

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

RODRIGO MÖLLERKE ELY

**ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS
DE UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL**

São Leopoldo - RS

2021

RODRIGO MÖLLERKE ELY

**ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS
DE UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pelo Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade do
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira

São Leopoldo - RS

2021

Dedico este trabalho a minha mãe Mara Solange Möllerke Ely (in memoriam), que sempre me incentivou a realizar a graduação e que foi inspiração nesta jornada acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me guiado e acompanhado esta trajetória até aqui.

Aos meus pais, Mara (in memoriam) e Castilho, pelos incentivos e orgulho que tiveram ao ingressar no curso de Engenharia.

A minha esposa, Daniela, que sempre me incentivou e esteve ao meu lado, e nunca deixou que eu perdesse o foco durante toda a elaboração deste trabalho e da minha graduação.

A minha irmã Julia e meus avós Remy e Helena, que sempre me apoiaram e fizeram o possível para que esta jornada tivesse sucesso.

Aos meus amigos que fiz durante o curso, Misael, Diego, João, Jaqueline, Guilherme, Paula e Míriam e demais colegas, vocês foram muito importantes para que isto fosse concluído.

Aos diretores e colegas de empresa, que sempre disponibilizaram de tempo e esclarecimento de dúvidas técnicas durante a elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Paulo R. da Silva Pereira, pela contribuição e atenção na elaboração deste trabalho e pela amizade criada durante os anos da graduação.

RESUMO

Com a iminência de problemas existentes no sistema elétrico, desde falhas humanas até danos provenientes de causas naturais, as instalações devem possuir um sistema de proteção elétrica combinando robustez e confiabilidade. Este trabalho tem por objetivo avaliar o sistema de proteção de uma instalação industrial na subestação principal, desde a sua coleta de dados necessários para o estudo, simulando os níveis de curto-circuito e apresentando seus coordenogramas de ajustes e seletividade. Foram modelados dois cenários, simulando duas falhas no sistema em pontos distintos, apresentando também os níveis de corrente que os demais equipamentos da subestação enxergam perante esses problemas e avaliando como os dispositivos de proteção se comportam. Através das análises dos ajustes e das simulações dos cenários, ficou claro que os relés de proteção possuem os ajustes dentro das condições especificadas pela concessionária de energia local e protegem este sistema. Com base nestes resultados pôde-se sugerir a implementação de melhorias, a fim de aumentar a confiança no sistema de proteção dos equipamentos e a instalação no geral. As proteções ajustadas garantem o pleno funcionamento desta instalação, visto que uma parada pode contabilizar prejuízos de milhares a milhões de reais, conforme o segmento da empresa, por hora com a produção parada. Outra sugestão de melhoria é verificar a viabilidade para a implementação de relés mais sofisticados que possuam mais recursos visto que o investimento é baixo em relação a uma maior confiabilidade em uma subestação que necessita esta garantia de pleno funcionamento.

Palavras-chave: Proteção do sistema elétrico, curto-circuito, confiabilidade.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fusível HH	19
Figura 2 – Curva de atuação de Fusíveis HH.....	19
Figura 3 – Curva tempo x corrente Elo Fusível Tipo H.....	20
Figura 4 – Curva tempo x corrente Elo Fusível Tipo K.....	21
Figura 5 – Curva tempo x corrente Elo Fusível Tipo T	22
Figura 6 – Comportamento das Curvas IEC.....	24
Figura 7 – Comportamento das Curvas ANSI	26
Figura 8 – Circuitos de sequência em faltas trifásicas	27
Figura 9 – Circuito de sequência em faltas bifásicas	28
Figura 10 – Circuito de sequência em faltas fase-terra	28
Figura 11 – Zoneamento das Proteções	31
Figura 12 – Correntes no Delta para falhas do lado da Estrela.....	32
Figura 13 – Ligação paralela triângulo-estrela	33
Figura 14 – Curva de dano dos transformadores	34
Figura 15 – Curva Corrente Máxima x seção para cabos EPR/XLPE 105°C	35
Figura 16 – Fluxograma da metodologia.....	36
Figura 17 – Diagrama Unifilar exemplificado.....	38
Figura 18 – Relés de Proteção.....	39
Figura 19 – Barra de comandos do PTW	41
Figura 20 – Configuração da Fonte no PTW	43
Figura 21 – Configuração do transformador no PTW.....	43
Figura 22 – Exemplo criado no PTW.....	44
Figura 23 – Diagrama geral do estudo de caso.....	49
Figura 24 – Diagrama Unifilar SE 69 kV Externa	50
Figura 25 – Diagrama Unifilar SE 69 kV Interna.....	50
Figura 26 – Relé de Proteção URPE 7104.....	51
Figura 27 – Parâmetros de fase para o Relé Pextron	52
Figura 28 - Parâmetros de neutro para o Relé Pextron.....	52
Figura 29 – Simulação de Curto-Circuito da Entrada no PTW	56
Figura 30 – Simulação de Curto-Circuito da Barra 01 a Barra 04	57
Figura 31 – Curto-Circuito do Transformador Auxiliar e demais barras	58
Figura 32 – Coordenograma de Fase dos Relés Principais	61

Figura 33 – Coordenograma de Neutro dos Relés Principais	62
Figura 34 – Curvas de ajuste de fase do TR 01	63
Figura 35 – Curvas de ajuste de neutro do TR 01.....	64
Figura 36 – Curvas de ajuste de fase do TR 02	65
Figura 37 – Curvas de ajuste de neutro do TR 01.....	66
Figura 38 – Ajustes de fase dos relés dos alimentadores e fusível do TR 03	67
Figura 39 – Ajustes de neutro dos relés dos alimentadores e fusível do TR 03.....	68
Figura 40 – Coordenação dos relés com as curvas danos dos cabos	69
Figura 41 – Coordenação dos relés dos alimentadores com os cabos de saída	70
Figura 42 – Simulação de Curto-Circuito na BA AL 01	71
Figura 43 – Equipamentos e fonte após falta na BA AL 01	72
Figura 44 – Tempos de atuação de fase dos transformadores com falta no AL 01 ..	74
Figura 45 – Tempo de atuação de neutro no TR 02 com falta no AL 01	74
Figura 46 – Tempo de atuação de fase na fonte com falta no AL 01	75
Figura 47 – Simulação de Curto-Circuito na BA 05.....	76
Figura 48 – Equipamentos e fonte após falta na BA 05	77
Figura 49 – Tempo de atuação do fusível para uma falta trifásica na BT	78
Figura 50 – Tempo de atuação do fusível para uma falta fase-terra na BT	79
Figura 51 – Tempo de atuação de neutro para KF4 e KF5.....	79

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Proteções utilizadas na instalação.	39
Quadro 2 – Principais características do transformador.....	40
Quadro 3 – Principais características do disjuntor	41
Quadro 4 – Dados do equivalente Thevenin no Ponto de Entrega	47
Quadro 5 – Funções disponíveis nos Relés existentes.....	52
Quadro 6 – Fusíveis TR 03	53
Quadro 7 – Informações do TR 01	54
Quadro 8 – Informações do TR 02	54
Quadro 9 – Informações do TR 03.....	55
Quadro 10 – Informações do DJAT	55
Quadro 11 – Informações do DJMT	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ocorrência de Curtos-Circuitos no SEP	16
Tabela 2 – Curvas padronizadas IEC.....	24
Tabela 3 – Curvas padronizadas ANSI	25
Tabela 4 – Valores de corrente de <i>inrush</i> para transformadores	30
Tabela 5 – Dados do exemplo comprobatório.....	42
Tabela 6 – Dados comparativos do exemplo	45
Tabela 7 – Dados de proteção do alimentador.....	48
Tabela 8 – Ajustes calculados KF1	58
Tabela 9 – Ajustes calculados KF2 e KF3.....	59
Tabela 10 – Ajustes calculados KF4 e KF5.....	59
Tabela 11 – Ajustes calculados KF6, KF7 e KF8	60
Tabela 12 – Curto-Circuito AL 01 x Máximo em cada ponto	73
Tabela 13 – Tempo de atuação das proteções	75
Tabela 14 – Curto-Circuito Secundário TR 03 x Máximo em cada ponto.....	78
Tabela 15 – Valores de referência dos equipamentos	81

LISTA DE SIGLAS

AL	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute (Instituto Americano de Normas Nacionais)
BA	Barra
BT	Baixa Tensão
CB	Cabo
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DJAT	Disjuntor de Alta Tensão
DJMT	Disjuntor de Média Tensão
DT	Dial de Tempo
EI	Extremamente Inversa
EPR	Borracha Etileno-Propileno
IEC	International Electrotechnical Commission (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
IHM	Interface Homem Máquina
KF	Relé de Proteção
LTI	Longamente Inversa
MI	Muito Inversa
MI	Moderadamente Inversa
NBR	Normas Brasileiras de Regulação
NI	Normalmente Inversa
PTW	Power Tools For Windows
SE	Subestação de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TR	Transformador Rebaixador
VI	Muito Inversa

XLPE Polietileno Reticulado
Z Impedância

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos	13
1.1.1 Objetivo Geral	13
1.1.2 Objetivos Específicos	14
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 Introdução a Proteção de Sistemas Elétricos	15
2.2 Filosofia de Proteção	16
2.3 Dispositivos de Proteção de Sistemas Elétricos	18
2.3.1 Fusível.....	18
2.3.2 Relés de Proteção.....	22
2.4 Curto-Circuito	27
2.5 Corrente de <i>inrush</i>	29
2.6 Seletividade das Proteções	30
2.7 Proteção de Transformadores	31
2.7.1 Transformadores Delta / Estrela.....	31
A relação de uma ligação delta / estrela é de 0,577 em relação a tensão de linha, fato que permite entender o comportamento das faltas fase-terra refletidas no primário. (BASLER ELECTRIC, 2007)	
2.7.2 Paralelismo de Transformadores	32
2.7.3 Curvas de dano dos transformadores	33
2.8 Proteção de Condutores	34
3 METODOLOGIA	36
3.1 Coleta de Dados	37
3.1.1 Concessionária de Energia	37
3.1.2 Diagrama Unifilar.....	37
3.2 Proteções Existentes e Suas Características	38
3.3 Modelagem do Sistema Elétrico	40
3.3.1 Transformadores	40
3.3.2 Disjuntores	40
3.4 Software PTW	41
3.5 Avaliação e Simulação dos Ajustes Atuais	45
3.6 Proposição de Melhorias	46
4 ESTUDO DE CASO	47

4.1 Dados do Estudo	47
4.1.1 Dados no ponto de entrega.....	47
4.1.2 Diagrama do circuito para estudo.....	48
4.1.3 Relés de Proteção Existentes	51
4.1.4 Fusíveis.....	53
4.1.5 Transformadores	53
4.1.6 Disjuntores	55
4.2 Simulação Curto-circuito	56
4.3 Ajustes Atuais	58
4.4 Coordenogramas	60
4.4.1 Ajustes de fase do KF1, KF2 e KF3	60
4.4.2 Ajustes de neutro do KF1, KF2 e KF3.....	62
4.4.3 Coordenação dos ajustes de fase e neutro do TR 01	63
4.4.4 Coordenação dos ajustes de fase e neutro do TR 02	65
4.4.5 Ajustes de fase dos alimentadores e TR 03.....	66
4.4.6 Ajustes de neutro dos alimentadores e TR 03.....	68
4.4.7 Coordenação com os cabos dos circuitos	69
4.5 Cenários de avaliação	70
4.5.1 Cenário um – Curto-circuito no Alimentador 01.....	71
4.5.2 Cenário dois – Curto-Circuito no Secundário do TR 03	76
4.6 Sugestão de Melhorias	80
5 CONCLUSÃO	82
5.1 Sugestão de trabalhos futuros	83
REFERÊNCIAS	84

1 INTRODUÇÃO

As grandes indústrias brasileiras são conectadas ao sistema de distribuição ou redes de subtransmissão por necessitarem uma demanda alta de energia. Segundo o artigo 12 da resolução 414/2010 da ANEEL, quando a demanda para fornecimento for superior a 2,5 kW a tensão primária de conexão deve ser igual ou superior a 69 kV. (ANEEL, 2010)

Existem muitas falhas que acontecem com certa frequência no sistema elétrico de potência, causando interrupções e conseqüente redução da qualidade do serviço prestado. (MAMEDE FILHO, 2020)

A falha mais comum do sistema de potência é o curto-circuito, originando elevadas correntes que circulam nos elementos, causando distúrbios de tensão e muitas vezes danos ao sistema e instalações das unidades consumidoras. (MAMEDE FILHO, 2020)

Apesar de uma atuação de relés e disjuntores serem ajustados para operarem o mais rápido possível, o curto-circuito pode durar alguns ciclos. (ZANETTA JÚNIOR, 2006).

Por estarem diretamente conectadas a rede elétrica, é necessária uma segurança em relação a possíveis falhas causadas em processos internos ou até mesmo por causas intempestivas naturais, para não ocorrerem desligamentos a montante destes locais.

Para uma garantia de bom funcionamento das instalações e a não interrupção de sistemas alimentadores, é necessário que estas indústrias executem um estudo das proteções elétricas de forma mais adequada possível.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é avaliar as proteções existentes em uma subestação de 69 – 22 kV, em relação às filosofias de proteção e recomendações técnicas, identificando e sugerindo, se necessário, melhorias para as instalações.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Analisar as proteções implementadas no sistema elétrico da empresa através de metodologia proposta;
- b) Descrever os dispositivos utilizados no sistema de proteção;
- c) Avaliar com simulações os ajustes atuais;
- d) Apresentar sugestão de melhorias;

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, incluindo este introdutório, organizados como descrito abaixo:

O capítulo 2 traz a Fundamentação Teórica, que trata das filosofias de proteções, dos dispositivos de proteção utilizados, curto-circuito e a proteção de transformadores e condutores.

No capítulo 3 tem-se a Metodologia, que apresenta como e quais dados obter para o estudo, a forma de análise das proteções existentes, análise das características dos dispositivos encontrados, modelagem do sistema elétrico, avaliação e simulação dos ajustes apresentados e sugestão das melhorias para o sistema.

No capítulo 4 é apresentada a Análise dos Resultados, que mostram o comparativo entre a situação simulada e proposta do sistema.

Por fim, no capítulo 5 tem-se a conclusão trazendo as considerações finais do trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo explica os tipos de proteções geralmente associados em indústrias e as funções de dispositivos de proteção, como os relés de proteção e fusíveis.

2.1 Introdução a Proteção de Sistemas Elétricos

Na operação dos sistemas elétricos de potência geralmente surgem falhas que resultam em interrupções no fornecimento de energia. (MAMEDE FILHO, 2020)

A sobrecarga e o curto-circuito são fatores de anormalidade que podem originar danos significativos nos sistemas de potência. (MAMEDE FILHO, 2020)

Para estudos de proteção, as correntes de curto-circuito devem ser calculadas, portanto, cada componente deve ser modelado de acordo com estes cálculos realizados. (KINDERMANN, 1997)

Segundo Kindermann (1997), as principais falhas no sistema elétrico podem ser devidas as seguintes variáveis:

- a) Problemas de Isolação: As tensões nos condutores são elevadas, podendo causar rupturas a terra ou entre cabos devido a desenho inadequado dos equipamentos, estrutura ou isoladores; material empregado; problemas de fabricação ou envelhecimento de material;
- b) Problemas Mecânicos: Eventos climáticos; contaminação; árvores; etc;
- c) Problemas Elétricos: Descargas atmosféricas; Manobras; sobretensão do sistema;
- d) Problemas de Natureza Térmica: Aquecimento nos cabos e equipamentos devido a sobrecorrentes em consequência das sobrecargas; sobretensão dinâmica do sistema;
- e) Problemas de Manutenção: Substituição inadequada de peças e equipamentos; pessoal não treinado e qualificado; peças de reposição não adequadas; falta de controle de qualidade na compra do material; inspeção na rede não adequada;
- f) Problemas de Outra Natureza: Vandalismo; queimadas; inundações; desmoronamentos; acidentes de qualquer natureza.

