

$$3\bar{V}_0 = \bar{V}_a + \alpha^2\bar{V}_a + \alpha\bar{V}_a \quad (2.7)$$

Em condições normais de operação, este somatório é praticamente nulo. Entretanto, quando ocorre uma falta envolvendo a terra, surge um desequilíbrio que resulta em sobretensões nas fases em que não está o curto, gerando um valor significativo de tensão residual que pode ser detectado pelo relé.

Para a leitura da tensão residual, costuma-se empregar três transformadores de potencial (TP) como exemplificado na Figura 6.

Figura 6 – Esquema de ligação TPs para leitura residual de tensão.

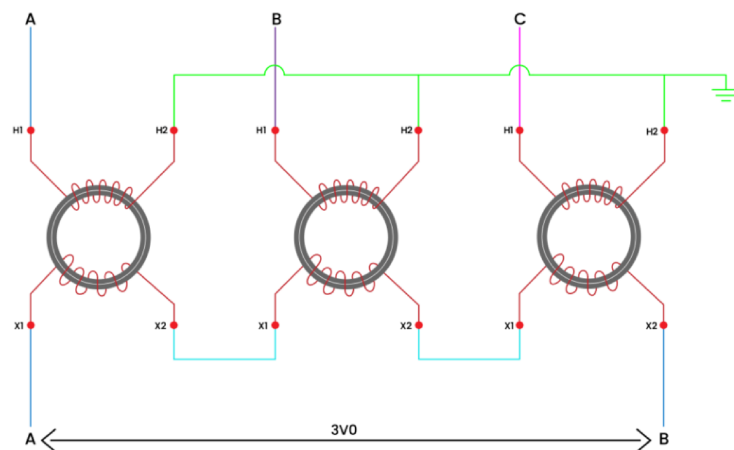


Fonte: Adaptado de (ENGENHARIA, 2023). Acesso em: 20 mar. 2025.

Em cenários que o cubículo apresenta limitações de espaço é possível usar TP com dois secundários: o primário é conectado em estrela aterrada, permitindo captar as tensões de fase usadas nas proteções 32, 67, 27 e 59 e o secundário é fechado em broken-delta (série) para obter o componente de sequência zero $3V_0$, destinado à função 59N, assim economizando espaço. A Figura 6 exemplifica a ligação economizando espaço.

A ligação da Figura 7 é semelhante a mesma ligação da Figura 6, porém é necessário alocar em algum cubículo mais 03 TP's para aquisição do sinal $3V_0$, aumentando custo e espaço de implementação.

Figura 7 – TP com ligação broken-delta.



Fonte: Adaptado de (ENGENHARIA, 2023). Acesso em: 20 mar. 2025.

Essa proteção é amplamente empregada em subestações de entrada e distribuição para identificar situações como faltas monofásicas em sistemas isolados ou com alta impedância, perda de fase, desbalanços severos e afundamentos de tensão (ENGENHARIA,

2023). Um ponto importante é a correta parametrização do valor da tensão residual esperada para evitar atuações indevidas devido a desequilíbrios naturais do sistema.

A função 59N é amplamente utilizada no SEP, sendo voltada especialmente para identificar as seguintes situações:

- Faltas monofásicas em sistemas eletricamente isolados;
- Faltas monofásicas de alta impedância;
- Perda de fase em alimentadores ou circuitos;
- Desbalanços severos de tensão na rede;
- Afundamentos de tensão localizados.

Na implementação prática da função 59N, alguns requisitos estruturais devem ser observados como a utilização em arranjos que permitam o fluxo de sequência zero para os transformadores de potencial (BEHRENDT, 2003).

2.6 Parametrização das funções de proteção - 50N e 59N

A parametrização adequada de acordo com o perfil da rede elétrica, a ser realizada no relé de proteção com as funções 50N e 59N, é essencial para que a coordenação e seletividade ocorram, protegendo, assim, a rede como um todo (cabos, transformadores, equipamentos e outros elementos).

2.6.1 Parametrização 50N

A parametrização da função 50N visa a detecção rápida da presença de correntes de neutro em valores acima do esperado, garantindo a proteção do sistema, mitigando os danos ao sistema e equipamentos. A sua temporização deve sempre ser a menor possível, respeitando a seletividade e proteção (MARDEGAN, 2010).

O autor Mardegan (2010) sugere para transformadores a seco com conexão delta no primário um valor típico de 1,4 vezes a corrente nominal do transformador. Já para a unidade instantânea, o autor sugere um valor de 1,1 vezes o valor mencionado acima. Ou seja:

$$I_{aj50N} = 1,1 \cdot 1,4 \cdot I_{n_{trafo}} \quad (2.8)$$

Onde I_{aj50N} é a corrente ajustada para a proteção de sobrecorrente de neutro (50N) e $I_{n_{trafo}}$ a corrente nominal do transformador.

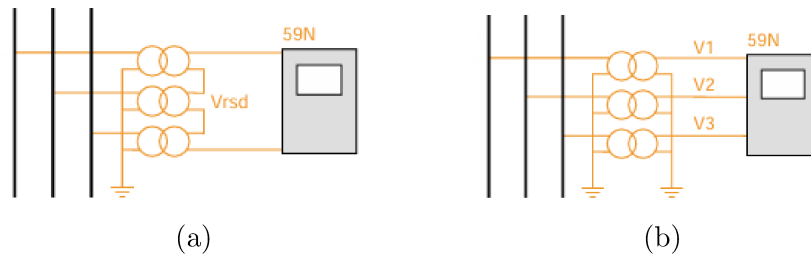
2.6.2 Parametrização 59N

A existência de uma tensão residual é característica devido à presença de uma fuga a terra no sistema. A soma vetorial das três tensões fase-terra fornece a tensão residual que caracteriza o potencial do ponto neutro em relação à terra (ELECTRIC, 2008). A tensão residual é igual a 3 vezes a tensão de sequência zero V_0 , ou seja:

$$V_{rsd} = V_1 + V_2 + V_3 = 3V_0 \quad (2.9)$$

Essa tensão pode ser obtida por meio de medição ou cálculo. Na medição, são utilizados 3 TPs com os primários ligados em estrela e os secundários ligados em triângulo aberto, conforme Figura 8 (a) (ELECTRIC, 2008). Ou estimado via cálculo pelo relé através de três TPs, cujos primários e secundários são ligados em estrela, conforme Figura 8 (b) .

Figura 8 – Medição da tensão $3V_0$ via (a) medição e (b) cálculo.



Fonte: Adaptado de (ELECTRIC, 2008)

A temporização desta unidade é feita com o objetivo de coordenar com a função de sobrecorrente de terra (MARDEGAN, 2010). No estudo deste trabalho será desconsiderada, visto que a análise é feita individualmente.

O ajuste típico desta unidade varia conforme indicação do fabricante ou autores. O autor Mardegan (2010) sugere uma tensão de 115% da tensão nominal fase-neutro para um retardo de 2s. Já o guia Electric (2008) sugere um ajuste de 10% do máximo valor residual da tensão ($3V_0$).

Um estudo de proteção específico, considerando as características da rede, contribuiria com maior assertividade e atuação das proteções. Visando assim a segurança e confiabilidade do sistema.

2.7 Transformador de corrente

O transformador de corrente (TC), faz parte do grupo de equipamentos fundamentais no SEP e tem como principal função disponibilizar uma corrente compatível, de menor ordem, para os equipamentos de proteção e medição. O TC transforma, por

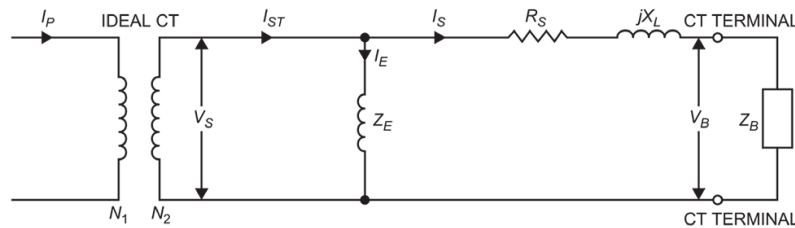
meio de conversões eletromagnéticas, que circulam no primário, em pequenas correntes no secundário, regradas por uma relação de transformação. A norma NBR 6856:2015 (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015) aborda os critérios que os TCs devem atender em relação à exatidão, isolamento e desempenho térmico, garantindo a integridade das medições mesmo em condições adversas.

Os TCs destinados ao serviço de medição de energia, relés de potência, fasímetros etc. são identificados, nos terminais de ligação primário e secundário, por letras convencionadas (P_1, P_2, S_1, S_2) que indicam a polaridade para a qual foram construídos e que pode ser positiva ou negativa.

2.7.1 Diagrama simplificado de um transformador de corrente

Na modelagem de dispositivos elétricos, pode-se utilizar impedâncias para representar e montar um elemento em maneira de circuito elétrico, a fim de simplificar e explicar seu funcionamento. A Figura 9 apresenta o circuito equivalente simplificado de um TC.

Figura 9 – Circuito equivalente de um transformador de corrente (TC).



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2023)

Tabela 2 – Símbolos usados no circuito equivalente do TC (IEEE, 2023)

Símbolos usados no circuito equivalente			
V_S	Tensão de excitação secundária	V_B	Tensão no terminal do TC (sob carga)
I_P	Corrente primária	Z_E	Impedância de excitação
I_{ST}	Corrente total no secundário	R_S	Resistência do enrolamento secundário
I_S	Corrente da carga secundária	X_L	Reatância de dispersão
I_E	Corrente de excitação	Z_B	Impedância de carga (burden)
$\frac{N_2}{N_1}$	Relação de espiras (RTC)		

2.8 Transformador de potencial

O transformador de potencial (TP), faz parte do grupo de equipamentos fundamentais para o funcionamento do SEP. Permitem que os instrumentos de medição e proteção funcionem sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a rede que está ligada (MAMEDE, 2013), ou seja, na prática, permite conectar um equipamento em 115V representando uma tensão de 13.800 V.