As ocorrências de eventos onde haja curtos-circuitos no sistema de energia elétrica podem ser observadas na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Ocorrência de Curtos-Circuitos no SEP

Tipos de Curtos-Circuitos	Ocorrências (%)
Trifásico	06
Bifásico	15
Bifásico-Terra	16
Monofásico-Terra	63

Fonte: Adaptado de Kindermann (1997).

Por questões de natureza física, os tipos de curtos-circuitos ocorrem na sua maioria como monofásico à terra, sendo o trifásico o menos provável de acontecer. (KINDERMANN, 1997)

2.2 Filosofia de Proteção

A proteção contra sobrecorrentes é uma parte importante de um sistema de distribuição, contribuindo para segurança de equipamentos, pessoas, animais e melhorias contínuas da qualidade de energia, assim diminuindo custos. (CPFL, 2016)

Um projeto de proteção deve ser elaborado a fim de proteger todo o sistema elétrico contra condições anormais de operação, causadas por curtos-circuitos, sobrecargas e desequilíbrios acima de limites estabelecidos. (CEMIG, 2017)

- Ajuste de *pick-up* dos relés de fase e neutro:

O ajuste de corrente mínima para os relés de fase (função 51) deve ser compatível com a capacidade do transformador em condições de emergência. (CEMIG, 2017)

A equação (1) a seguir mostra que o ajuste tem que ter um aumento de 50 % em relação a corrente nominal do transformador, que é compatível com a capacidade deste em condições de emergência. (CEMIG, 2017)

$$I_{Fase} = 1,5 \times I_N \quad (1)$$

Onde:

I_{Fase} = Corrente de ajuste máximo de fase (A);

I_N = Corrente nominal do Transformador (A);

O parâmetro de corrente para os relés de neutro (função 51N) deve ser ajustado em até 30% da corrente do relé de fase. (CEMIG, 2017)

A equação (2) a seguir mostra como deve ser feito o ajuste de neutro do relé.

$$I_{Neutro} = 0,3 \times I_{Fase} \quad (2)$$

Onde:

I_{Neutro} = Corrente de ajuste máximo (A);

I_{Fase} = Corrente de ajuste máximo de fase (A);

- Ajuste de Tempo:

As condições de coordenação entre relés devem ser satisfatórias, portanto, de modo geral considerando experiência das empresas, um tempo de 300 ms para coordenações de relés é suficiente, principalmente para as correntes mais altas, onde geralmente é o pior ponto. (CPFL, 2016)

O tempo de atuação máximo para sobrecorrente temporizado deve ser de 900 ms, valor este determinado considerando a suportabilidade de equipamentos e malha de terra, além da segurança de pessoas presentes nas subestações. (CEMIG, 2017)

- Ajuste da unidade instantânea de fase:

O ajuste instantâneo não possui uma regra geral, ele deve ser ajustado de acordo com a área de atuação desejada, podendo depender da filosofia adotada e condições de cada alimentador. Este ajuste não pode atuar com a corrente de magnetização dos transformadores e não deve atuar para defeitos fora de sua zona de proteção. (CPFL, 2016)

- Ajuste da unidade instantânea de neutro:

A zona de atuação do instantâneo de neutro é a mesma que a do instantâneo de fase. A referência para proteção desta função é a corrente simétrica fase-terra para os relés digitais. (CPFL, 2016)

2.3 Dispositivos de Proteção de Sistemas Elétricos

Os dispositivos de proteção são instalados a montante das cargas e permitem interromper o fornecimento de energia antes de um dano ou destruição de equipamentos. (SANTOS et al., 2014).

2.3.1 Fusível

Segundo Mamede Filho (2020, p. 6), “Os fusíveis são dispositivos que operam pela fusão do seu elemento metálico construído com características específicas de tempo x corrente”.

Em transformadores, os fusíveis são comumente utilizados para curto-circuito e não para sobrecargas prolongadas tampouco para faltas internas dos mesmos. (MAMEDE FILHO, 2020)

Conforme cita Mamede Filho (2020, p. 276), “Em geral, os fusíveis são utilizados em transformadores com potência não superior a 7,5 MVA na tensão nominal igual ou inferior a 138 kV.”

- Fusível HH

O fusível HH é um limitador de corrente de alta capacidade de ruptura, é construído com um corpo de porcelana que garanta sua alta resistência contra esforços térmicos e mecânicos. (INEBRASA, 2021)

Possui o elemento de fusão em prata imerso em areia de sílica especial altamente isolante com propriedades de resfriamento e extinção do arco, além de conter um pino percussor que dispara quando ocorre a queima. (INEBRASA, 2021)

Na Figura 1 é possível visualizar este modelo de fusível.

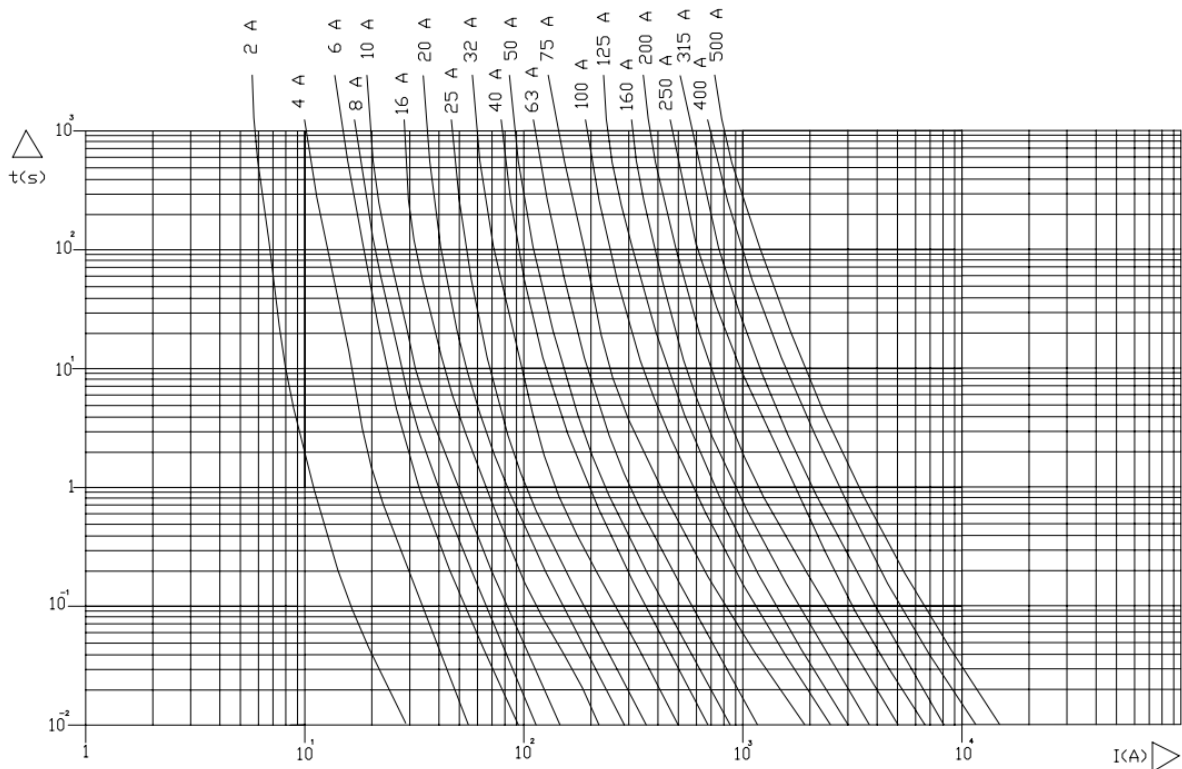
Figura 1 – Fusível HH



Fonte: INEBRASA (2021).

Na Figura 2, é possível visualizar as diferentes curvas de atuação de fusíveis HH.

Figura 2 – Curva de atuação de Fusíveis HH



Fonte: INEBRASA (2021).

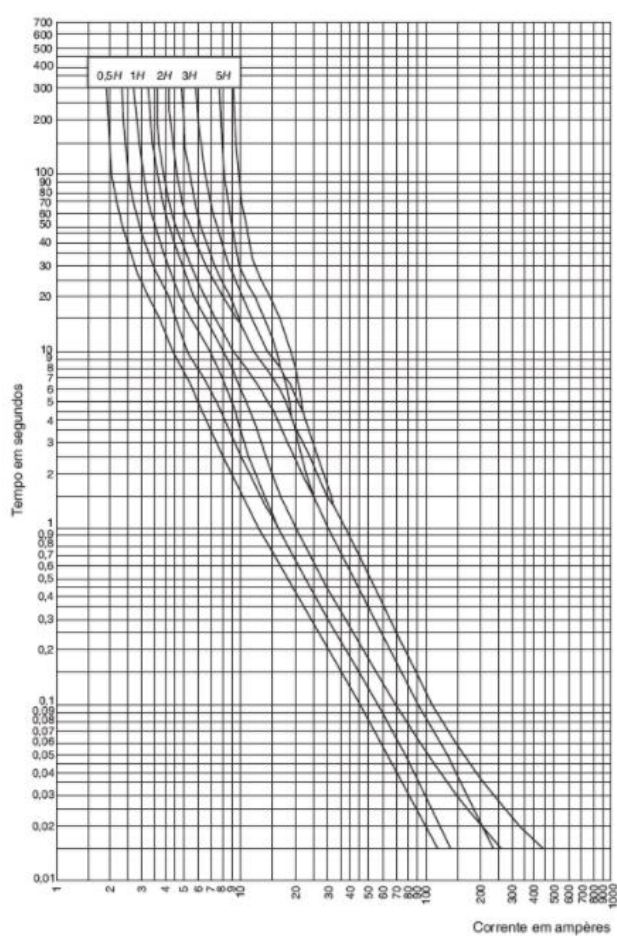
Como visto na Figura 2, os fusíveis de alta ruptura possuem uma característica semelhante em suas curvas para diversos tipos de corrente, permitindo o usuário realizar as coordenações necessárias.

- Elo Fusível

Os elos fusíveis são elementos metálicos, utilizados nas chaves fusíveis, os quais possuem uma parte sensível a correntes elétricas elevadas, fundindo-se e rompendo-se em um intervalo de tempo inversamente proporcional à grandeza desta corrente. Estes elos fusíveis são caracterizados através de suas curvas de atuação tempo x corrente, dividindo-se em alguns tipos. (MAMEDE FILHO, 2019)

Segundo Mamede Filho (2019), o elo fusível do tipo H é utilizado na proteção primária de transformadores de distribuição, são considerados de alto surto, ou seja, possuem uma atuação lenta para correntes elevadas, e são fabricados para até 5 A. As curvas características deste elo são vistas na Figura 3.

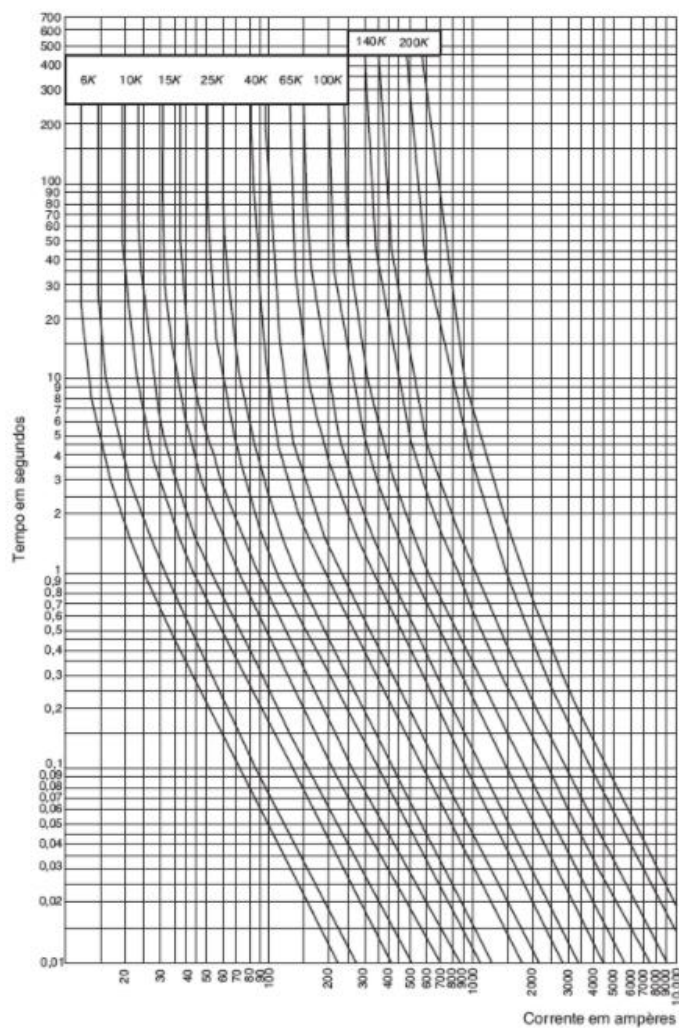
Figura 3 – Curva tempo x corrente Elo Fusível Tipo H



Fonte: MAMEDE FILHO (2019).

Os elos fusíveis do tipo K são utilizados na proteção de redes aéreas de distribuição urbanas e rurais. São considerados fusíveis de atuação rápida, podem ser encontrados de 6 a 200 A e suas curvas tempo x corrente podem ser vistas na Figura 4.

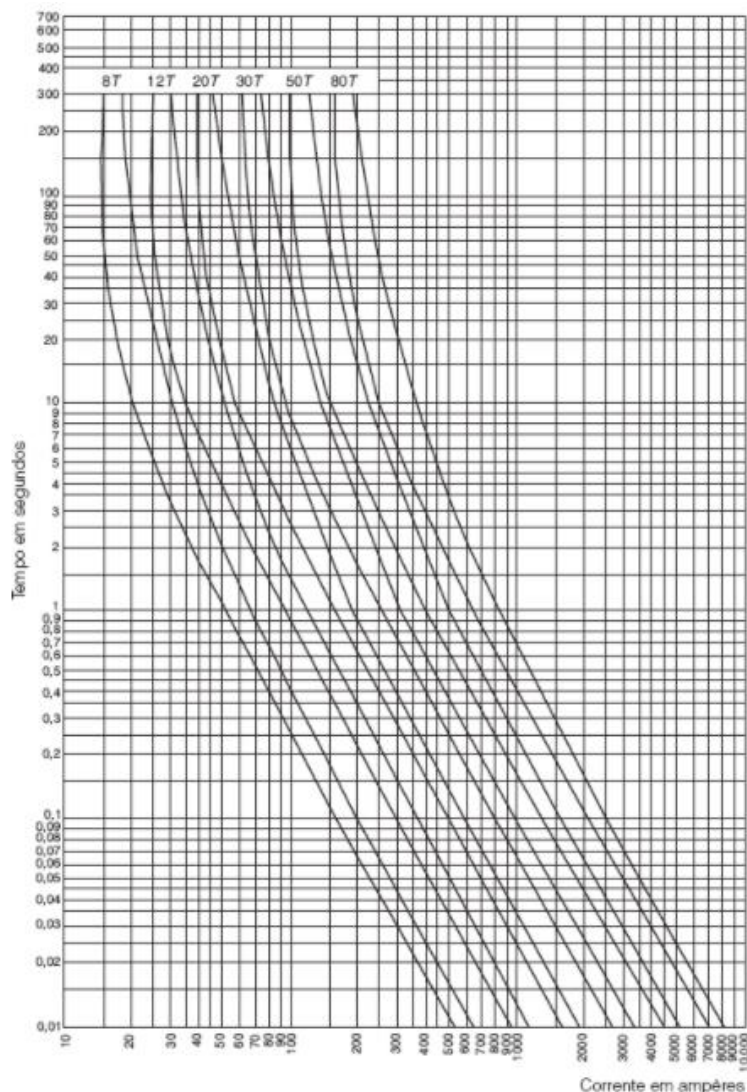
Figura 4 – Curva tempo x corrente Elo Fusível Tipo K



Fonte: MAMEDE FILHO (2019).