Sua característica construtiva baseia-se em possuir muitas espiras em seu primário e o enrolamento secundário para adquirir a tensão desejada. Na maior parte dos casos, a tensão é padronizada em 115 V ou $\frac{115}{\sqrt{3}}$ V. A Figura 10 ilustra um transformador de potencial.

Figura 10 – Transformador de potencial.



Fonte: ADS Disjuntores, 2022. Disponível em: <https://www.adsdisjuntores.com.br/produto/transformador-de-potencial/>. Acesso em: 3 set. 2025..

Os TPs geralmente são divididos em dois grandes grupos, sendo eles:

- Transformadores de potencial do tipo indutivo

Esse tipo de transformador possui um enrolamento primário envolvendo um núcleo de ferro-silício que é comum ao enrolamento secundário. Amplamente utilizados para níveis de tensão até 138 kV, justificado pelo custo de produção inferior ao do tipo capacitivo (MAMEDE, 2013).

- Transformadores de potencial do tipo capacitivo

Os TPs de potencial do tipo capacitivo simplificadaamente são compostos por dois conjuntos de capacitores que fornecem um divisor de tensão e um TP indutivo de relação de transformação menor conectado na parte inferior.

2.9 Transformador de aterramento

O uso do transformador de aterramento é frequente em arranjos do SEP que requerem a criação de um ponto de aterramento do neutro adicional, ou para fornecer um ponto de aterramento (COSTA, 2014a).

Esse tipo de transformador une os benefícios de um sistema isolado com a alta sensibilidade a faltas à terra de um sistema aterrado. Quando opera a vazio, se comporta de duas maneiras: normais apresenta alta impedância, preservando as características de um sistema isolado; já durante uma falta à terra, sua impedância se torna muito baixa, permitindo a rápida detecção da falha (KINDERMANN, 1997). No ambiente industrial,

é altamente recomendado que os sistemas trifásicos possuam neutro aterrado, de modo a proteger contra sobretensões transitórias que possam danificar a isolação de motores, transformadores e demais equipamentos elétricos.

Além disso, quando se pretende localizar faltas fase-terra em sistemas que operam com neutro isolado (ou seja, sem conexão direta com a terra), verifica-se que as correntes resultantes são de natureza capacitiva e apresentam valores reduzidos (COSTA, 2014a). Esta característica dificulta significativamente a detecção e a localização do ponto de falta fase-terra nesses sistemas. Por esse motivo, recomenda-se a adoção do aterramento do neutro (COSTA, 2014a).

A escolha por sistemas solidamente aterrados no SEP justifica-se pela maior facilidade na detecção de faltas do tipo fase-terra, visto que essa configuração fornece baixa impedância de sequência zero, um importante fator de controle do valor do curto fase-terra.

2.9.1 Tipos de transformador de aterramento

- Conexão estrela com neutro acessível no lado primário e triângulo no lado secundário.

Nesse tipo de transformador o enrolamento em triângulo não é utilizado para conexão de cargas, mas apenas para compensação das correntes de sequência zero. O neutro acessível do lado em estrela é utilizado para aterramento solido ou através de resistor (COSTA, 2014a).

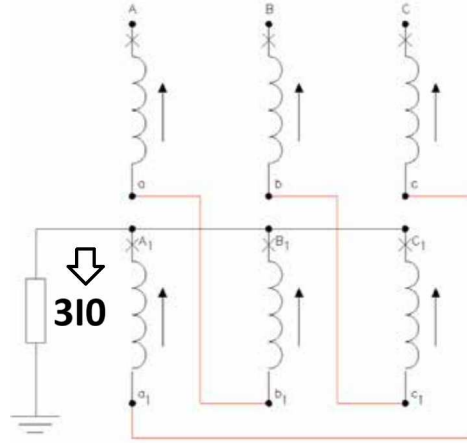
- Conexão estrela com neutro acessível no lado primário e delta aberto no lado secundário.

Nesta configuração o lado da conexão estrela deve ser sempre solidamente aterrado, já o lado em delta aberto só pode ser utilizado com o aterramento através de resistor (instalado entre os terminais do delta aberto) (COSTA, 2014a). Se a conexão ocorrer sem o resistor seria uma conexão estrela com neutro acessível no lado primário e triângulo no lado secundário (item anterior).

- Zigue-zague

A conexão do tipo zigue-zague faz o uso de um transformador trifásico (reator trifásico, com duas bobinas por fase) (COSTA, 2014a). Essas bobinas são conectadas de maneira cruzada que origina o nome do transformador e possui relação de transformação 1:1. A Figura 13 exhibe o esquema de ligação do tipo zigue-zague.

Figura 11 – Diagrama de ligação zigue-zague.



Fonte: Adaptado de (COSTA, 2014b).

Todas as configurações tendem a apresentar desempenho técnico adequado, se dimensionadas corretamente. A escolha do tipo a ser utilizado está relacionada aos custos de implementação. Em um cenário que demanda a compra de um novo transformador de aterramento o de conexão zigue-zague geralmente apresenta menor custo (COSTA, 2014a).

2.9.2 Operação do transformador de aterramento zigue-zague

O fornecimento de um caminho de baixa impedância para as correntes de sequência zero que circulam durante a falta à terra é o princípio básico do funcionamento do transformador de aterramento (COSTA, 2014a). Em um cenário em que se tenha um curto fase-terra na fase A do sistema, com o transformador de aterramento sem carga, definindo as seguintes condições de contorno para as correntes envolvidas, tem-se:

$$I_{FT} = I_A, I_B = I_C = 0 \quad (2.10)$$

Onde I_{FT} é a corrente de fase-terra e I_A, I_B, I_C são as correntes de fases, respectivamente.

Nesse contexto, a corrente (ou componente) de sequência zero é dada pela média aritmética das três correntes de fase, assim, tem-se:

$$I_0 = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3} \quad (2.11)$$

Logo, considerando as condições de contorno acima, tem-se que a corrente fase-terra será três vezes a componente de sequência zero.

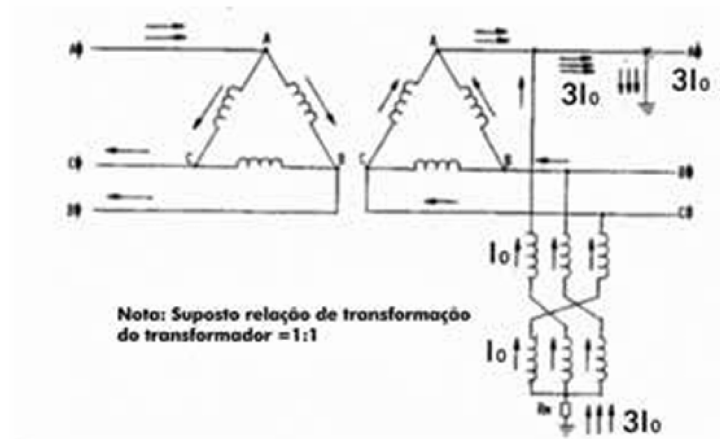
$$I_0 = \frac{I_A}{3} = \frac{I_{FT}}{3} \quad (2.12)$$

Resolvendo para I_{FT} :

$$I_{FT} = 3I_0 \quad (2.13)$$

Conclui-se, portanto, que na ocorrência de um curto de natureza fase-terra, há a circulação de uma corrente $3I_0$ no ponto de neutro do transformador de aterramento (COSTA, 2014a). A distribuição no circuito ocorre conforme a topologia do sistema.

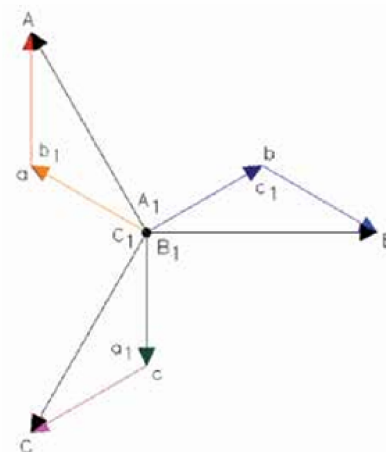
Figura 12 – Exemplo ligação zigue-zague.



Adaptado de (COSTA, 2014a)

A Figura 12, demonstra o exemplo de utilização de um transformador de aterramento na conexão “zigue-zague”. E para as condições de funcionamento ideais o transformador apresenta o diagrama vetorial abaixo na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama vetorial ligação zigue-zague.



Fonte: Adaptado de (COSTA, 2014b)

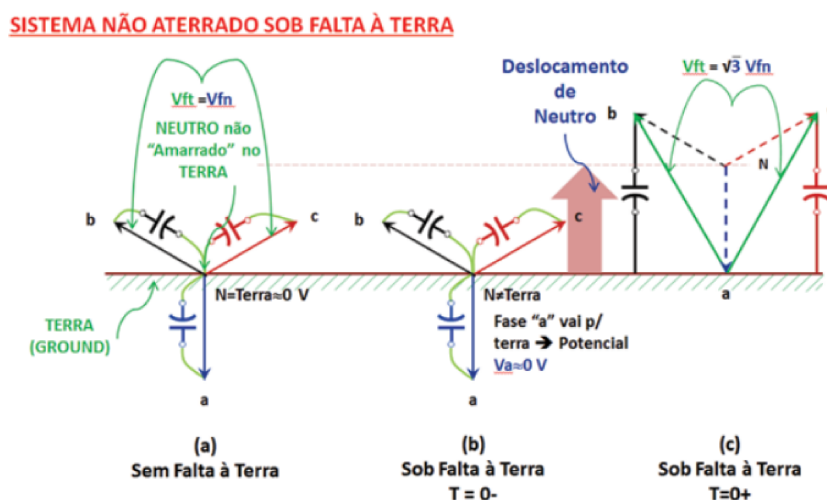
No caso de presença de um curto fase-terra no sistema, o diagrama é alterado pois a corrente de falta fase-terra é composta por três vezes a corrente de sequência zero $I_{FT} = 3I_0$ e a distribuição das correntes de sequência zero se distribuem assim como na Figura 12.