Outro elo fusível encontrado é do tipo T, que possuem como característica uma atuação lenta. A principal aplicação deste fusível é na proteção de ramais primários de redes aéreas de distribuição, e suas curvas corrente x tempo podem ser vistas na Figura 5.

Figura 5 – Curva tempo x corrente Elo Fusível Tipo T



Fonte: MAMEDE FILHO (2019).

De modo geral, os transformadores da rede distribuição são protegidos através de chaves com elos fusíveis. Transformadores com capacidade de até 300 kVA em subestações de indústrias geralmente possuem seccionadora com fusíveis do tipo HH para proteção. (MAMEDE FILHO, 2020)

2.3.2 Relés de Proteção

Segundo Caminha (1977, p. 12), “o relé é um dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que o mesmo está ligado, ou em outro equipamento ou circuito associado”.

Os relés existentes para proteções industriais são:

- Relé Diferencial

Conforme Caminha (1977, p. 40), “Por definição, um relé diferencial é aquele que opera quando o vetor da diferença de duas ou mais grandezas elétricas semelhantes excede uma quantidade pré-determinada.”

Segundo Mamede Filho (2020), existem três diferentes formas de classificar a proteção diferencial:

- a) Proteção diferencial longitudinal: definida pela comparação direta entre as correntes de dois pontos do sistema, podendo ser aplicada a geradores, transformadores, motores, etc;
- b) Proteção de sobrecorrente diferencial transversal: compara os módulos de corrente que entram em um ponto e circulam em dois ou mais circuitos, são aplicadas em proteção de barramento;
- c) Proteção de sobrecorrente diferencial direcional: além da comparação de corrente entre dois pontos, verifica também o sentido que as correntes circulam. Sua aplicação é na proteção de um sistema composto por duas ou mais linhas de transmissão operando em paralelo.

- Relé de Corrente

Os relés de corrente são aqueles cuja grandeza para sua atuação seja por uma corrente fornecida ao mesmo, através de um transformador de corrente da rede. (CAMINHA, 1977).

Os relés são fabricados para receber parâmetros de curvas padronizadas, seja pela IEC 60255-3 ou pela ANSI C37.90.

As curvas IEC 60255-3 são obtidas através da equação (3): (SIEMENS, 2017).

$$t_{op} = \frac{K}{\left[\frac{I}{I_s}\right]^{\alpha} - 1} \times T_m \quad (3)$$

Onde:

t_{op} = Tempo de operação em segundos;

K = Parâmetro conforme curva escolhida;

T_m = Tempo de Multiplier;

I = Corrente Aplicada;

I_s = Corrente de pickup;

α = Parâmetro conforme curva escolhida;

A partir desta equação característica tem-se as quatro curvas padrão desta norma conforme a Tabela 2.

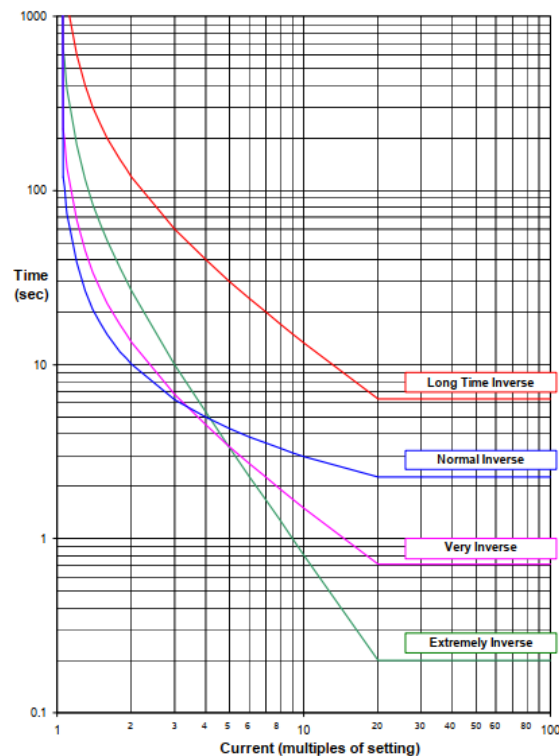
Tabela 2 – Curvas padronizadas IEC

Curva	Sigla	Parâmetro K	Parâmetro α
Normalmente Inversa	NI	0,14	0,02
Muito Inversa	VI	13,5	1
Extremamente Inversa	EI	80	2
Longamente Inversa	LTI	120	1

Fonte: Adaptado de SIEMENS (2017).

A Figura 6 mostra as curvas Tempo x Corrente conforme equação referente a IEC 60255-3.

Figura 6 – Comportamento das Curvas IEC



Fonte: SIEMENS (2017).

As curvas ANSI são obtidas através da equação (4): (SIEMENS, 2017).

$$t_{op} = \left[\frac{A}{\left[\frac{I}{I_s} \right]^P - 1} + B \right] x T_m \quad (4)$$

Onde:

t_{op} = Tempo de operação em segundos;

A = Parâmetro conforme curva escolhida;

B = Parâmetro conforme curva escolhida;

P = Parâmetro conforme curva escolhida;

T_m = Tempo de Multiplier;

I = Corrente Aplicada;

I_s = Corrente de pickup;

A partir desta equação característica tem-se as três curvas padrão desta norma conforme a Tabela 3.

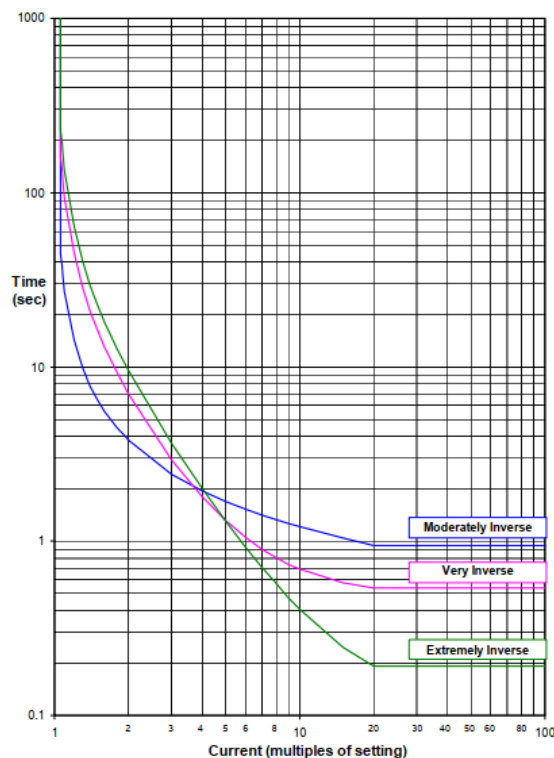
Tabela 3 – Curvas padronizadas ANSI

Curva	Sigla	Parâmetro A	Parâmetro B	Parâmetro P
Moderadamente Inversa	MI	0,0515	0,114	0,02
Muito Inversa	VI	19,61	0,491	2
Extremamente Inversa	EI	28,2	0,1217	2

Fonte: Adaptado de SIEMENS (2017).

A Figura 7 mostra as curvas Tempo x Corrente conforme equação referente a ANSI/IEEE.

Figura 7 – Comportamento das Curvas ANSI



Fonte: SIEMENS (2017).

Os relés de corrente oferecem uma proteção eficaz e econômica para os transformadores, disponibilizando as funções de sobrecorrente instantânea (50/50N) e temporizada (51/51N), esta última através das curvas apresentadas, podendo atuar em qualquer fase pelo fato de serem trifásicos. (MAMEDE FILHO, 2020)

- Relé de subtensão

As proteções por subtensão tem por finalidade proteger equipamentos que possam ocorrer falhas, como motores e geradores, quando submetidos a esta situação. (MAMEDE FILHO, 2020)

- Relé de frequência

A proteção de frequência é utilizada em sistemas elétricos quando os mesmos passam por níveis acima ou abaixo da frequência industrial. As sobrefrequências não afetam a integridade dos componentes em geral, porém apresentam sua contribuição quando se impacta na qualidade de energia fornecida. (MAMEDE FILHO, 2020)

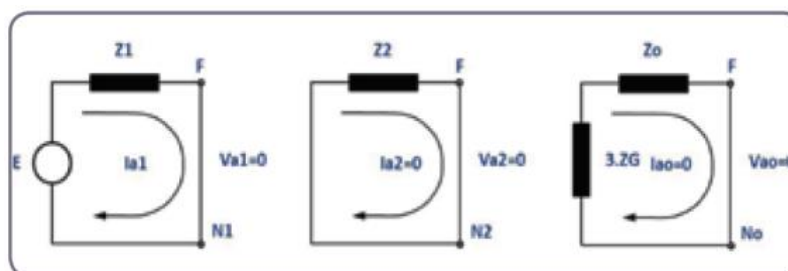
2.4 Curto-Circuito

Uma falha comum em um sistema elétrico é o curto-circuito, causando correntes elevadas, podendo trazer danos irreparáveis além dos distúrbios de tensão ocorridos. (MAMEDE FILHO, 2020)

Os dispositivos de proteção devem ser extremamente rápidos e os equipamentos de manobra devem suportar as operações nas condições de curtos-circuitos. (MAMEDE FILHO, 2020)

Segundo Mardegan (2016), as correntes de curto-circuito podem ser calculadas por meio dos circuitos de sequência. Na Figura 8 é possível ver o comportamento das faltas trifásicas conforme as componentes sequências positiva, negativa e zero.

Figura 8 – Circuitos de sequência em faltas trifásicas



Fonte: MARDEGAN (2016).

Conforme visto na Figura 8, as tensões ficam em zero no ponto do defeito. A equação (5) mostra esta falta trifásica, e nesse caso só há participação da componente de sequência positiva, dado que é a única componente conectada à fonte de suprimento. (Mardegan, 2016)

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{E}{Z_1} \quad (5)$$

Onde:

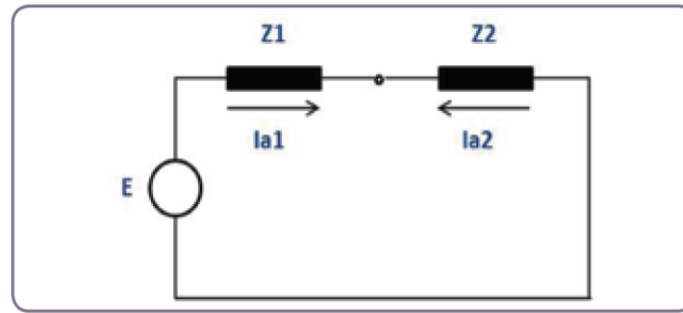
$I_{cc_{3\phi}}$ = Corrente de curto-circuito trifásica (A);

E = Tensão (V);

Z_1 = Impedância de sequência positiva (Ω);

Na Figura 9 pode-se ver como funciona uma falta bifásica sem contato a terra. Nesse tipo de falta, a conexão em paralelo entre os diagramas de sequência positiva e negativa resulta na defasagem de 180° entre as correntes I_{a1} e I_{a2} .

Figura 9 – Circuito de seqüência em faltas bifásicas



Fonte: MARDEGAN (2016).

Conforme Mardegan (2016), com a aplicação da equação (6) pode-se calcular o valor da falta bifásica. Como normalmente os valores de impedância de seqüência positiva e negativa e positiva são iguais, a equação traz uma simplificação e representa a soma das componentes Z_1 e Z_2 pelo valor de $2 \cdot Z_1$.

$$I_{cc_{2\phi}} = \frac{\sqrt{3} \cdot E}{2 \cdot Z_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc_{3\phi}} \quad (6)$$

Onde:

$I_{cc_{3\phi}}$ = Corrente de curto-circuito trifásica (A);

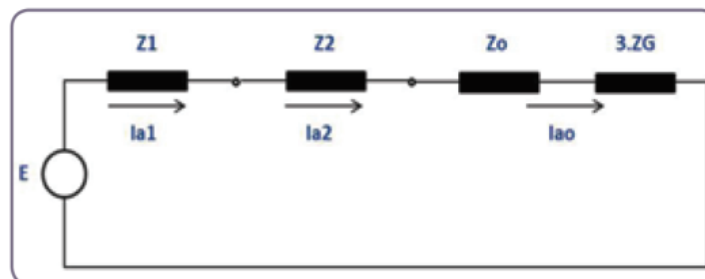
$I_{cc_{2\phi}}$ = Corrente de curto-circuito bifásica (A);

E = Tensão (V);

Z_1 = Impedância de seqüência positiva (Ω);

Na Figura 10 é possível visualizar o comportamento de uma falta fase-terra, composta pela associação em série de todas as impedâncias de seqüência envolvidas. Havendo uma impedância de contato esta será representada por Z_G .

Figura 10 – Circuito de seqüência em faltas fase-terra



Fonte: MARDEGAN (2016).

A equação (7) mostra esta falta fase-terra. (MARDEGAN, 2016)

$$I_{cc_{1\phi}} = \frac{3.E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_G} \quad (7)$$

Onde:

$I_{cc_{1\phi}}$ = Corrente de curto-circuito fase-terra (A);

E = Tensão (V);

Z_0 = Impedância de sequência zero (Ω);

Z_1 = Impedância de sequência positiva (Ω);

Z_2 = Impedância de sequência negativa (Ω);

Z_G = Impedância de contato (Ω);

No caso de uma falta direta a terra, o Z_0 é a impedância acumulada até o ponto de defeito, não considerando o Z_G . A impedância de contato é a que define o curto-circuito fase-terra mínimo. No Brasil esta impedância foi adotada como $\frac{40}{3} \Omega$ por muitos anos, porém por existir solos de características diferentes, este parâmetro pode ser regionalizado para obtenção mais representativa. (KINDERMANN, 1997)

2.5 Corrente de *inrush*

A corrente de *inrush* é o fenômeno transitório que ocorre na magnetização de transformadores, podendo causar uma queda de tensão momentânea. A corrente de magnetização do transformador circula apenas no seu enrolamento primário, sendo necessário cuidados em relação a proteções diferenciais e de terra do primário, para não haver desligamentos indevidos. (MARDEGAN, 2010a)

Segundo Mamede Filho (2020), em média, a corrente de magnetização de um transformador pode ser considerada igual a oito vezes a corrente nominal do equipamento.

Conforme Mardegan (2010a), os valores de corrente de *inrush* para diferentes tipos de transformadores abaixadores ligados em delta no primário podem ser vistos na Tabela 4. A duração desta corrente de magnetização é de 100 ms.

Tabela 4 – Valores de corrente de *inrush* para transformadores

Tipo de Transformador	Potência	I_{inrush}
Óleo	< 1 MVA	$I_{inrush} = 10 \times I_N$
Óleo	> 1 MVA	$I_{inrush} = 8 \times I_N$
Seco	Todos	$I_{inrush} = 14 \times I_N$

Fonte: Adaptado de Mardegan (2010a).

Os valores da Tabela 4 são fornecidos por fabricantes de transformador, sendo considerado barramento infinito. (MARDEGAN, 2010a)

2.6 Seletividade das Proteções

Em um sistema de proteção, ao ser submetido a correntes anormais, os dispositivos devem atuar de forma que somente a parte do circuito afetado seja desenergizada. (MAMEDE FILHO, 2020)

Existem dois casos a considerar:

a) Proteção de primeira linha

Segundo Mamede Filho (2020, p. 27), “Corresponde ao elemento de proteção para o qual é definida uma zona de responsabilidade dentro de limites predefinidos, devendo atuar num tempo previamente ajustado, sempre que ocorrer um defeito nessa zona.”

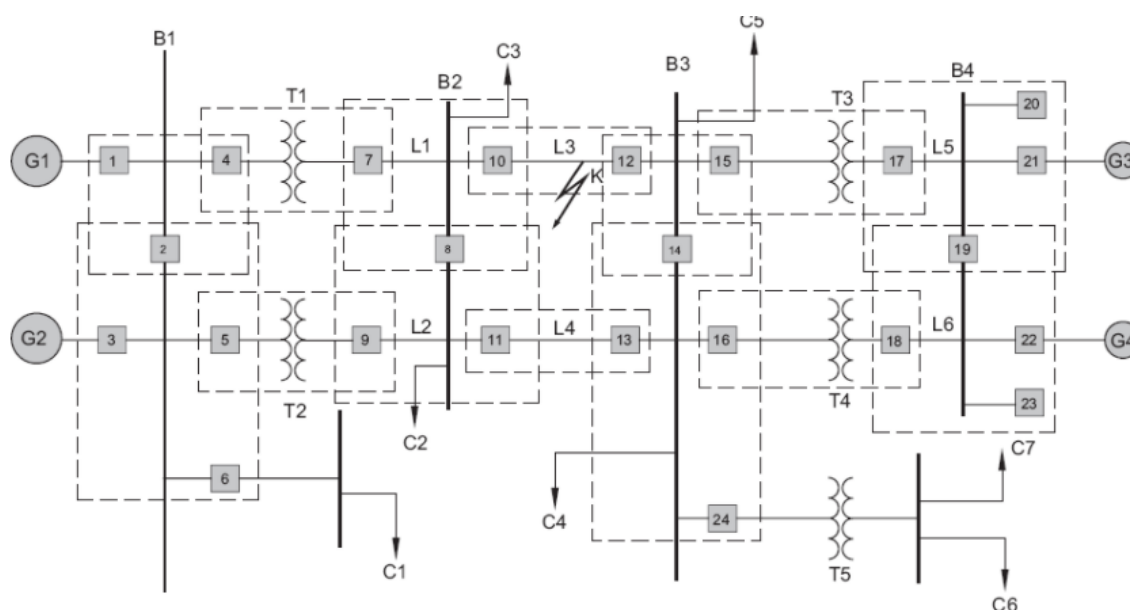
b) Proteção de segunda linha ou de retaguarda

É a proteção que deve atuar na manutenção da proteção primária ou falha desta. (CAMINHA, 1977)

Considerando que os elementos de proteção sejam seletivos, caso haja em um determinado ponto a falha da proteção de primeira linha, a proteção de retaguarda deverá atuar antes de qualquer dano ao sistema. (MAMEDE FILHO, 2020)

Na Figura 11 pode-se verificar como atuam as proteções em um sistema elétrico de potência.

Figura 11 – Zoneamento das Proteções



Fonte: MAMEDE FILHO (2020).

Como pode ser visto na Figura 11, na ocorrência de uma falha no ponto K, as proteções dos disjuntores 10 e 12 devem atuar como proteção de primeira linha, e, na falha do disjuntor 10 por exemplo, os disjuntores 7 e 8 são responsáveis pela proteção de segunda linha. (MAMEDE FILHO, 2020)

2.7 Proteção de Transformadores

O transformador de potência é o elemento de maior responsabilidade em uma subestação, devendo suas proteções serem utilizadas para garantir a integridade e funcionamento do mesmo. (MAMEDE FILHO, 2020)

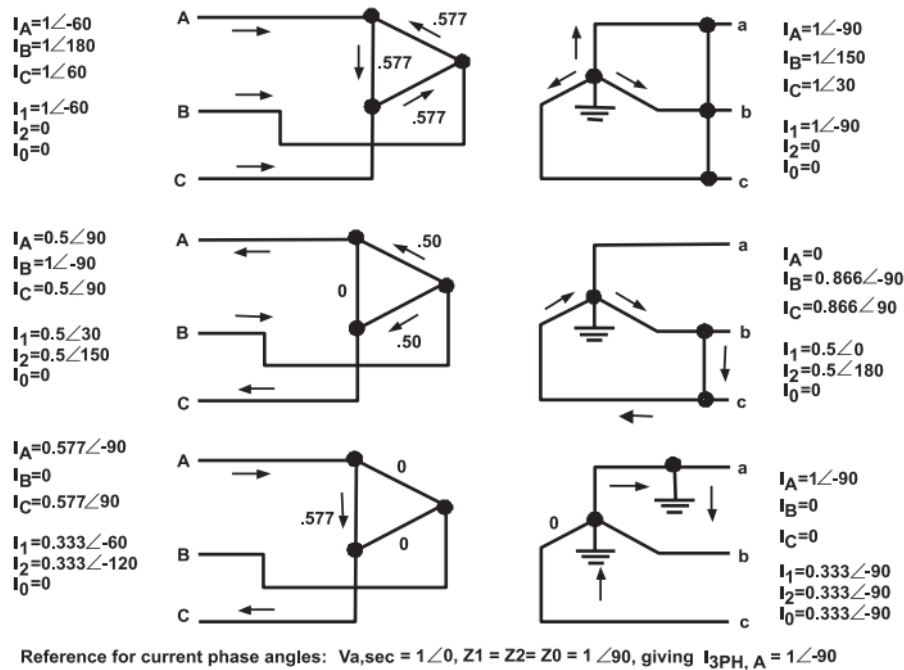
As proteções de transformadores industriais com tensão entre 69 kV e 230 kV geralmente são constituídas por relés de sobrecorrente (50, 50N, 51, 51N), relés diferenciais de sobrecorrente, de suas proteções intrínsecas e sub e sobretensões. (MAMEDE FILHO, 2020)

2.7.1 Transformadores Delta / Estrela

Em transformadores Delta / Estrela, as correntes de falha vistas no lado primário, por faltas a terra ocorridas no secundário são menores do que as trifásicas e bifásicas. Os diferentes tipos de falhas ocorridas no secundário, vistas do primário

de transformadores deste tipo de ligação, podem ser visualizados na Figura 12. (BASLER ELECTRIC, 2007)

Figura 12 – Correntes no Delta para falhas do lado da Estrela



Fonte: BASLER ELECTRIC (2007).

A relação de uma ligação delta / estrela é de 0,577 em relação a tensão de linha, fato que permite entender o comportamento das faltas fase-terra refletidas no primário. (BASLER ELECTRIC, 2007) 2.7.2 Paralelismo de Transformadores

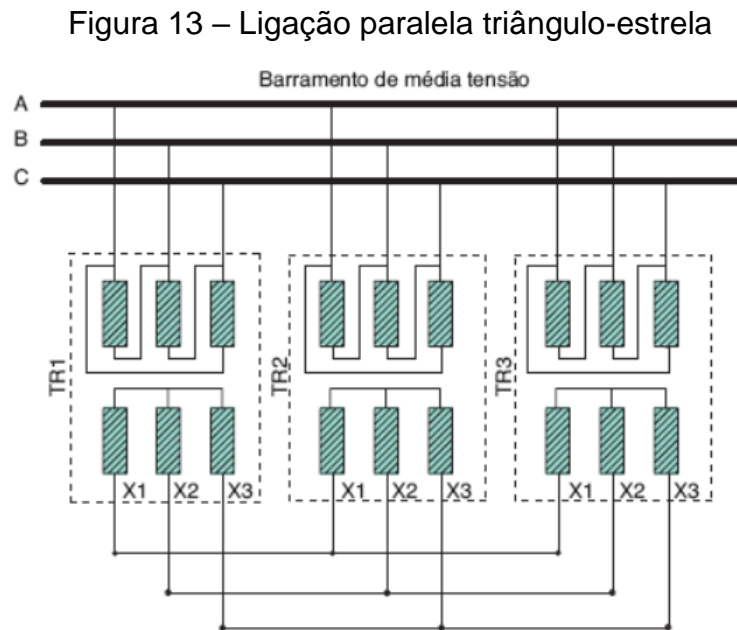
A fim de não necessitar de uma única unidade de transformação, a opção válida é a utilização de transformadores em paralelo. Em geral, até 500 kVA de potência é utilizado somente um transformador, e para potências superiores é conveniente o uso de duas ou mais unidades em serviço em paralelo. Entretanto, o número de transformadores em paralelo deve ser limitado em função das elevadas correntes de curto-circuito. (MAMEDE FILHO, 2017)

Segundo Mamede Filho (2017), para possibilitar a instalação de dois ou mais transformadores em paralelo, é necessário respeitar algumas características.

- Alimentação primária das unidades deve ter as mesmas características;
- Os transformadores devem ter o mesmo deslocamento angular;
- Tensões secundárias iguais;
- Impedâncias percentuais preferencialmente iguais;

- Fatores de potência de curto-circuito devem ser iguais;
- Relação entre as potências das diversas unidades não seja superior a 3:1.

Na Figura 13 é possível visualizar como são as ligações de transformadores triângulo-estrela em paralelo.

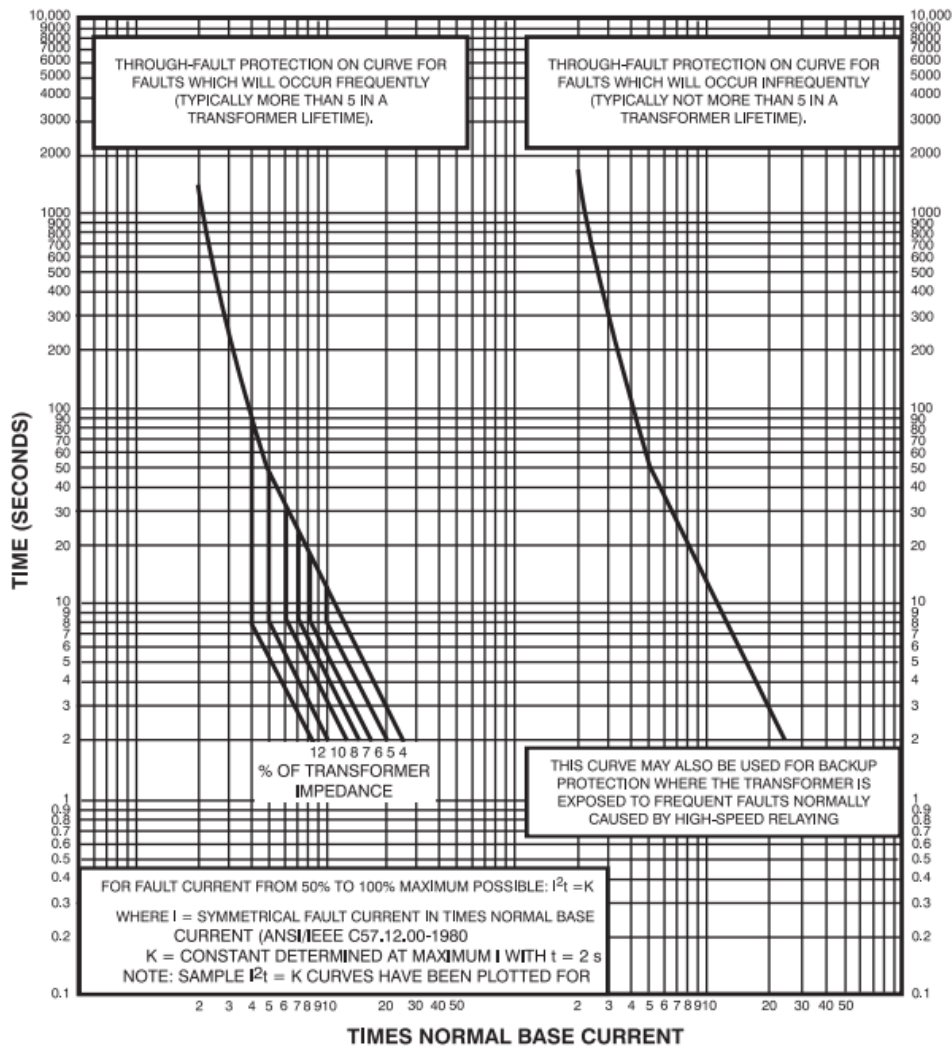


As proteções de sobrecorrente atuando no disjuntor de dois ou mais transformadores em paralelo deve ser avaliada. Caso uma proteção de um dos transformadores atue, o transformador que irá operar a partir deste cenário assume a carga e deverá atuar a proteção de sobrecorrente conseqüentemente, contudo é necessário cuidado especial para que não se eleve os ajustes nesses casos para não se perder substancialmente a proteção. (MAMEDE FILHO, 2019)

2.7.3 Curvas de dano dos transformadores

Os relés de proteção devem estar coordenados com as curvas de dano dos transformadores. Estas curvas podem ser vistas na Figura 14 que mostra de uma forma geral as curvas típicas para os diferentes tipos de impedâncias dos transformadores. (BASLER ELECTRIC, 2007)

Figura 14 – Curva de dano dos transformadores



Fonte: BASLER ELECTRIC (2007).

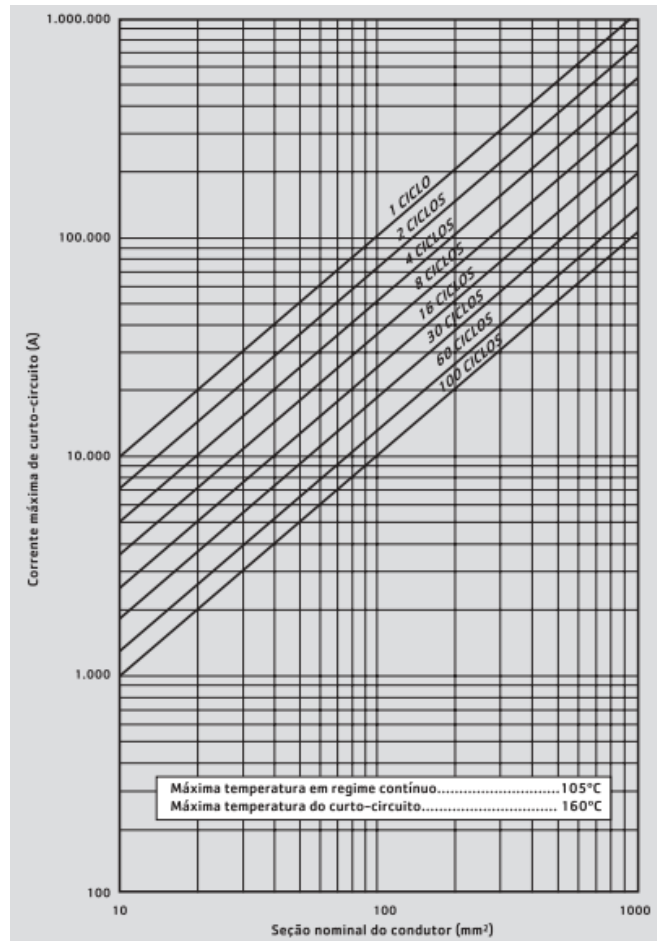
Conforme visto na Figura 14, estes são os níveis de corrente x tempo suportados pelos transformadores para causas de danos frequentes (curva da esquerda) como para causas não frequentes (curva da direita).