2.10 Curto-circuito fase-terra

O curto-circuito fase-terra, também chamado de curto-circuito monofásico à terra, representa a maior parte das faltas do SEP, e a maioria é característica temporária. (KINDERMANN, 1997). Um curto-circuito fase-terra ocorre quando há uma conexão indesejada entre uma das fases de um sistema elétrico e a terra. Este tipo de falta é bastante comum e pode ser causado por diversos fatores, como a degradação até o rompimento de isoladores (descargas parciais), ou contato acidental entre uma fase e a terra (fugas). Em sistemas aterrados, a corrente de falta à terra pode ser significativa, pois há um caminho fechado para a corrente fluir entre a fase afetada e a terra. Já em sistemas não aterrados, a falta à terra não causa imediatamente a circulação de corrente para a terra, mas pode levar a sobretensões transitórias em casos de faltas intermitentes (MARDEGAN, 2016).

Em casos de sistemas simétricos e equilibrados, quando ocorre uma falta franca do tipo fase-terra, a fase em que sofre o curto tende a zero e as outras duas fases não afetadas diretamente pelo curto podem chegar em um valor até $\sqrt{3}$ vezes o valor nominal (MARDEGAN, 2016). Esse fenômeno é conhecido como deslocamento do neutro em relação ao terra, neste contexto é como se as capacitâncias das fases não afetadas atuassem como um capacitor em cada fase. A Figura 14 apresenta os diagramas fasoriais para possíveis cenários com e sem falta à terra.

Figura 14 – Diagrama fasorial do sistema solidamente aterrado para 3 condições.



Fonte: Adaptado de (MARDEGAN, 2016).

A análise de curtos-circuitos fase-terra é crucial para o projeto de sistemas de proteção elétrica. A corrente de curto-circuito fase-terra é calculada considerando a impedância do sistema e a configuração do transformador. A simulação de curtos-circuitos fase-terra em sistemas de distribuição pode ser realizada utilizando métodos como o das componentes simétricas, que permitem avaliar as correntes e tensões durante a ocorrência de uma falta fase-terra.

3 Simulações computacionais

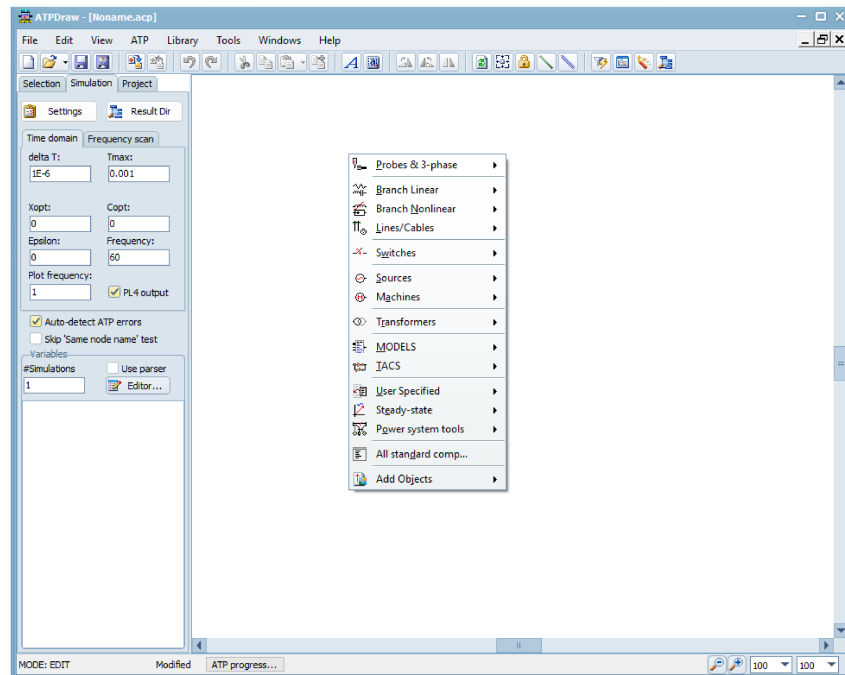
Visando o estudo da atuação da proteção em diferentes cenários, foi utilizado o programa computacional ATP/ATPDraw. A escolha do uso de programas como o ATPDraw, um pré-processador gráfico do Alternative Transients Program (ATP), em estudos de transitórios eletromagnéticos ocorre devido à sua precisão, robustez e acessibilidade. O ATPDraw é um facilitador para montar os cenários, enquanto o ATP é de fato quem executa a simulação.

3.1 ATP/ATPDraw

O ATP/ATPDraw permite a modelagem e simulação de sistemas elétricos utilizando uma interface gráfica, facilitando a construção de circuitos elétricos e a parametrização precisa de componentes. Além disso, o programa se destaca por ser gratuito, porém licenciado, sendo um diferencial em relação aos programas comerciais que podem apresentar elevados custos de licenciamento.

Apesar de pequenas particularidades na parametrização de componentes, o software é muito eficiente e robusto para estudos de transitórios eletromagnéticos e casos gerais. Um dos diferenciais do ATP/ATPDraw é que este permite a criação e edição de modelos elétricos construídos pelo usuário utilizando a linguagem MODELS (Canadian/American EMTP User Group, 2015). Dessa maneira, é possível simular diversas situações e qualquer componente do sistema elétrico conforme a necessidade do usuário.

Figura 15 – Janela de utilização do ATP/ATPDraw.



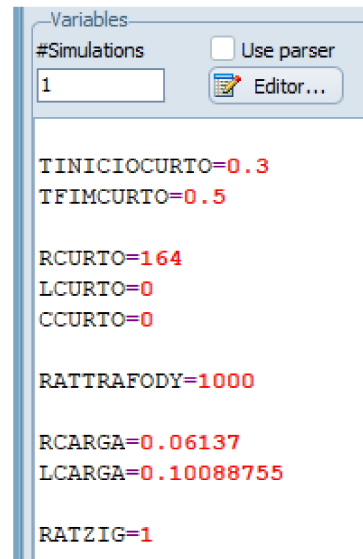
Fonte: (ATPDraw, 2025)

A interface do ATP/ATPDraw apresenta menus com diversos componentes elétricos padrões e itens pré-modelados prontos para uso, que incluem fontes de tensão, resistores, capacitores, modelos de linha de transmissão, entre outros. É possível visualizar todos os componentes padrões disponíveis utilizando a opção "*All standard comp*". Além disso, é possível criar componentes personalizados utilizando MODELS, como será feito posteriormente neste trabalho.

3.1.1 Variáveis no ATP/ATPDraw

A utilização de variáveis no ATP/ATPDraw permite facilitar as simulações, tornando-as dinâmicas e possibilitando o estudo de múltiplos cenários com grande facilidade e rapidez. As variáveis podem ser declaradas em qualquer elemento do ATP/ATPDraw que aceite entradas. A Figura 16 exibe a janela de configuração com as variáveis do ATPDraw.

Figura 16 – Exemplo da janela de variáveis ATPDraw.



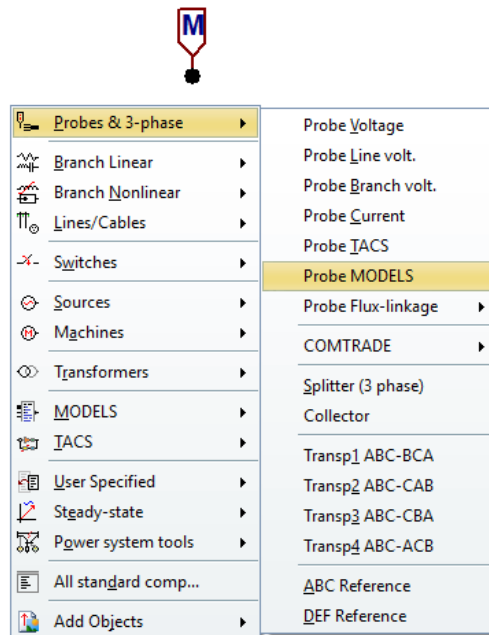
Fonte: (ATPDraw, 2025)

Ao digitar o nome de uma variável em um bloco, ela é inserida na lista de variáveis. A lista exibe todas as variáveis e seu respectivo valor. A manipulação das variáveis pode ser feita posteriormente no arquivo .atp, caso o usuário tenha conhecimentos da estrutura do ATP/ATPDraw.

3.1.2 Linguagem MODELS

A linguagem MODELS, utilizada no ATP, é uma ferramenta de descrição geral voltada para a modelagem e simulação de sistemas elétricos e de controle. A linguagem permite a criação de componentes personalizados, como relés digitais e sistemas de proteção, além de possibilitar a integração com outros programas ou modelos externos por meio de interfaces específicas (Canadian/American EMTP User Group, 2015). Um exemplo é o medidor de sinais do tipo Models da Figura 17.

Figura 17 – Medidor de sinal do tipo MODELS.



Fonte: (ATPDraw, 2025)

No contexto deste trabalho, o uso de elementos da linguagem MODELS ocorre na modelagem das funções de proteção 50N e 59N, que não estão presentes por padrão no ATPDraw, sendo necessária sua programação e parametrização.

3.2 Circuito simulado no software

3.2.1 Fonte e equivalente do SEP

Para a parametrização do sistema elétrico, é considerada uma tensão do lado de alta tensão de 13,8kV (Fase-Fase) RMS, escolhendo a opção "*Amplitude*" com o valor "*RMS L-L*" o ATP padroniza os valores RMS entre Fase-Neutro, a fonte fica parametrizada conforme a Figura 18.

Figura 18 – Parametrização da fonte trifásica.

Fonte: Autoria própria.

Foi adicionado um equivalente do sistema, para considerar o ponto de acoplamento comum (PAC), para isso foi adotado uma potência equivalente de 10 MVA, com ângulo de 75° . Abaixo encontram-se os cálculos para encontrar os valores da resistência e indutância por fase, são considerados iguais para todas as fases.

Encontrando a impedância base do equivalente, tem-se:

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} = \frac{(13.800)^2}{100 \times 10^6} = 19,044 \, \Omega \quad (3.1)$$

Separando a impedância na parte real e imaginária:

$$R = |Z| \cdot \cos(\theta) = 19,044 \cdot \cos(75^\circ) \approx 4,929 \, \Omega \quad (3.2)$$

$$X = |Z| \cdot \sin(\theta) = 1,9044 \cdot \sin(75^\circ) \approx 18,395 \, \Omega \quad (3.3)$$

Cálculo da indutância em mH.

$$L = \frac{X}{2\pi f} = \frac{1,8392}{2\pi \cdot 60} \approx 0,00488 \, \text{H} = 48,7945 \, \text{mH} \quad (3.4)$$

3.2.2 Dados do transformador de potência D-Y

O presente estudo utilizou um transformador real trifásico a seco, de potência 2000 kVA, conectado em ligação delta-estrela(D-Y) do fabricante WEG. A tensão nominal entre fases no lado de alta tensão(AT) é de 13,8 kV e a tensão nos terminais baixa tensão(BT) são de 380 V entre fases e 219 V entre fase e neutro. A Figura 19 contém os dados de placa detalhados e a Figura 20 contém os dados técnicos fornecidos pelo fabricante.

Figura 19 – Placa de dados do transformador D-Y 2 MVA.

WEG WEG EQUIPAMENTOS E LOGÍSTICA LTDA.
TRANSFORMADORES
ITAJAI-SC CNPJ 10.953.379/0001-08

TRANSFORMADOR SECO

N° ANO TIPO

POTÊNCIA 2000 kVA NORMA NBR 5356-11

FASES 3 IMPEDÂNCIA À 120°C 13,8 kV %

FREQUÊNCIA 60 Hz ELEVAÇÃO DOS ENROLAMENTOS 100 °C

FATOR K 1 CLASSE MATERIAL ISOLANTE AT/BT F / F

RESFRIAMENTO AN CLASSE AMBIENTE-CLIMA-FOGO E2-C1-F1

NÍVEIS DE ISOLAMENTO	AT [kV]	BT [kV]
TENSÕES SUPORTÁVEIS		
FREQUÊNCIA INDUSTRIAL	34	3
IMPULSO ATMOSFÉRICO	95	-

MASSA TOTAL APROXIMADA 4135 kg

GRAU DE PROTEÇÃO IP 23

ALTA TENSÃO

POS	LIGA	H1 H2 H3	V	A
1	a - c		13800	83,7
2	a - d		13200	87,5
3	a - e		12600	91,6
4	b - d		12000	96,2
5	b - e		11400	101,3

BAIXA TENSÃO

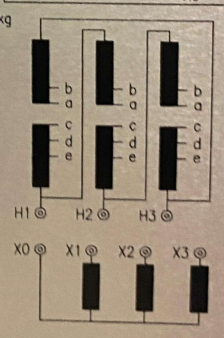
TERMINAIS	X0 X1 X2 X3	V	A
380 / 219 V			3039 A

N° MANUAL 10000647758

INDÚSTRIA BRASILEIRA

DIAGRAMA VETORIAL: Dyn1

H2 X2
H1 H3 X1 X0 X3



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 20 – Dados técnicos do transformador D-Y 2 MVA.

Temperatura de referência @ - 120°C - AN	100%
Perdas a vazio [kW]	5,3
Perdas totais [kW]	22,5
Corrente de excitação [%]	1,4

Fonte: Autoria própria (2025).

3.2.3 Parametrização do transformador de potência D-Y no ATPDraw

Com base nos dados de placa e especificações fornecidas pelo fabricante, adotam-se os seguintes dados para parametrização no software ATPDraw. A parametrização é fundamentada por Filho (2013).

- Frequência: 60 Hz;
- Potência trifásica: 2000 kVA;
- Tensão fase-fase nominal no primário: 13800 V;
- Tensão fase-fase nominal no secundário: 380 V;
- Conexão: Δ -Y;
- Impedância: 6,35%;

- Resistência: 1,1%;
- Corrente em vazio: 1,4%;

A primeira etapa é o cálculo da impedância do primário, neste caso, o lado delta.

$$Z_{AT} = \left(\frac{V_{n^2-AT}}{S_n} \right)^2 = \left(\frac{13800^2}{2000000} \right) \cdot 0,0635 = 6,0465 \, \Omega \quad (3.5)$$

O segundo passo é o cálculo da resistência do primário:

$$R_{AT} = \left(\frac{V_{n^2-AT}}{S_n} \right)^2 = \left(\frac{13800^2}{2000000} \right) \cdot 0,011 = 1,0474 \, \Omega \quad (3.6)$$

No terceiro passo calcula-se a reatância equivalente do primário do transformador:

$$X_{AT} = \sqrt{Z_{AT}^2 - R_{AT}^2} = \sqrt{6,0465^2 - 1,0474^2} = 5,9551 \, \Omega \quad (3.7)$$

A quarta etapa é o cálculo da indutância e resistência do enrolamento primário:

$$L_1 = \frac{X_{AT}}{2\omega} = \frac{X_{AT}}{2\pi f} = \frac{5,9551}{2\pi \cdot 60} = 7,8981 \, \text{mH} \quad (3.8)$$

$$R_{AT} = \frac{R_{AT}}{2} = \frac{1,0474}{2} = 0,5237 \, \Omega \quad (3.9)$$

Para o lado secundário, ou seja, o lado estrela. O processo é repetido, apenas alterando os valores de tensão para o lado de baixa.

$$Z_{MT} = \left(\frac{V_{n^2-MT}}{S_n} \right)^2 = \left(\frac{380^2}{2000000} \right) \cdot 0,0722 \cdot 0,0635 = 0,0046 \, \Omega \quad (3.10)$$

$$R_{MT} = \left(\frac{V_{n^2-MT}}{S_n} \right)^2 = \left(\frac{380^2}{2000000} \right) \cdot 0,011 = 0,0008 \, \Omega \quad (3.11)$$

$$X_{MT} = \sqrt{Z_{MT}^2 - R_{MT}^2} = \sqrt{0,0045847^2 - 0,0007942^2} = 0,0045 \, \Omega \quad (3.12)$$

$$L_2 = \frac{X_{MT}}{2 \cdot \omega} = \frac{X_{MT}}{2 \cdot 2\pi f} = \frac{0,00455}{2 \cdot 2\pi \cdot 60} = 0,0059 \, \text{mH} \quad (3.13)$$

$$R_2 = \frac{R_{MT}}{2} = \frac{0,0008}{2} = 0,0004 \, \Omega \quad (3.14)$$

$$R_m = \frac{V_{AT}}{P_0} = \frac{13800^2}{5300} = 35932,0755 \, \Omega \quad (3.15)$$

A corrente a vazio foi um dado fornecido pelo fabricante, no valor de 1,4%, portanto calculando seu valor para parametrização no ATPDraw tem-se:

$$I_0 = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{AT}} \cdot 0,0014 = \frac{2000000}{\sqrt{3} \cdot 13800} \cdot 0,014 = 1,1714 \Omega \quad (3.16)$$

O cálculo de fluxo de magnetização é dado por

$$\lambda_0 = \frac{V_{rp}}{4,44 \times f} = \frac{13800}{4,44 \times 60} = 51,8018 \text{ Wb-espira} \quad (3.17)$$

De posse dos valores calculados acima, faz-se a parametrização no software ATPDraw, conforme a Figura 21

Figura 21 – Parametrização do transformador D-Y 2 MVA no ATP.

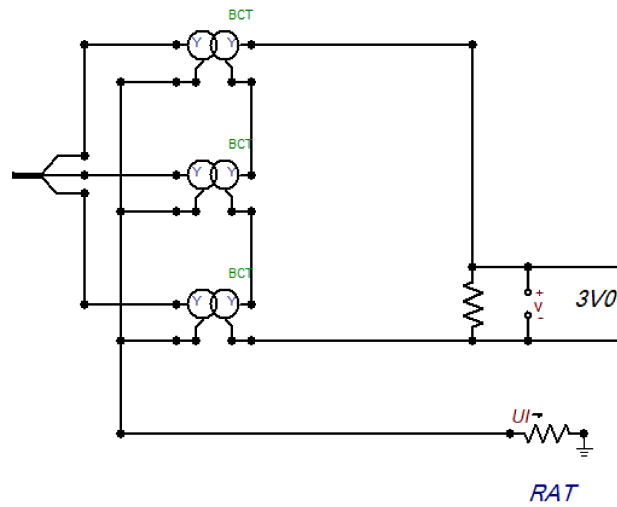
	Prim.	Sec.
U [V]	13800	219.3931
R [ohm]	1.614	0.0004
L [mH]	23.6741	0.006

Coupling: D Y
 Phase shift: 30
 I(0)= 0.95647 Rm= 107796.2
 F(0)= 51.802
☐ RMS
☐ 3-winding
☐ 3-leg core

Fonte: (ATPDraw, 2025)

3.2.4 Modelagem do transformador de potencial

Para a leitura da tensão 3V0 mencionada no referencial teórico é utilizado um transformador de potencial (TP) ligado na conexão *broken-delta*, conforme Figura 22.

Figura 22 – TP ligado em *broken-delta*.