2.8 Proteção de Condutores

As proteções principais de um cabo são contra sobrecargas e curtos-circuitos. Um cabo não pode trabalhar com sua temperatura acima da especificada pelo tipo de material de sua fabricação. (MARDEGAN, 2010b)

As curvas de curta duração dos cabos são encontradas nos catálogos de fabricantes e permitem observar os pontos que devem ser protegidos num sistema de proteção. (MARDEGAN, 2010b)

Figura 15 – Curva Corrente Máxima x seção para cabos EPR/XLPE 105°C



Fonte: PRYSMIAN (2021).

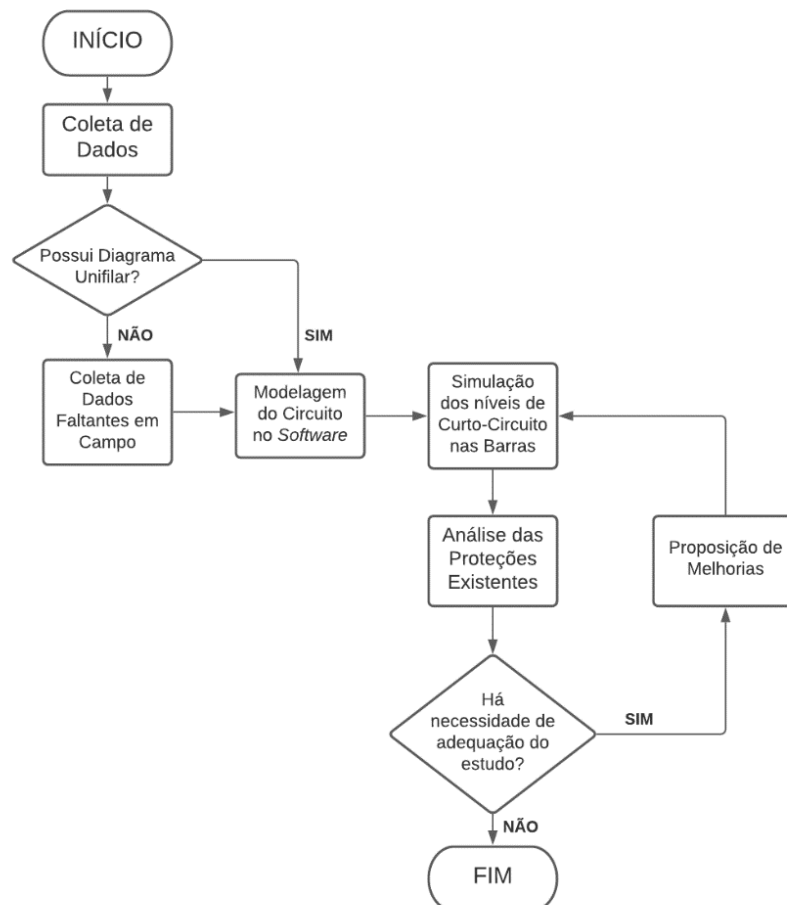
Na Figura 15 é possível observar o tempo máximo que os condutores suportam a corrente máxima de curto-circuito para as diversas bitolas de cabos EPR/XLPE 105°C.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será descrito o procedimento proposto para atingir os resultados esperados do sistema de proteção, através de coleta de dados e de uma análise do sistema atual de proteção da instalação industrial. Será feita esta avaliação sobre estes parâmetros e após isto, caso necessário, é sugerida a implementação de melhorias.

A Figura 16 mostra o fluxograma proposto na metodologia adotada, onde é possível facilitar a compreensão.

Figura 16 – Fluxograma da metodologia



Fonte: Autor (2021).

Com a metodologia proposta pretende-se estabelecer uma padronização a fim de estudar cenários diferentes em instalações que possuam sistemas de proteção em subestações.

3.1 Coleta de Dados

A coleta dos dados é de suma importância para toda a modelagem do sistema elétrico e posterior implementação através do *software* escolhido. Neste trabalho é adotada a utilização do *software Power Tools for Windows (PTW)*, mas a sequência de etapas aqui apresentada é válida para aplicação de outras ferramentas também, havendo apenas a necessidade de compatibilizar o formato de parametrização dos dados.

Para a realização das simulações, são necessários dados da concessionária de energia e do sistema elétrico da empresa em análise, conforme será descrito a seguir.

3.1.1 Concessionária de Energia

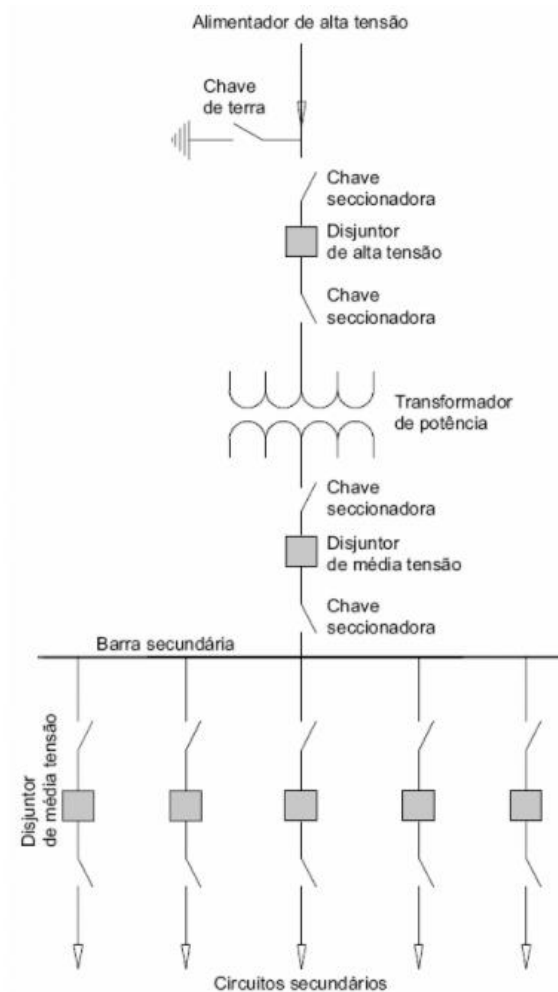
Os dados iniciais para a realização do estudo de proteção são obtidos através do fornecimento dos níveis de curto-circuito no ponto de entrega da concessionária, que devem ser disponibilizados pela empresa de fornecimento de energia no ponto de entrega do cliente. Tanto os níveis de curto-circuito, quanto os ajustes do alimentador a jusante da subestação da empresa devem ser fornecidos, para que seja possível estabelecer os critérios de coordenação e seletividade para com estes parâmetros, a fim de evitar desligamentos fora da zona de proteção dos locais das faltas.

3.1.2 Diagrama Unifilar

A partir do diagrama unifilar de uma subestação, é possível observar as instalações de modo simplificado e objetivo. Os diagramas devem conter as informações para que as pessoas visualizem os disjuntores, transformadores, ramais de saída e ligação e sistemas de proteção.

Na Figura 17 é possível visualizar um exemplo de diagrama unifilar destacando os principais componentes da instalação.

Figura 17 – Diagrama Unifilar exemplificado



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

Através de exemplificações como esta, tanto operadores como projetistas têm condições de executar serviços com segurança, manobras com garantia dos desligamentos desejados e implementações de melhorias futuras.

3.2 Proteções Existentes e Suas Características

Os dados dos relés de proteção e dos fusíveis instalados na subestação são importantes para a implementação no software. Através destes dados é possível certificar-se da robustez e da sensibilidade do sistema em estudo.

Na Figura 18 são apresentados alguns modelos de relés de proteção utilizados em instalações industriais e redes de transmissão.

Figura 18 – Relés de Proteção



Fonte: SIEMENS (2021).

Os dados dos relés podem ser obtidos através de sua IHM, sendo necessário ir a campo para obter os parâmetros configurados nos mesmos. Outra maneira de obter os dados é através de estudos de proteção já existentes atualizados, que devem constar com estas informações. Além disso, conforme o grau de automação implementado no sistema, em alguns casos pode-se obter as informações de parametrização dos relés através de sistemas supervisórios.

Os relés de proteção deste estudo devem contemplar as funções descritas no Quadro 1.

Quadro 1 – Proteções utilizadas na instalação.

Número	Função
50	Relé de Sobrecorrente Instantâneo
50N	Relé de Sobrecorrente Instantâneo de Neutro
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
51N-GS	Relé de Sobrecorrente Temporizado de Neutro

Fonte: Adaptado de Pextron (2019).

Os modelos de fusíveis implementados em uma subestação podem ser obtidos através do diagrama unifilar ou através da verificação em campo nas subestações.

3.3 Modelagem do Sistema Elétrico

Neste subcapítulo são descritas as informações características dos equipamentos instalados em uma subestação, na qual são alvo do estudo de proteção.

3.3.1 Transformadores

Como elemento principal da subestação, os transformadores devem ser modelados observando algumas características importantes, para que sejam realizados os ajustes corretos dos relés de proteção. No Quadro 2 são mostradas as características principais dos transformadores para que sejam modelados no *software*.

Quadro 2 – Principais características do transformador

Informação	Unidade de Medida
Tensão primária	kV (Kilovolts)
Tipo de ligação no primário	Delta/Estrela
Tensão secundária	kV (Kilovolts)
Tipo de ligação no secundário	Delta/Estrela
Potência	MVA (Megavoltamperes)
Impedância	% (pu)

Fonte: Autor (2021).

3.3.2 Disjuntores

Os disjuntores da instalação estão diretamente associados com as proteções do sistema. Na sua função principal, o relé é o elemento analisador, que por sua vez é auxiliado pelo disjuntor, sendo o elemento interruptor. (CAMINHA, 1977).

Assim como no caso dos transformadores, os dados dos disjuntores são importantes para o estudo, para isso no Quadro 3 é mostrado algumas características necessárias para as análises e implementações no *software*.

Quadro 3 – Principais características do disjuntor

Informação	Unidade de medida
Tensão	kV (Kilovolts)
Corrente	A (Ampères)
Capacidade de interrupção	50 kA (Kiloampères)
Tipo de isolamento	(Óleo, SF6 ou a vácuo)

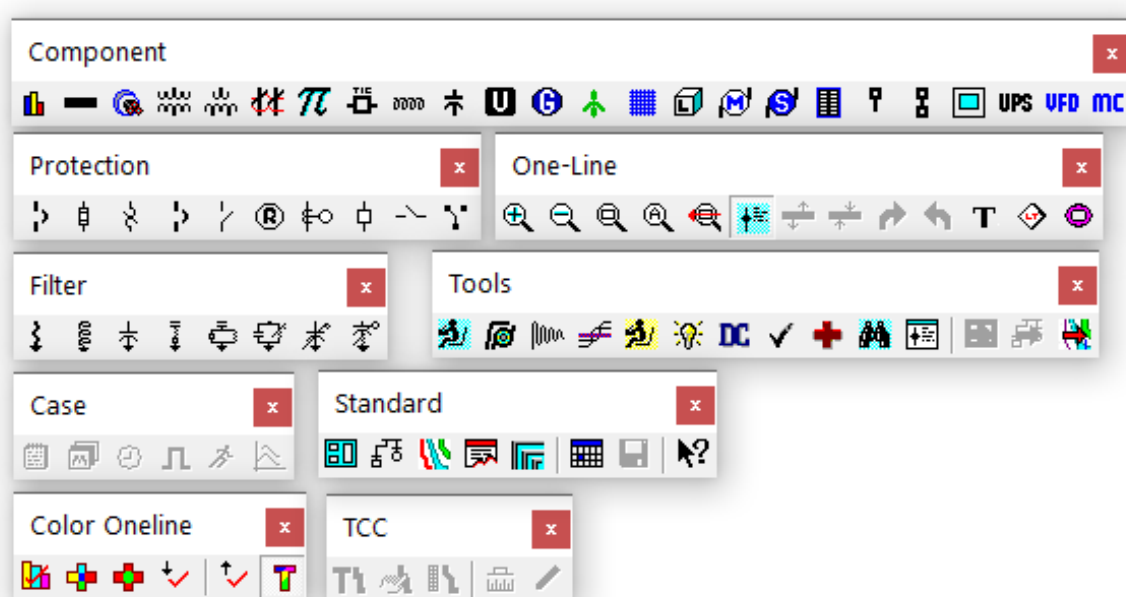
Fonte: Autor (2021).

3.4 Software PTW

O software utilizado para a realização do estudo é o *Power Tools for Windows* (PTW) versão 7.0.2.5 de 2012, da *SKM System Analysis*. Este software permite a implementação de barramentos, cabos, transformadores, motores, linhas de transmissão e outros componentes, a fim de realizar diversos tipos de projetos como operação em regime permanente, cálculo de curto-circuito e incidência de energia elétrica.

A interface de componentes para criar um diagrama de uma instalação elétrica pode ser vista na Figura 19.

Figura 19 – Barra de comandos do PTW



Fonte: Adaptado de PTW (2020).

As barras de comando possuem uma forma organizada para o usuário poder criar um projeto de estudo. Na aba *Component*, o usuário consegue inserir os diversos equipamentos possíveis para modelar um sistema elétrico, como transformadores, cabos, chaves, fontes, geradores, cargas, etc.

Em *Protection*, é possível inserir componentes no sistema como chaves seccionadoras, disjuntores, relés de proteção, fusíveis, entre outros. Estes componentes servem tanto para a modelagem do sistema como para avaliação de proteções como os fusíveis e relés.

Em *Filter* é permitido ao usuário inserir filtros aos sistemas, resistores, bancos de capacitores, reatores e compensadores de reativos.

Na aba *Tools* existem as ferramentas disponíveis no *software* para os tipos de análises que podem ser feitas, como análises de sistemas balanceados e desbalanceados, análise de corrente contínua, partida de motores, harmônicas, análise de confiabilidade, avaliação de arco elétrico e de equipamentos.

As abas *Color-Oneline* e *One-Line* possibilitam uma melhor experiência de uso da ferramenta, como alteração de cores e tipos de zoom. Em *TCC* esta opção de acesso às ferramentas de análise das curvas dos dispositivos de proteção, e modelar conforme desejo do usuário, com alteração de cores e exibindo as de sua escolha. A aba *Case* é específica para a simulação industrial, algo que não será utilizado neste trabalho.

Para demonstrar a sua exatidão e a forma de inserir os dados, foi criado um exemplo didático na interface do *software* para esta comprovação e feita a comparação com o cálculo posteriormente. Neste exemplo é calculado o curto-circuito trifásico que ocorre no transformador, com base nas informações dadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados do exemplo comprobatório

Dado	Valor
Impedância Sequência Positiva Fonte (pu)	0,00264 + j0,02247
Tensão Base	69 kV
Potência de Base	50 MVA
Corrente de Base	418,37 A
Tensões do Transformador	69 / 13,8 kV
Impedância de placa do transformador	12%

Fonte: Autor (2020).

Quando inserido uma fonte no sistema, é possível determinar suas características de contribuição através dos dados inseridos na sua configuração, como mostra a Figura 20. Na mesma figura é possível visualizar que foram inseridos os dados da impedância em pu, conforme a Tabela 5.