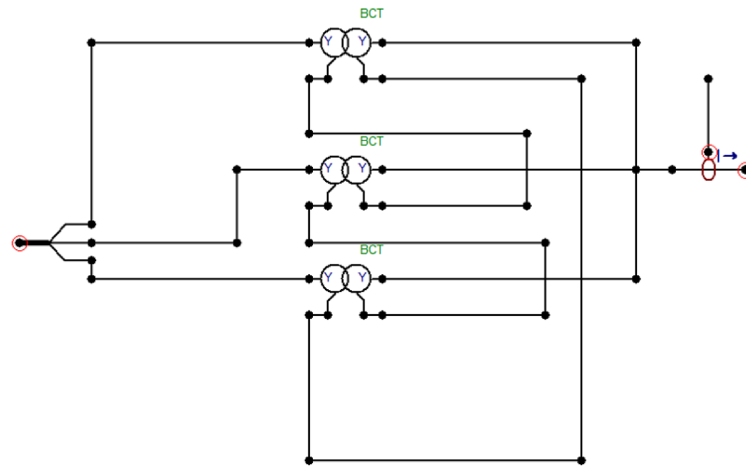
Fonte: Autoria própria (2025).

A ligação foi feita no software utilizando um transformador do tipo BCTRAN, com a opção de 1 enrolamento e 2 fases. Durante o desenvolvimento, ao tentar reproduzir um transformador de potencial em ligação *broken-delta* utilizando transformadores ideais de 1 enrolamento, o compilador não consegue chegar em uma solução, apresentando erro ao compilar o arquivo. Para contornar este erro numérico foi utilizado o transformador BCTRAN porém desconsiderando as perdas.

3.2.5 Modelagem do transformador de aterramento

Embora seja possível utilizar modelos pré-definidos de transformadores de aterramento, foi optado para este trabalho a modelagem manual do transformador, garantindo assim a correta parametrização e simulação. Para o transformador de aterramento, foi escolhida a ligação zigue-zague utilizando três transformadores monofásicos de 1 enrolamento, do tipo BCTRAN, conforme Figura 23.

Figura 23 – Transformador de aterramento modelado.



Fonte: Autoria própria (2025).

O transformador modelado acima será utilizado para a aquisição da corrente de neutro no lado delta do transformador D-Y. O valor da resistência escolhida é baixa, portanto, não há a limitação de corrente de falta fase-terra. Na prática o valor da corrente falta fase-terra pode ser limitado por meio dessa resistência de aterramento.

3.2.6 Carga no lado Y

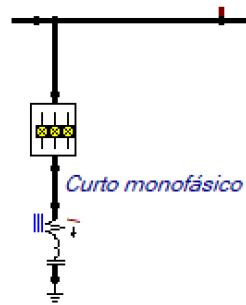
Para os casos em que se considera a presença de cargas ao transformador no lado Y, foi considerada uma carga de 2000 kVA com fator de potência 0,85 indutivo. Fazendo a parametrização equivalente, tem-se:

- Resistência: 80,937 Ω
- Indutância: 133,0542 mH
- Capacitância: 0 μF

3.2.6.1 Representação de um curto-circuito monofásico

Visando representar um curto-circuito do tipo monofásico de característica intermitente, é utilizada uma chave trifásica controlada por tempo ligada a um bloco RLC representando a impedância do curto, conforme Figura 24.

Figura 24 – Representação do curto monofásico no ATPDraw.



Fonte: Autoria própria (2025).

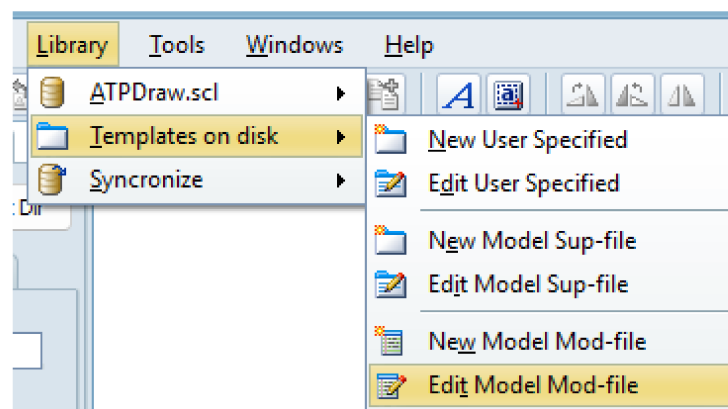
A parametrização do tempo de fechamento e valores da impedância conectada ocorre através da manipulação de variáveis, permitindo a fácil manipulação e verificação de diferentes cenários. Conforme mencionado na seção 3.1.1 acima.

3.2.7 Desenvolvimento função 50N

A biblioteca *"Powersystem tools"* possui algumas funções de relés pré-modeladas, porém a função 50N não está disponível para uso pronto, apenas em sua versão trifásica convencional (50). Para o desenvolvimento, foi utilizada a linguagem MODELS. O código utilizado para a função 59N está disponível na seção Anexo A.

A programação de um bloco MODELS ocorre nas opções *"Library"*, sendo a parte do bloco visual, como conexões e bloco, desenvolvida como uma **"Model Sup-file"** (HøIDALEN; PRIKLER, 2023). Já a programação lógica é feita na opção **"Model Mod-file"** conforme Figura 25.

Figura 25 – Caminho para criar Modelo no ATPDraw.



Fonte: (ATPDraw, 2025)

Após importado e configurado o modelo, ao clicar no bloco, podemos fazer a parametrização, assim como os demais elementos do ATPDraw, como exemplificado na Figura 26.

Figura 26 – Janela de parametrização 50N.

Fonte: Autoria própria (2025).

3.3 Parametrização função 50N

Os valores escolhidos para parametrização da função 50N foram norteados por (MARDEGAN, 2012) conforme 2.6. O autor sugere um valor inicial de 1,1 vezes a corrente nominal do transformador, para proteção de transformadores a seco.

Com isso, considerando o transformador escolhido, tem-se um valor de parametrização da função 50N de:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (3.18)$$

$$I_n = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 13800} = 83,67 A$$

O autor (MARDEGAN, 2012) adota uma corrente de 1,4 vezes a corrente nominal do transformador conforme a Equação 2.8, resultando em:

$$I_{aj50N} = 1,1 \cdot 1,4 \cdot 83,67 = 128,85 A \approx 130 A$$

Arredondando para um valor tem-se I_{aj50N} igual a 130 A.

Note que, os valores escolhidos são sugestões e um estudo profundo de proteção pode adequar melhor esses valores conforme a topologia e características da rede.

3.3.1 Desenvolvimento Função 59N

O desenvolvimento da função 59N é semelhante à função 50N exposta acima. Na seção Anexo B encontra-se o código utilizado para a função 59N. Após a inclusão do modelo, a Figura 27 exibe a janela de configuração das entradas e saídas do relé.

Figura 27 – Janela de parametrização 59N.

Fonte: Autoria própria (2025).

3.4 Parametrização função 59N

Os valores escolhidos para parametrização da função 59N foram norteados por (MARDEGAN, 2012) e o guia de proteção de redes elétricas do fabricante de relés *Schneider* conforme 2.6.

A fabricante sugere um valor de aproximadamente 10% da tensão residual ($3V_0$) máxima. O cenário simulado para o curto monofásico mais severo resulta em uma tensão residual máxima ($3V_0$) de 6670,5V. Nas normas de proteção de sobrecorrentes do sistema de distribuição de média tensão da Cemig (Companhia Energetica de Minas Gerais - CEMIG, 2017), recomenda-se para os estudos de proteção para cálculo das correntes de curto-circuito fase-terra mínima uma resistência de falta de $3 \cdot R_f = 40 \, \Omega$, para este estudo em questão será considerada nula pois o foco de estudo é a parametrização das funções do relé.

Portanto, tem-se um valor de parametrização da função 59N de:

$$V_{rsd_{max}} = 3V_{0max} = 6670,5V \quad (3.19)$$

4 Resultados e Discussões

4.1 Cenários e metodologia de simulação

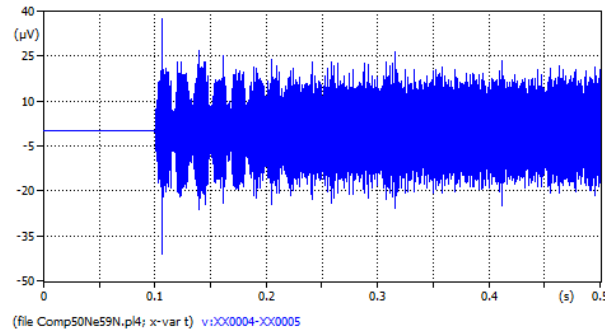
As simulações são realizadas de forma progressiva, iniciando por um sistema idealmente equilibrado em sua energização e, em seguida, simulando cenários com níveis crescentes de desequilíbrio, a fim de avaliar o comportamento das funções de proteção. Os valores de corrente e tensão de neutro apresentados a seguir correspondem a valores eficazes (RMS).

4.2 Cenário 1 - Energização do sistema

O primeiro cenário a ser analisado é quando ocorre a energização do sistema, ou seja, deseja-se verificar se ocorre a atuação para as correntes de inrush do sistema. O sistema é energizado em 0.1s.

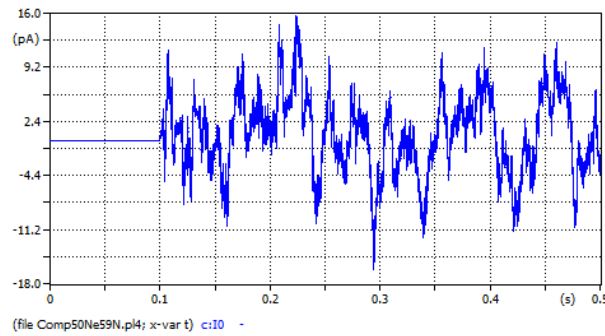
Neste cenário, não ocorre a atuação da função 59N, uma vez que, a tensão $3V_0$ obtida é inferior ao valor parametrizado, conforme resultados apresentados na Figura 29.