Figura 20 – Configuração da Fonte no PTW

The screenshot shows the 'Component Editor' window for a source component named 'Fonte'. The 'Component Subviews' list includes Utility, Harmonic Impedance, Reliability Data, Optimal Power Flow, User-Defined Fields, and Datablock. The 'Utility' subview is selected, showing the following configuration:

- Name:** Fonte
- In Service:** In Service
- Initial Operating Conditions:**
 - Voltage: 1.000 pu
 - Angle: 0.00 deg
 - Voltage Tolerance: Min: 0.0, Max: 0.0
- Utility Contribution:**
 - Three Phase: 2210.0 MVA, X/R: 8.511, Tolerance: Min: 0.0
 - Line to Ground: 0.0 MVA, X/R: 1.000, Tolerance: Max: 0.0
- Per Unit Contribution:**
 - Base/Rated MVA: 50.0
 - Base/Rated Voltage (L-L): 69000
 - R: Pos: 0.002640, X: 0.022470
 - Zero: 1000000, 1000000
- Bus Connection:** Bus: Barra A

Fonte: Adaptado de PTW (2020).

Na Figura 21 é mostrada a janela de configuração do transformador, tanto para inserção dos parâmetros de potência, tensão e ligação, quanto para a impedância.

Figura 21 – Configuração do transformador no PTW

The figure shows two screenshots of the 'Component Editor' window for a transformer component named 'TR 01'. The left screenshot shows the general configuration:

- Name:** TR 01
- In Service:** In Service
- Nominal kVA:** 50000.0, **Full Load kVA:** 50000.0
- Connection:** Primary: Delta, Secondary: Wye-Ground
- Rated Voltage:** 69000 V (L-L), 13800 V (L-L)
- Bus Voltage:** 69000.0 V (L-L), 13800 V (L-L)
- Full Load Amps:** 418.4, 2091.8
- Tap %:** 0.00
- Phase Shift Angle:** 30.0 deg
- Bus Connection:** From: Barra A, To: Barra B

The right screenshot shows the 'Sequence Impedance in Percent on Transformer Base' settings:

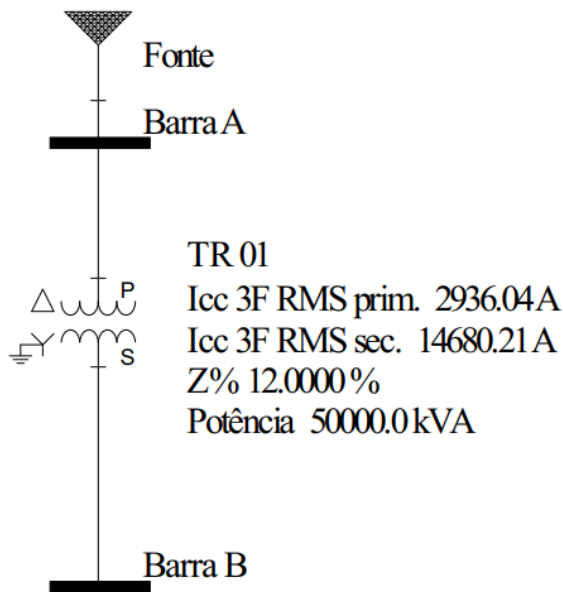
- Positive:** % R: 0.0000, % X: 12.0000
- Zero:** % R: 0.0000, % X: 60.0000
- Impedance Tolerance:** +/- 0.00 %
- Neutral Impedance:** Primary: R (Ohms): 0.00000, X (Ohms): 0.00000; Secondary: R (Ohms): 0.00000, X (Ohms): 0.00000
- No Load Loss in Percent on Transformer Base:** P: 0.0000, +iQ: 0.0000

Fonte: Adaptado de PTW (2020).

As barras que são inseridas no diagrama podem ter sua configuração manual da tensão, ou quando conectadas a um ponto já definido de tensão, as mesmas carregam esta informação.

Sendo assim, o diagrama deste exemplo pode ser visualizado na Figura 22.

Figura 22 – Exemplo criado no PTW.



Fonte: Autor (2020).

Conforme a Figura 22, é possível visualizar os níveis de curto-circuito calculados através do *software* no primário e secundário deste transformador quando o mesmo passa por esta situação.

Para avaliar os valores calculados no *software*, foram realizados os cálculos conforme as equações apresentadas no capítulo 2.2. Na equação (9) é mostrado o nível de curto-circuito no primário do transformador.

$$I_{cc\ 3\phi} = \frac{1}{(0,00264 + j0,02247) + (j0,12)} = 7,017\angle - 88,938^\circ\ pu \quad (8)$$

$$I_{cc\ 3\phi} = 7,017\angle - 88,938^\circ \times 418,37 = 2936,04\ A \quad (9)$$

No lado secundário do transformador, o valor da corrente de curto-circuito trifásica é dado na equação (10).

$$I_{cc\ 3\phi} = 2936,04 \times \frac{69}{13,8} = 14680,22\ A \quad (10)$$

Os dados obtidos do *software* foram comparados aos calculados, conforme a Tabela 6.

Tabela 6 – Dados comparativos do exemplo

Dado	Calculada	Software
$I_{cc\ 3\phi}$ - primário	2936,04 A	2936,04 A
$I_{cc\ 3\phi}$ - secundário	14680,22 A	14680,21 A

Fonte: Autor (2020).

Conforme os dados da Tabela 6, é possível concluir que o *software* calcula com precisão os níveis de curto-circuito que foram submetidos. O valor visto no secundário possui uma casa decimal de diferença da calculada, podendo ocorrer variações dependendo das casas decimais que o *software* utiliza.

3.5 Avaliação e Simulação dos Ajustes Atuais

Após as simulações da suportabilidade dos curtos-circuitos nas barras e equipamentos da subestação através do *software*, são gerados os coordenogramas que permitem visualizar a seletividade e coordenação das proteções. Através das simulações no PTW é possível verificar esses dados e analisar através de diferentes cenários a atuação dos dispositivos e o comportamento do sistema como um todo. Os critérios de análise seguem os requisitos das filosofias de proteção utilizadas conforme características da empresa e concessionária de energia na qual o sistema está conectado. Garantindo o atendimento dos requisitos das concessionárias para as proteções a montante, a análise segue para a avaliação das condições de eliminação das faltas internas da planta, considerando a sensibilidade da proteção principal, a atuação das proteções de retaguarda, curva de danificação dos transformadores e condutores, e os tempos de eliminação dos defeitos.

3.6 Proposição de Melhorias

Após a análise dos ajustes e simulação das condições operativas, verifica-se a margem de ajuste das proteções, visando manter a coordenação e a seletividade entre os dispositivos, mas também buscando aumentar a sensibilidade e a velocidade de atuação das proteções.

Assim, nesse item são simuladas alterações nos ajustes das proteções e verificadas as condições operativas atentando para o atendimento aos critérios da filosofia de proteção adotada.

Esta metodologia pode ser aplicada para os diversos tipos de estudos de proteção que envolvam ajustes de coordenação e seletividade entre as proteções de uma instalação, tanto de instalações novas como em estudos existentes.

4 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo serão apresentadas as etapas seguidas para a realização do desenvolvimento do estudo das proteções da instalação.

No projeto em análise, foi considerado o estudo de proteção de uma planta industrial, concentrando a análise na subestação principal contendo os transformadores de 69 kV e os alimentadores de saída para demais subestações. As proteções internas, localizadas próximas às cargas e os ramais específicos atendidos por disjuntores de baixa tensão não foram considerados no estudo.

4.1 Dados do Estudo

Os dados para o estudo de proteção são os parâmetros principais para o início do mesmo, apresentados nos subcapítulos a seguir. Estas informações são de suma importância, pois são através destas que inseridas no *software* darão a situação atual das instalações da empresa, tanto dos equipamentos quanto dos dados de entrada fornecidos pela concessionária.

4.1.1 Dados no ponto de entrega

Os dados que possibilitam verificar a real contribuição da fonte, ou seja, os níveis máximos de curto-circuito no ponto de entrega da concessionária, são vistos no Quadro 4, onde são informados através das impedâncias de sequência positiva e zero e os valores de base considerados.

Quadro 4 – Dados do equivalente Thevenin no Ponto de Entrega

Sequência Positiva (pu)	$0,00422 + j 0,09003$
Sequência Zero (pu)	$0,00651 + j 0,03066$
Sbase (MVA)	100
VBase (V)	69.000

Fonte: Autor (2021).

Como referência para o estudo de proteção são considerados os ajustes estabelecidos nas proteções a montante do ponto de entrega. Nesse caso, os valores

considerados para que as proteções da instalação fiquem com a seletividade adequada, são os dados do relé do alimentador da concessionária, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados de proteção do alimentador

	Fase	Neutro
51	320 A	-
51N	-	160 A
50	Bloqueado	-
50N	-	Bloqueado
Dial Time	3,5 s	3,5 s
Curva	IEC NI	IEC NI

Fonte: Autor (2021).

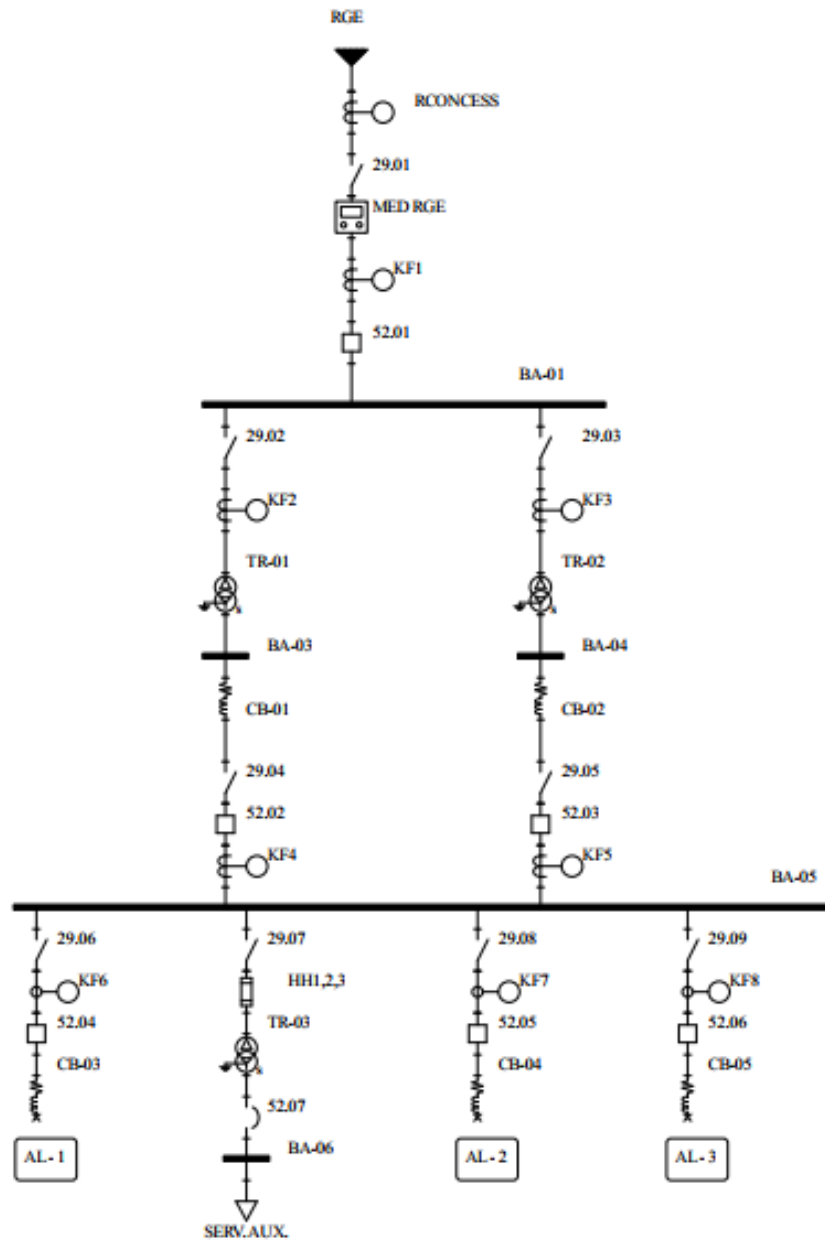
É possível visualizar que as funções instantâneas não estão sendo usadas neste relé do alimentador geral da concessionária, aplicando somente as proteções de sobrecorrente temporizadas (51 e 51N).

Os dados de alimentador e impedância de entrada são parâmetros essenciais para o estudo, que são disponibilizados através de pedido junto a concessionária de energia local.

4.1.2 Diagrama do circuito para estudo

O circuito utilizado para o estudo está ilustrado na Figura 23, que provém de uma subestação de 69 kV com equipamentos de área externa até sua sala de operação que conta com os dispositivos de proteção e disjuntores de saída para as demais subestações internas da fábrica.

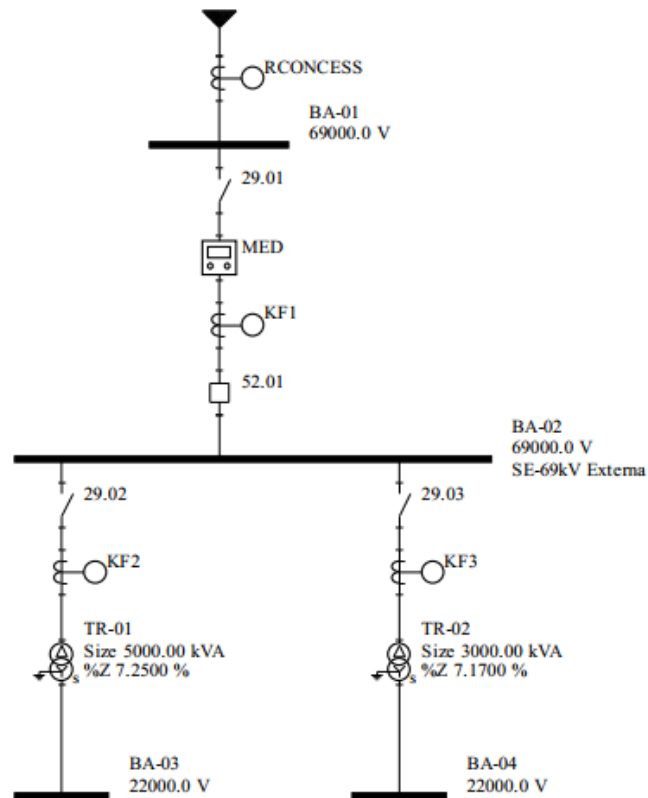
Figura 23 – Diagrama geral do estudo de caso



Fonte: Autor (2021).

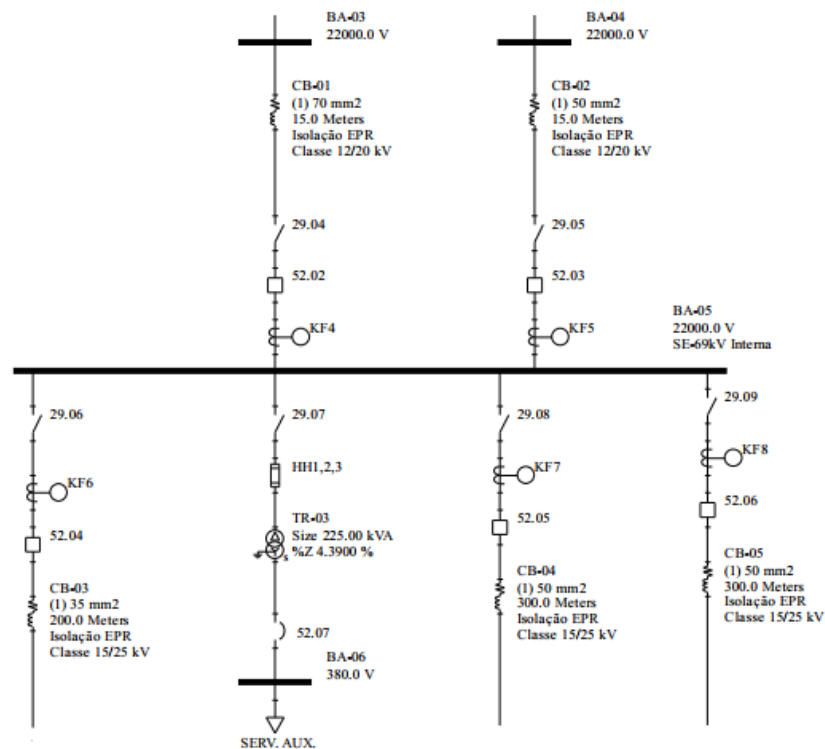
Para melhor visualização, serão mostrados mais alguns detalhes dos ramais de objetivo deste estudo. Na Figura 24 é possível visualizar o diagrama da Subestação de 69 kV externa, onde constam os equipamentos de alta tensão até a parte secundária dos dois transformadores, enquanto a Figura 25 permite visualizar os alimentadores a jusante das Barras BA-03 e BA-04.

Figura 24 – Diagrama Unifilar SE 69 kV Externa



Fonte: Autor (2020).

Figura 25 – Diagrama Unifilar SE 69 kV Interna.



Fonte: Autor (2020).

Os diagramas apresentados foram obtidos através da modelagem no *software* PTW, mostrando desde a conexão à concessionária, passando por medição, disjuntores de alta e média tensão, relés de proteção, impedâncias do circuito e os transformadores.

4.1.3 Relés de Proteção Existentes

Os relés de proteção instalados são do modelo 7104 da Pextron, apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Relé de Proteção URPE 7104



Fonte: PEXTRON (2019).

Este modelo de relé atende a demanda das proteções estabelecidas no estudo de proteção atual da empresa, pois conta com a possibilidade de sensibilizar as proteções de fase e de neutro (desbalanço de corrente nas fases).

Os ajustes possíveis para este relé podem ser vistos na Figura 27 para parâmetros de fase e na Figura 28 para parâmetros de neutro.

Figura 27 – Parâmetros de fase para o Relé Pextron

Fase (A – B – C)			
Parâmetro	Curva vermelha	Descrição do parâmetro	Faixa de ajuste recomendada
TC ABC	VM	Relação do transformador de corrente (RTC)	1...250 (CH.2 = ON) ou 10...1250 (CH.2 = OFF) <small>seleção através da chave dtp vide figura 2</small>
I partida	VM	Corrente de partida da unidade de temporização curva inversa de fase	(0,04 ... 16,0A) x TC ABC
Curva	VM	Tipo de curva de atuação para fase	NI-MI-EI-LONG-IT-I2T
D.T.	VM	Ajuste do dial de tempo para fase	0,10 ... 2,00 s
I def.	VM	Corrente de partida da unidade de tempo definido de fase	(0,04... 100 A) x TC ABC
T def.	VM	Tempo da unidade definido de fase	0,10 ... 240 s
I inst.	VM	Corrente da unidade instantânea de fase	(0,04... 100 A) x TC ABC

Fonte: PEXTRON (2019).

Figura 28 - Parâmetros de neutro para o Relé Pextron.

Neutro (D)			
Parâmetro	Curva verde	Descrição do parâmetro	Faixa de ajuste recomendada
TC N	VDD	Relação do transformador de corrente de GS (RTC)	1...250 (CH.2 = ON) ou 10...1250 (CH.2 = OFF) <small>seleção através da chave dtp vide figura 2</small>
I partida	VD	Corrente de partida da unidade de temporização curva inversa de neutro	(0,04 ... 16,0 A) x TC ABC
Curva	VD	Tipo de curva de atuação para neutro	NI-MI-EI-LONG-IT-I2T
D.T.	VD	Ajuste do dial de tempo para neutro	0,10 ... 2,00 s
I def.	VD	Corrente de partida da unidade de tempo definido neutro	(0,04 ... 100,0 A) x TC N
T def.	VD	Tempo da unidade definido de neutro	0,10 ... 240 s
I inst.	VD	Corrente da unidade instantânea de neutro	(0,04 ... 100,0 A) x TC ABC

Fonte: PEXTRON (2019).

Os relés de proteção existentes possuem as funções descritas no Quadro 5.

Quadro 5 – Funções disponíveis nos Relés existentes

Número	Função
50	Sobrecorrente Instantâneo de Fase
50N	Sobrecorrente Instantâneo de Neutro
51	Sobrecorrente Temporizado de Fase
51N-GS	Sobrecorrente Temporizado de Neutro ou Sensor de terra

Número	Função
74	Alarme de continuidade da Bobina e falha no circuito da Bobina
86	Retenção das proteções (retém a condição de trip)
62BF	Falha no disjuntor

Fonte: Adaptado de Pextron (2019).

4.1.4 Fusíveis

Os transformadores instalados nas subestações derivadas da Subestação 69 kV possuem fusíveis do tipo HH nas bases das respectivas seccionadoras. O transformador de serviços auxiliares instalado dentro da subestação abrigada também é protegido através dos fusíveis do tipo HH, conforme o diagrama unifilar apresentado.

Estes fusíveis estão coordenados com os relés de proteção da sua respectiva subestação.

Para este estudo, conforme o diagrama apresentado, apenas um dos transformadores da instalação possui a proteção através destes fusíveis, o TR 03.

No Quadro 6 é possível visualizar as características dos fusíveis do TR 03 que serão avaliados no estudo.

Quadro 6 – Fusíveis TR 03

Tipo de Fusível	HH
Corrente Nominal	16 A
Tensão Nominal	25 kV
Capacidade de Interrupção	40 kA

Fonte: Autor (2021).

4.1.5 Transformadores

O rebaixamento de tensão de 69 kV para 22 kV atualmente é realizado através de dois transformadores que trabalham em paralelo, sendo o TR 01 de 5 MVA e o TR 02 de 3 MVA.

O transformador para serviços auxiliares (TR 03) realiza o rebaixamento de tensão de 22 kV para 380/220 V.

- Transformador TR 01

As características do transformador TR 01 foram retiradas através da placa de características do equipamento, como pode ser visto no Quadro 7 abaixo.

Quadro 7 – Informações do TR 01

Marca	SIEMENS
Potência	5 / 6,25 MVA
Tensão Primário / ligação	69 kV / Delta
Tensão Secundário / ligação	22 kV / Estrela
Impedância Z%	7,25 %

Fonte: Placa de características do transformador 01.

- Transformador TR 02

Assim como no TR 01, os dados deste transformador foram obtidos através de sua placa de características, como pode ser visto no Quadro 8.

Quadro 8 – Informações do TR 02

Marca	TUSA
Potência	3 / 3,75 MVA
Tensão Primário / ligação	69 kV / Delta
Tensão Secundário / ligação	22 kV / Estrela
Impedância Z%	7,17 %

Fonte: Placa de características do transformador 02.

- Transformador TR 03

Os dados de placa do TR 03 são vistos no Quadro 9.

Quadro 9 – Informações do TR 03

Marca	TUSA
Potência	225 kVA
Tensão Primário / ligação	22 kV / Delta
Tensão Secundário / ligação	380/220 V / Estrela
Impedância Z%	4,39 %

Fonte: Placa de características do transformador 03.

4.1.6 Disjuntores

- Disjuntor de Alta Tensão:

O sistema elétrico da empresa conta hoje apenas com um disjuntor que atua diretamente no lado de 69 kV, sendo o interruptor geral desta subestação. No Quadro 10 é possível visualizar suas características de placa.

Quadro 10 – Informações do DJAT

Marca	DASA
Tensão	72,5 kV
Corrente	1.250 A
Potência de interrupção	1500 MVA
Tipo de isolamento	Óleo Mineral Isolante

Fonte: Placa de características do Disjuntor Geral de 69 kV.

- Disjuntor de Média Tensão:

Na parte interna da subestação existem os disjuntores de média tensão, que são responsáveis pela interrupção, tanto em manobras quanto em falhas, e para garantia de continuidade do sistema em operação. No Quadro 11 estão as características obtidas através da placa do equipamento, sendo que todos os disjuntores da subestação são idênticos.

Quadro 11 – Informações do DJMT

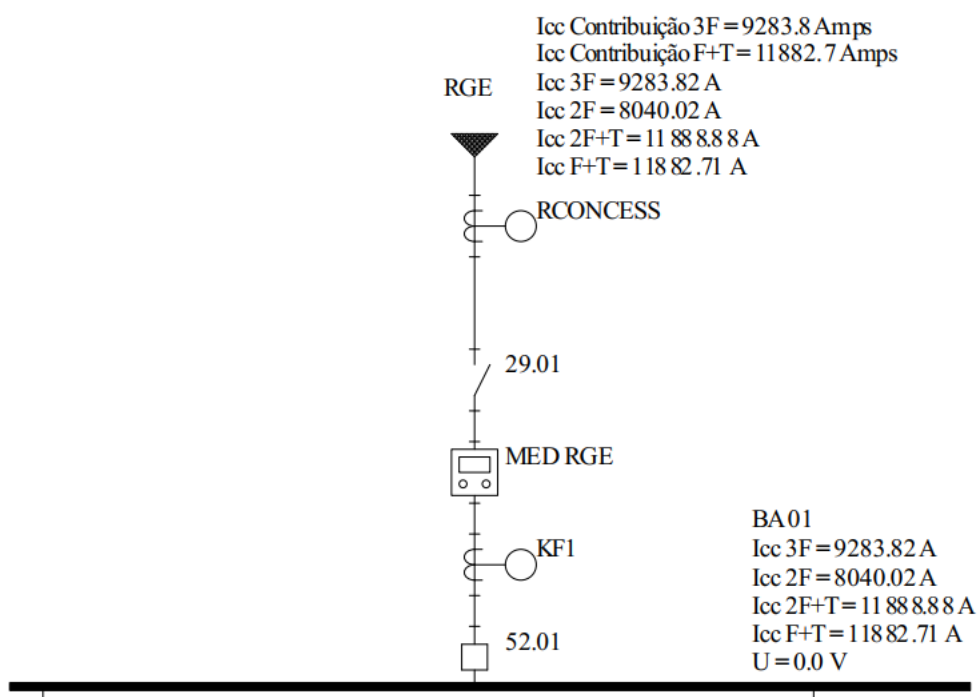
Marca	SIEMENS
Tensão	24 kV
Corrente	1.250 A
Capacidade de interrupção	25 kA
Tipo de isolamento	Vácuo

Fonte: Placa de características dos Disjuntores dos alimentadores.

4.2 Simulação Curto-circuito

Para a sequência do estudo foi simulado os níveis de curto-circuito na instalação. Na Figura 29 é possível visualizar os níveis de corrente das faltas que a fonte pode alimentar no circuito.

Figura 29 – Simulação de Curto-Circuito da Entrada no PTW



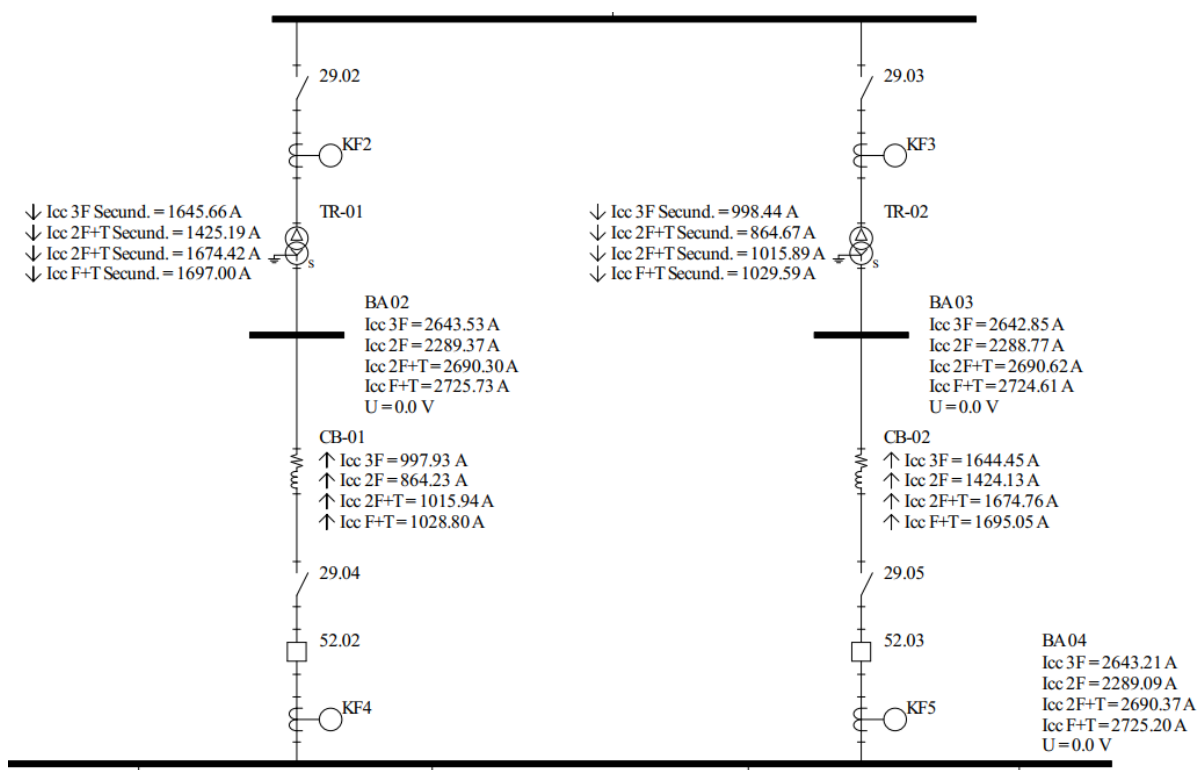
Fonte: Autor (2021).

Nesta figura é possível visualizar a contribuição da fonte, de acordo com as impedâncias de sequência positiva e zero informadas no Quadro 4 anteriormente. Ainda é possível ver os níveis de curto-circuito máximo admissíveis na barra a jusante do disjuntor geral de 69 kV, que são os mesmos valores tendo em vista que não foi

considerada nenhuma impedância neste trecho, onde todas as conexões são com barramentos que suportam níveis de corrente elevados.

Na Figura 30 é mostrado os níveis nas barras que delimitam a parte externa da subestação até a barra de paralelismo interna da subestação.

Figura 30 – Simulação de Curto-Circuito da Barra 01 a Barra 04

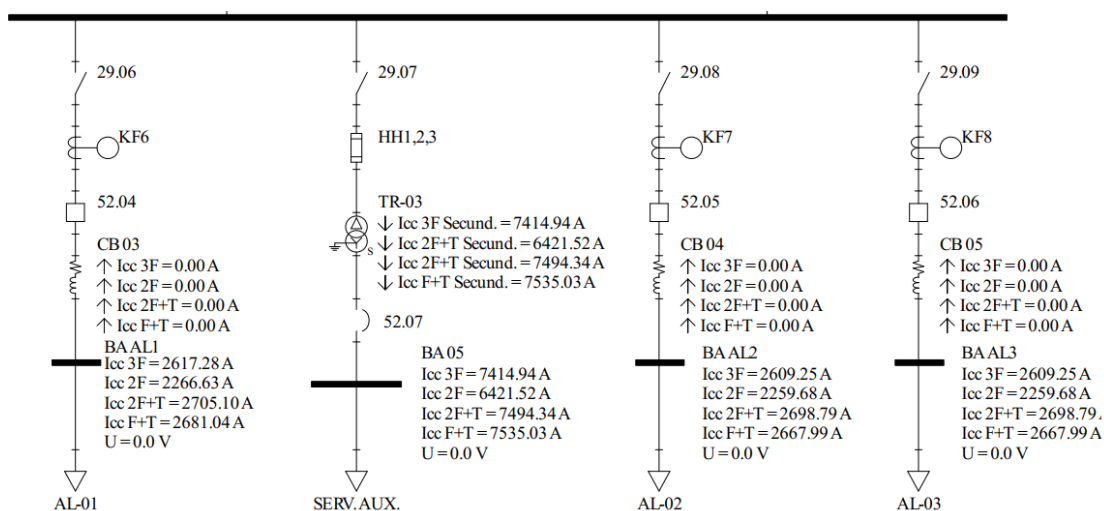


Fonte: Autor (2021).