Figura 29 – $3V_0$ durante a energização do sistema



Fonte: Autoria própria (2025).

Nesse cenário, também não ocorre a atuação da função 50N, visto que a corrente I_0 encontrada é inferior ao valor parametrizado, conforme resultados da Figura 30.

Figura 30 – I_0 durante a energização do sistema

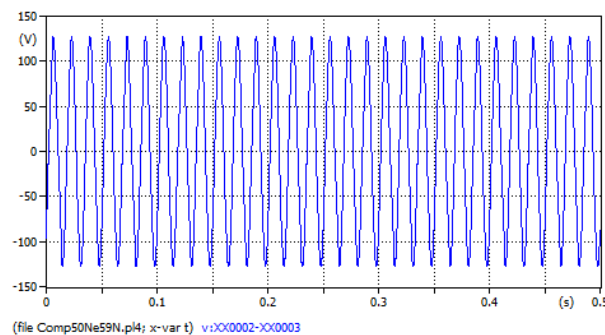
Fonte: Autoria própria (2025).

Portanto, nenhuma das funções atuam. Os resultados encontrados para esse cenário demonstram-se satisfatórios visto que as funções do relé não devem atuar nessa condição.

4.3 Cenário 2 - Carga de 50kVA

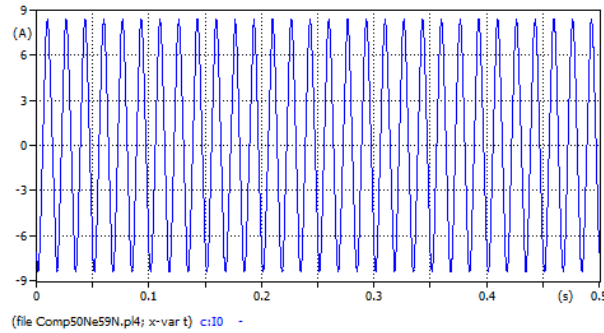
O segundo cenário a ser analisado é quando ocorre um desequilíbrio representado por uma carga monofásica de potência igual a 50kVA, fator de potência de 0,85 indutivo, tensão na carga de 7967,4337V, a carga é conectada ao lado delta do transformador. Para a parametrização a carga será representada por uma resistência de 1079,16 Ω e indutância de 1774,063 mH.

Nesse cenário, não ocorre a atuação da função 59N, visto que a tensão $3V_0$ encontrada, de 90,07V, é inferior ao valor parametrizado, conforme os resultados da Figura 31.

Figura 31 – $3V_0$ para desequilíbrio de 50kVA

Fonte: Autoria própria (2025).

Neste cenário, não ocorre a atuação da função 50N, visto que, a corrente I_0 encontrada é igual a 5,94 A e é inferior ao parametrizado no relé, conforme visto na Figura 32.

Figura 32 – I_0 para desequilíbrio de 50kVA

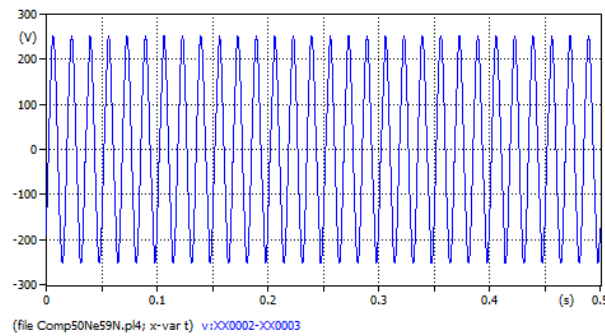
Fonte: Autoria própria (2025).

4.4 Cenário 3 - Carga de 100kVA

O terceiro cenário a ser analisado é quando ocorre um desequilíbrio representado por uma carga monofásica de potência igual a 100kVA, fator de potência de 0,85 indutivo, tensão na carga de 7967,4337V, a carga é conectada conectado ao lado delta do transformador. Para a parametrização, a carga será representada por uma resistência de 539,58 Ω e indutância de 887,028 mH.

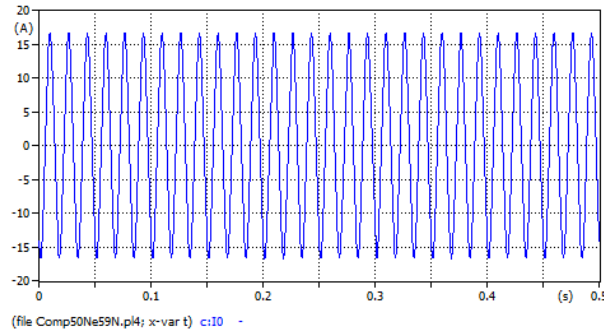
Neste cenário não ocorre a atuação da função 59N, visto que, a tensão 3V0 encontrada é igual a 178,49 V é inferior ao parametrizado, conforme os resultados da Figura 33.

Figura 33 – 3V0 para desequilíbrio de 100kVA



Fonte: Autoria própria (2025).

Neste cenário também não ocorre a atuação da função 50N, visto que, a corrente I_0 encontrada é igual a 11,78 A e é inferior ao parametrizado, conforme os resultados da Figura 34.

Figura 34 – I_0 para desequilíbrio de 100kVA

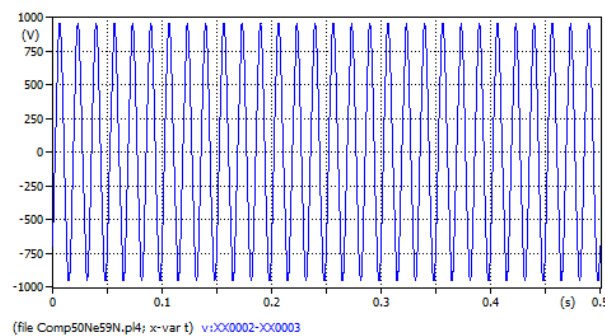
Fonte: Autoria própria (2025).

4.5 Cenário 4 - Carga de 400kVA

O quarto cenário a ser analisado é quando ocorre um desequilíbrio representado por uma carga monofásica de potência igual a 400 kVA, fator de potência de 0,85 indutivo, tensão na carga de 7967,4337 V conectado ao lado delta do transformador. Para a parametrização a carga será representada por uma resistência de 134,89 Ω e indutância de 221,76 mH.

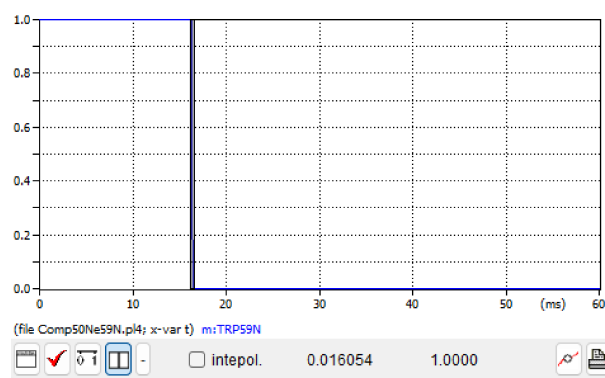
Neste cenário ocorre a atuação da função 59N, visto que, a tensão 3V0 encontrada é igual a 675,64 V é superior ao parametrizado. A Figura 35 exibe o valor da tensão residual encontrado. Também para todos os cenários com desequilíbrio maior que 400 kVA a atuação (trip) da função 59N ocorrerá em aproximadamente 16 ms conforme Figura 36.

Figura 35 – 3V0 para desequilíbrio de 400kVA



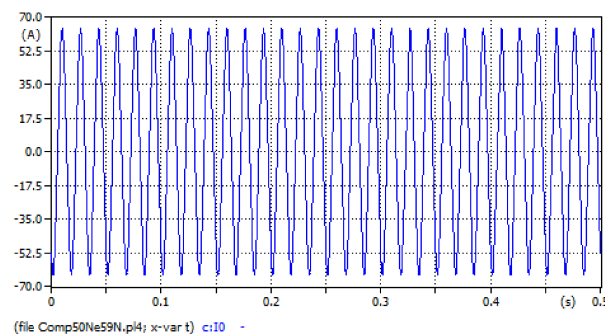
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 36 – Trip 59N para desequilíbrio de 400 kVA



Fonte: Autoria própria (2025).

Neste cenário não ocorre a atuação da função 50N, visto que a corrente I_0 encontrada é igual a 45,26 A e é inferior ao parametrizado, conforme Figura 37.

Figura 37 – I_0 para desequilíbrio de 400kVA

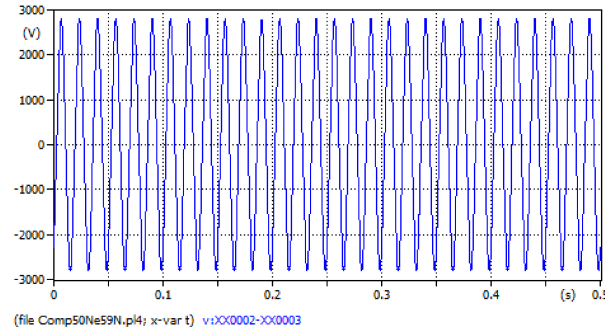
Fonte: Autoria própria (2025).

4.6 Cenário 5 - Carga de 1400kVA

O quinto cenário a ser analisado é quando ocorre um desequilíbrio representado por uma carga monofásica de potência igual a 1400 kVA, fator de potência de 0,85 indutivo, tensão na carga de 7967,4337 V conectado ao lado delta do transformador. Para a parametrização, a carga será representada por uma resistência de 38,54 Ω e indutância de 63,36 mH.

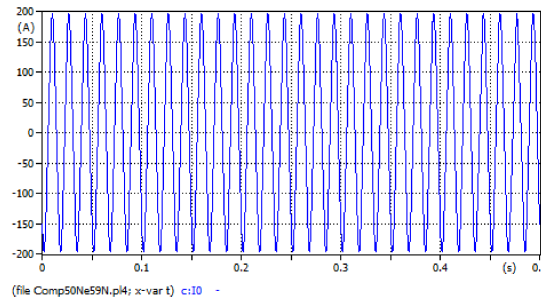
A tensão 3V0 encontrada para este cenário é igual a 1981,1 V, conforme figura 38.

Figura 38 – 3V0 para desequilíbrio de 1400 kVA



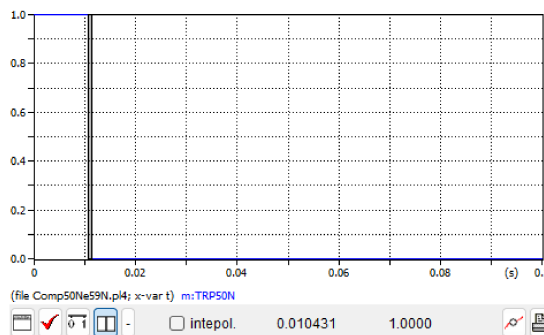
Fonte: Autoria própria (2025).

Neste cenário ocorre a atuação da função 50N, visto que a corrente I_0 encontrada é igual a 138,71 A e superior à parametrizada. A corrente I_0 e o trip do relé para a função 50N no cenário de desequilíbrio de 1400 kVA, estão expostos nas Figuras 39 e 40.

Figura 39 – I_0 para desequilíbrio de 1400 kVA

Fonte: Autoria própria (2025).

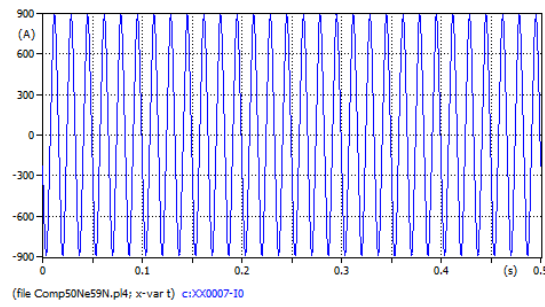
Figura 40 – Trip 50N para desequilíbrio de 1400 kVA



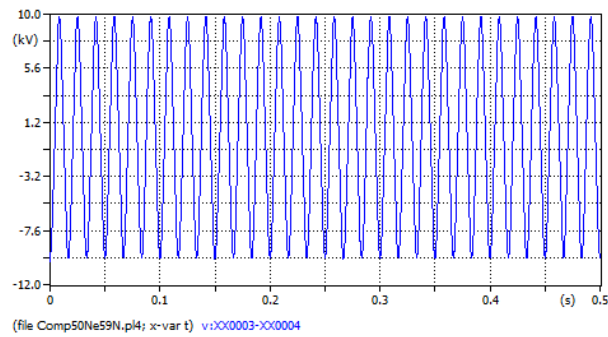
Fonte: Autoria própria (2025).

4.6.1 Cenário 6 - Curto-franco

Para um curto franco a tensão RMS $3V_0$ e corrente RMS I_0 encontradas foram de 627,51 A e 6948,7 V, conforme Figuras 41 e 42, respectivamente. Assim, o trip das funções 50N e 59N ocorrem, conforme Figuras 44 e 43.

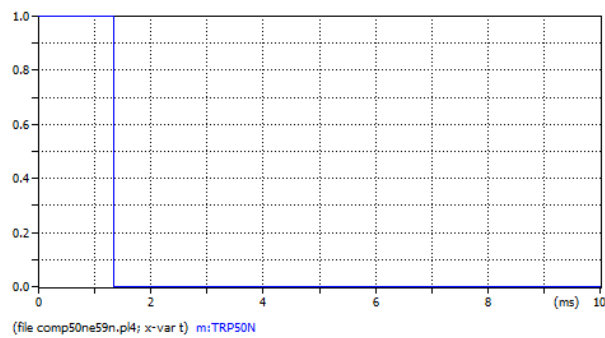
Figura 41 – I_0 para curto monofásico(F-T) franco

Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 42 – $3V_0$ para curto monofásico(F-T) franco

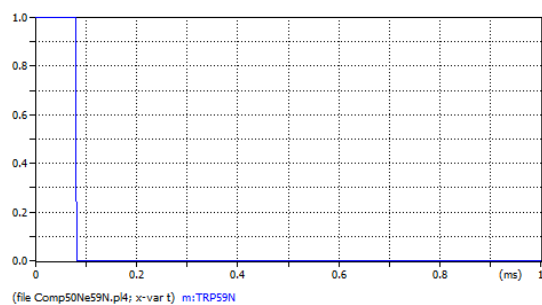
Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 43 – Trip 50N para curto franco.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 44 – Trip 59N para curto franco.



Fonte: Autoria própria (2025).

5 Conclusão

Ao final das simulações foi possível compreender como o nível de curto-circuito da fonte interfere nos valores medidos das correntes de sequência zero e tensão residual, durante a ocorrência de faltas monofásicas fase-terra. Observa-se pelos dados obtidos conforme Tabela 3, caso a fonte apresente um nível de curto-circuito alto, a corrente de sequência zero (I_0) máxima também será alta.

Tabela 3 – Tensão residual e corrente de neutro para cada cenário verificado

Desequilíbrio	10 MVA		50 MVA		100 MVA	
	$3V_0$ (RMS)	I_0 (RMS)	$3V_0$ (RMS)	I_0 (RMS)	$3V_0$ (RMS)	I_0 (RMS)
Curto franco	6670,5	627,51	7738,5	3136,3	7849,6	6271
1400 kVA	1981,1	138,71	595,49	167,07	315,32	171,25
400 kVA	675,63	45,258	177,42	49,121	92,038	49,638
100 kVA	178,49	11,787	44,92	12,387	23,159	12,464
50 kVA	90,067	5,9335	22,506	6,2	11,591	6,2363

Fonte: Autoria própria (2025).

Outro ponto verificado durante as simulações é o comportamento do FD%, para os casos simulados de curto fase-terra representados por uma carga, o desequilíbrio foi maior para valores menores de curto da fonte. Em termos de percentual de desequilíbrio, para o cenário de curto da fonte igual a 10MVA, o a função 50N com a parametrização proposta atuou para um desequilíbrio de aproximadamente 11,47% e a função 59N atuou para um desequilíbrio de aproximadamente 3,8% conforme Tabela 4.

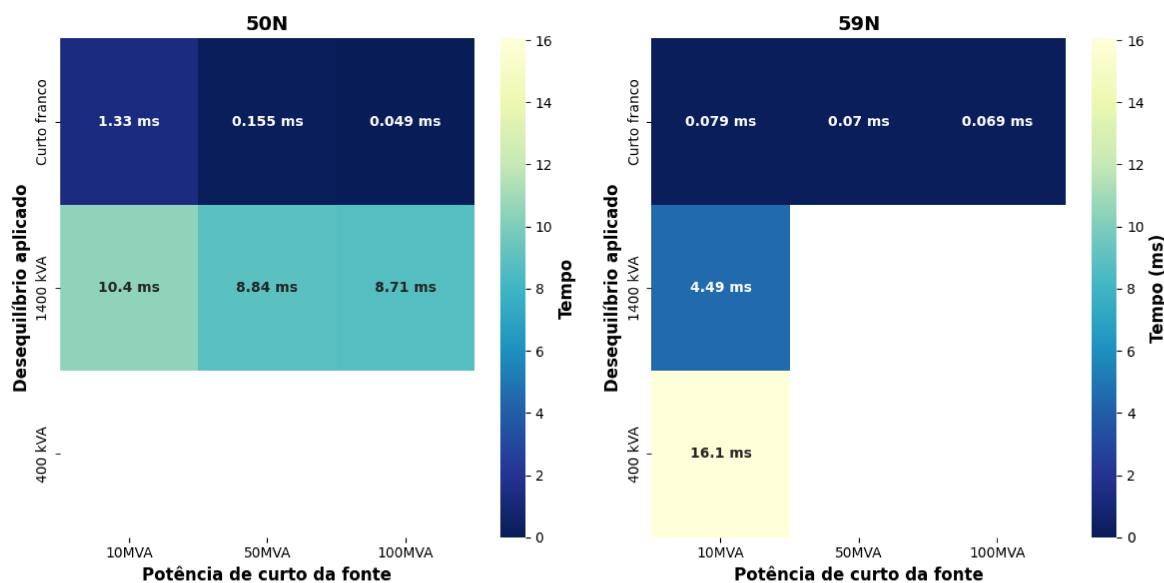
Tabela 4 – Fator de desequilíbrio para cada cenário verificado

Desequilíbrio aplicado	Nível de curto da fonte		
	10 MVA	50 MVA	100 MVA
Curto franco	49,95%	49,99%	50,00%
50 kVA	0,50%	0,11%	0,05%
100 kVA	0,98%	0,21%	0,10%
400 kVA	3,80%	0,80%	0,40%
1400 kVA	11,47%	2,69%	1,37%

Fonte: Autoria própria (2025).

Em relação ao tempo de atuação das funções 50N e 59N do relé, este foi eficiente e atuou rapidamente, visto que não foi estipulado nenhum atraso em seu disparo. Para facilitar a visualização da atuação, a Figura 45 mostra um *Heatmap* demonstrando a diminuição do tempo de atuação dos relés conforme o aumento do nível de curto.

Figura 45 – Mapa de calor do tempo de atuação das funções 50N e 59N para cenários simulados.



Fonte: Autoria própria (2025).

Em relação à proteção do sistema, em específico à atuação das funções 50N e 59N, os resultados obtidos foram satisfatórios, visto que foram padronizados e só atuaram nos cenários esperados. Para alguns cenários nota-se que a atuação do relé poderia ser interpretada como inadequada, visto que o fator de desequilíbrio é ligeiramente inferior ao estipulado pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST, porém isto é devido à escolha de parametrização e aos valores adotados de resistência de aterramento e de curto. Por isso, reforça-se que um ponto fundamental é a parametrização das funções do relé, seguida de um estudo de curto-circuito adequado para entender as necessidades e demais proteções, garantindo assim a eficiência e cumprindo os critérios de seletividade e proteção.

Os códigos das funções 50N e 59N estão disponibilizados neste trabalho para uso futuro de outros estudantes interessados. A utilização de variáveis no ATPDraw permitiu a rápida alteração de parâmetros e estudos de diferentes cenários.

Por meio deste trabalho de conclusão, foram abordados e aprofundados diversos conceitos em Engenharia Elétrica, em especial no setor de proteção. Além disso, este trabalho permitiu aprofundar conhecimentos em programas computacionais do tipo EMPT.

Os elementos modelados e parametrizados, como as funções de proteção do relé, permitem estudos futuros da atuação da proteção para outros cenários. Como perspectiva para trabalhos futuros, seria possível ampliar a utilização de códigos Python para realizar a variação de valores diretamente no arquivo .atp, que contém os parâmetros da simulação.

Referências Bibliográficas

- ADEEL. *Relés de Proteção*. 2024. Acesso em: 18 maio 2025. Disponível em: <<https://adeel.com.br/wp-content/uploads/2024/03/rele1.png>>. Citado na página 18.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *PRODIST – Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: 5 set. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 18.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Brasil supera a marca de 210 GW instalados*. 2025. <www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/brasil-supera-a-marca-de-210-gw-instalados>. Acesso em: 7 maio 2025. Citado na página 15.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 6856: Guia para execução de estudos de coordenação da proteção em sistemas elétricos industriais*. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<https://www.abnt.org.br>>. Citado na página 25.
- ATPDraw. *ATPDraw*. 2025. <<http://www.atpdraw.net/>>. Citado 5 vezes nas páginas 32, 33, 34, 38 e 41.
- BEHRENDT, K. *Proteção para Fontes Delta Não Esperadas*. 2003. Disponível em: <<https://selinc.com/api/download/2621/?lang=pt>>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 23.
- Canadian/American EMTP User Group. *Alternative Transients Program (ATP) Rule Book*. Vancouver, 2015. Atualizado continuamente. Disponível em: <https://www.eeug.org/files/ATP_Rule_Book.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.
- Companhia Energetica de Minas Gerais - CEMIG. *Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig*. 2017. <www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/03/nd_4_15_000001p.pdf>. Acesso em: 7 maio 2025. Citado na página 43.
- COSTA, P. F. Transformadores de aterramento - parte i. *Revista O Setor Elétrico*, v. 106, p. 60–67, novembro 2014. Capítulo V do fascículo sobre aterramento do neutro. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br>>. Citado 4 vezes nas páginas 26, 27, 28 e 29.
- COSTA, P. F. Transformadores de aterramento - parte ii. *Revista O Setor Elétrico*, v. 107, p. 46–53, dezembro 2014. Capítulo VI do fascículo sobre aterramento do neutro. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- DUARTE, A. C. d. R. *Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios*. 1. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2018. 440 p. Inclui bibliografia. Introdução à proteção de sistemas elétricos de potência. ISBN 978-85-88098-79-4. Citado na página 21.
- ELECTRIC, S. *Guia de proteção*. São Paulo, 2008. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com.br>>. Citado na página 24.
- ENGENHARIA, M. *Proteção 59N*. 2023. Imagem extraída do artigo publicado no blog Mesh Engenharia. Acesso em: 20 mar. 2025. Disponível em: <meshengenharia.com/2023/01/29/protecao-59n-uma-explicacao-de-uma-forma-que-voce-nunca-viu/>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

FILHO, J. M. *Manual de equipamentos elétricos*. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. ISBN 978-85-216-2291-8. Citado na página 36.

GARCIA DOUGLAS A. A. E DUZZI JR., F. E. Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica – parte ii. *O Setor Elétrico*, n. 74, p. 52–54, dez 2011. Fascículo técnico sobre distribuição de energia elétrica. Disponível em: <www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed74_fasc_distribuicao_cap2.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.

HØIDALEN, H. K.; PRIKLER, L. *ATPDraw: Manual do Usuário, versão 7.5*. 1.0. ed. [S.l.], 2023. 376 p. Citado na página 41.

IEEE. *Institute of Electrical and Electronics Engineers - Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*. 2023. New York: IEEE. IEEE Std C37.110-2023. ISBN 978-1-5044-9541-7. Citado na página 25.

KINDERMANN, G. *Curto circuito*. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. ISBN 85-241-0368-X. Citado 5 vezes nas páginas 12, 16, 21, 26 e 30.

MAMEDE, J. M. F. e D. R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2013. 805 p. ISBN 978-85-216-2012-9. Citado 7 vezes nas páginas 12, 16, 18, 19, 21, 25 e 26.

MARDEGAN, C. *Capítulo VII: Proteção de falta à terra*. 2010. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/08/Ed54_fasc_protecao_seletividade_capVII.pdf>. Acesso em: 7 maio 2025. O Setor Elétrico, Fascículo Proteção e Seletividade. Citado 3 vezes nas páginas 13, 23 e 24.

MARDEGAN, C. *Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais*. [S.l.]: Atitude Editorial, 2012. ISBN 978-85-65828-00-0. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 43.

MARDEGAN, C. *Curto-circuito para a seletividade*. 2016. Acessado em: 10 mar. 2025. Disponível em: <www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2016/06/ed-124_Fasciculo_Cap-V-Curto-circuito-para-a-seletividade.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 30.

NEOENERGIA. *Caminho da energia elétrica, da geração à distribuição*. 2024. Acesso em: 18 maio 2025. Disponível em: <<https://www.neoenergia.com/w/caminho-da-energia-eletrica-da-geracao-a-distribuicao>>. Citado na página 15.

Ribeiro Junior, Sebastião. *Material de apoio – Aula 10 – Sistema Elétrico de Potência (SEP) - UFPR*. 2012. Acesso em: 7 maio 2025. Disponível em: <https://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te039%20aula%2010%20-%20sep.pdf>. Citado na página 12.

SATO, F. *Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica*. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Elsevier, 2015. 456 p. ISBN 978-85-352-6886-7. Citado na página 12.

TEIXEIRA, M. D. *TE 131 – Capítulo 3*. n.d. <https://www.eletr.ufpr.br/p/_media/professores:mateus:te_131_-_capitulo_3.pdf>. Acesso em: 19 maio 2025. Citado na página 20.

Anexos

ANEXO A – Código Relé 50N

Código A.1 – Código relé 50N em linguagem MODELS

```

1  MODEL RELE50N
2  DATA
3      Is50          -- Corrente de ajuste do 50 [A]
4      RTC          -- Relacao do Transformador de Corrente
5  INPUT
6      I            -- Corrente de neutro
7  OUTPUT
8      TRIP
9  CONST
10     freq {VAL:60}
11  VAR
12     IN,           -- Corrente instantanea ao quadrado por fase
13     iln           -- Integrais para RMS
14     IefN          -- Corrente eficaz por fase
15     IsefN         -- Corrente eficaz normalizada pelo TC
16     period, t4, TRIP
17  TIMESTEP MIN : 1E-5
18  DELAY CELLS(iln) : 1/freq/timestep+1
19
20  INIT
21     histdef(iln) := 0
22     histdef(integral(IN)) := 0
23     period := recip(freq)
24     TRIP:= 1
25     t4 := 0
26  ENDINIT
27
28  EXEC
29     -- Quadrado da corrente instantanea
30     IN := I[1]*I[1]
31     -- Integracao para calculo RMS
32     iln := integral(IN)
33     -- Corrente eficaz
34     IefN := sqrt((iln - delay(iln, period)) / period)
35
36     -- Corrente normalizada (ajustada pelo RTC)
37     IsefN := IefN / RTC
38     -- Atuacao instantanea se qualquer fase exceder o ajuste
39     if (IsefN >= Is50) then
40         if t4 = 0 then
41             TRIP := 0

```

```
42     t4 := 1
43   endif
44 endif
45 ENDEXEC
46 ENDMODEL
```

ANEXO B – Código Relé 59N

Código B.1 – Código relé 59N em linguagem MODELS

```

1  MODEL RELE59N
2  DATA
3      Vpickup      -- Corrente de ajuste do 59 [A]
4      TDelay       -- Delay programavel [s]
5  INPUT
6      VF -- Correntes no ponto 1
7      VN -- Correntes no ponto 2(Terra)
8  OUTPUT
9      TRIP
10 CONST
11     freq {VAL:60}
12 VAR
13     V3V0
14     V3V02
15     V3V0ln
16     V3V0efN
17     timer
18     tflag
19     TRIP
20     period
21 TIMESTEP MIN : 1E-5
22 DELAY CELLS(V3V0ln) : 1/freq/timestep+1
23
24 INIT
25     TRIP:= 1
26     tflag := 0
27     timer := 0
28     histdef(V3V0ln) := 0
29     histdef(integral(V3V02)) := 0
30     period := recip(freq)
31 ENDINIT
32
33 EXEC
34     V3V0 := VF - VN
35     V3V02 := V3V0*V3V0
36     V3V0ln := integral(V3V02)
37     V3V0efN := sqrt((V3V0ln - delay(V3V0ln, period)) / period) -- Tensao
        eficaz
38
39     IF (V3V0efN >= Vpickup) THEN
40         timer := timer + timestep--DELTAY

```

```
41 ELSE
42     timer := 0
43 endif
44 IF (timer > Tdelay) THEN
45     IF tflag = 0 THEN
46         TRIP := 0
47         tflag := 1
48     endif
49 endif
50 ENDEXEC
51 ENDMODEL
```