Os níveis de curto-circuito apresentados são menores que os apresentados na barra 01 devido a impedância dos transformadores. Ainda é possível observar que pelo paralelismo existente, as barras 02 e 03 possuem a soma das contribuições dos dois transformadores em cada uma, sendo possível identificar que a contribuição do TR 01 passa pelo cabo CB-02 e conseqüentemente soma com a corrente máxima de curto-circuito naquele ponto (BA 03), e assim ocorre da mesma forma na BA 02.

Na Figura 31 é apresentado o restante da configuração da subestação com a contribuição do transformador de serviços auxiliares e das saídas dos alimentadores, para os níveis de curto-circuito.

Figura 31 – Curto-Circuito do Transformador Auxiliar e demais barras



Fonte: Autor (2021).

A simulação permitiu comparar os níveis máximos de curto-circuito nos pontos, comprovando também que os equipamentos como os disjuntores e fusíveis estão bem projetados para estas situações. Com os níveis de curto-circuito apresentados, é possível realizar a implementação dos parâmetros corretos mantendo uma coordenação eficiente e seletiva de todo o circuito.

4.3 Ajustes Atuais

Neste tópico é apresentado a situação que se encontram os relés de proteção apresentados na coleta de dados e diagrama unifilar, ou seja, do KF1 ao KF8, e dos fusíveis do TR 03.

Nas tabelas a seguir, é apresentado em resumo os valores de corrente, tipo de curva e DT que estão calculadas neste estudo. A Tabela 8 mostra os cálculos para o relé de proteção geral, o KF1.

Tabela 8 – Ajustes calculados KF1

Função	Corrente (A)	Curva	Dial de Tempo (s)
50	1200	-	-
51	100	NI	0,4
50N	240	-	-
51N	20	NI	0,4

Fonte: Autor (2020).

Na Tabela 9 é possível visualizar os ajustes para os relés de proteção do primário dos transformadores, o KF2 e KF3, que protegem o TR 01 e TR 02, respectivamente.

Tabela 9 – Ajustes calculados KF2 e KF3

Função	Corrente (A)		Curva		Dial de Tempo (s)	
	TR 01	TR 02	TR 01	TR 02	TR 01	TR 02
50	1100	1100	-	-	-	-
51	63	38	NI	NI	0,42	0,49
50N	220	220	-	-	-	-
51N	13	7,6	NI	NI	0,42	0,49

Fonte: Autor (2020).

A Tabela 10 mostra os parâmetros para os relés de proteção do secundário dos transformadores.

Tabela 10 – Ajustes calculados KF4 e KF5

Função	Corrente (A)		Curva		Dial de Tempo (s)	
	TR 01	TR 02	TR 01	TR 02	TR 01	TR 02
50	3170	3170	-	-	-	-
51	164	99	NI	NI	0,31	0,36
50N	3270	3270	-	-	-	-
51N	33	20	NI	NI	0,42	0,4

Fonte: Autor (2020).

Na Tabela 11 é apresentado os ajustes para os relés de proteção geral dos alimentadores em 22 kV de saída desta subestação, o KF6, KF7 e KF8, para o AL 1, AL 2 e AL 3 respectivamente.

Tabela 11 – Ajustes calculados KF6, KF7 e KF8

Função	Corrente (A)			Curva			Dial de Tempo (s)		
	AL 1	AL 2	AL 3	AL 1	AL 2	AL 3	AL 1	AL 2	AL 3
50	2907	2907	2907	-	-	-	-	-	
51	150	160	188	NI	NI	NI	0,25	0,24	0,23
50N	3000	3000	3000	-	-	-	-	-	
51N	30	32	88	NI	NI	NI	0,22	0,22	0,22

Fonte: Autor (2020).

De acordo com a premissa de ajustes de fase e neutro recomendados pela concessionária de energia local, os parâmetros observados nas funções de sobrecorrente temporizadas apresentam esta coerência.

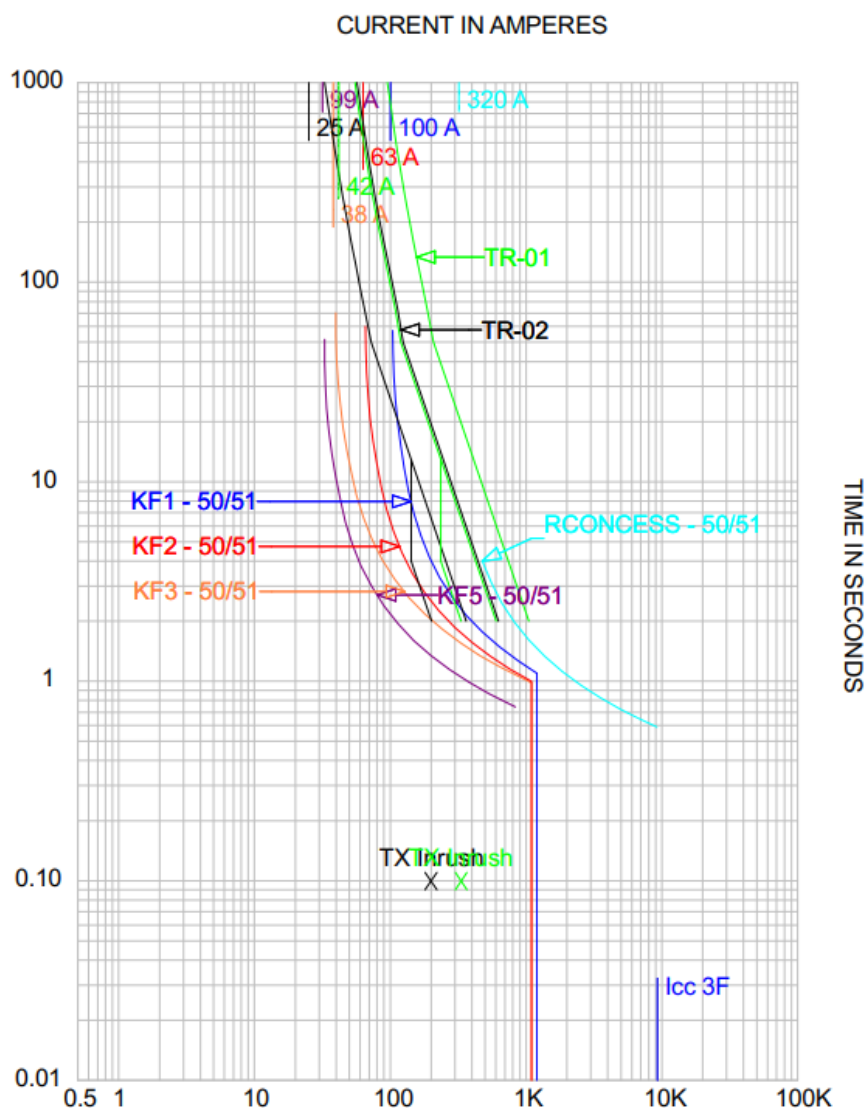
4.4 Coordenogramas

Após os níveis de curto-circuito obtidos da simulação, assim como os demais parâmetros essenciais para o estudo como corrente nominal, de dano e de *inrush* dos transformadores, foram gerados os coordenogramas que permitem visualizar a seletividade entre as proteções. A análise dos coordenogramas permite visualizar as faixas de operação de cada dispositivo, verificar a proteção dos equipamentos em análise e avaliar possíveis faixas de descoordenação entre os dispositivos.

4.4.1 Ajustes de fase do KF1, KF2 e KF3

Na Figura 32 é apresentada a disposição dos relés principais do lado de 69 kV, na qual atuam no TR-01 (KF2) e TR-02 (KF3) e geral (KF1).

Figura 32 – Coordenograma de Fase dos Relés Principais



Fonte: Autor (2021).

Com a disposição das curvas parametrizadas nos 3 relés principais, é possível ver que os mesmos possuem uma área de ajuste com folga, tornando mais fácil a coordenação entre estes dispositivos sem deixar nenhum equipamento sem proteção temporizada ou instantânea.

As correntes nominais dos transformadores são informadas na parte superior da figura, mostrando que os ajustes das componentes temporizadas seguem a premissa de aproximadamente 1,5 vezes estas nominais.

As curvas de dano dos transformadores TR-01 e TR-02 ficaram acima das curvas dos relés KF1 e KF2, respectivamente, garantindo que as proteções atuem antes de qualquer anormalidade nos principais elementos da subestação.

Os pontos da corrente de *inrush* dos dois transformadores ficaram dentro da faixa de regime contínuo, ou seja, as proteções não serão sensibilizadas na partida das subestações devido a estas correntes de magnetização dos mesmos.

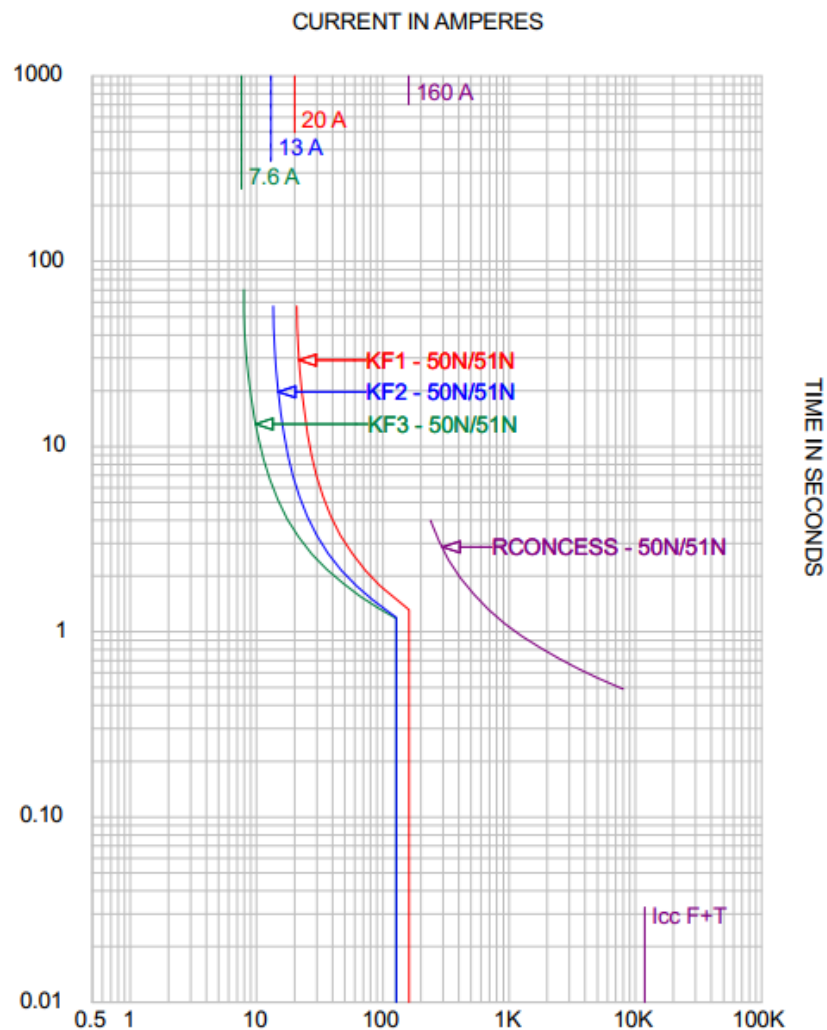
O coordenograma apresentado permite visualizar o valor da corrente máxima de curto-circuito trifásica no ponto de entrega da subestação, mostrando que todas as proteções de fase atuam antes deste valor.

4.4.2 Ajustes de neutro do KF1, KF2 e KF3

Os ajustes de neutro são sensíveis para os casos que ocorra alguma falta fase-terra no primário, sensibilizando através deste desequilíbrio que o relé observará.

Na Figura 33 pode-se visualizar os ajustes destas proteções.

Figura 33 – Coordenograma de Neutro dos Relés Principais



Fonte: Autor (2021).

Os ajustes temporizados (51N) destes relés estão parametrizados como sendo 20% da corrente nominal de fase, para que não sensibilize em pequenos desequilíbrios no lado secundário do transformador, apenas em caso de falta fase-terra do lado de 69 kV.

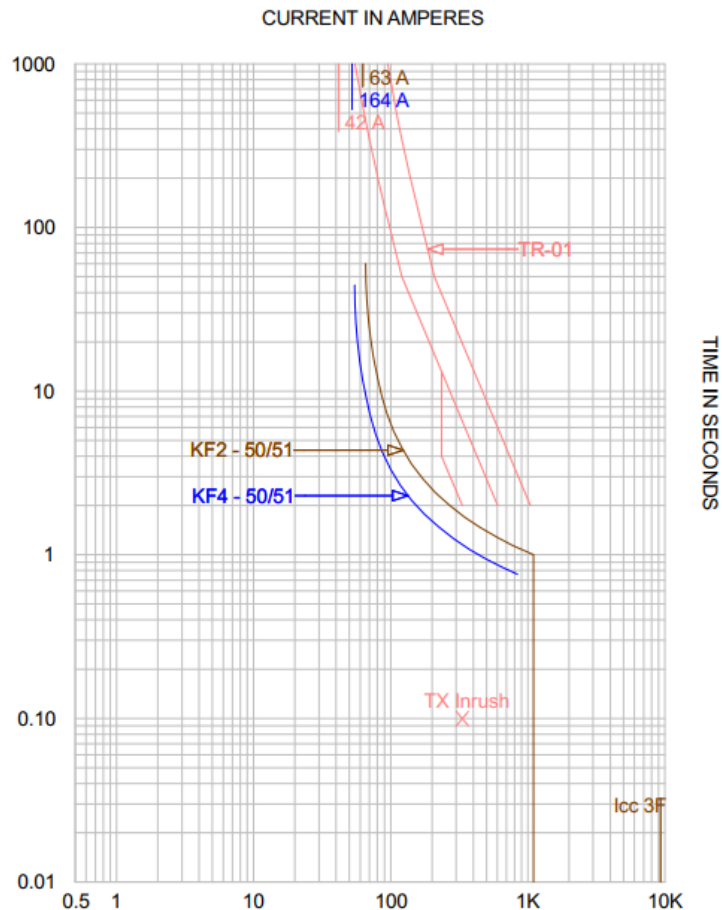
Os ajustes instantâneos (50N) estão ajustados com 20% dos parâmetros de fase, levando a mesma premissa do ajuste temporizado.

Todas as proteções de neutro ajustadas ficaram na região de atuação permitida, abaixo da curva do relé da concessionária e do valor de curto-circuito fase-terra simulado anteriormente.

4.4.3 Coordenação dos ajustes de fase e neutro do TR 01

Tendo como premissa que a corrente ajustada no relé deva ser de 1,5 vezes a corrente nominal, os ajustes de fase dos relés que protegem o transformador 01 podem ser visualizados na Figura 34.

Figura 34 – Curvas de ajuste de fase do TR 01

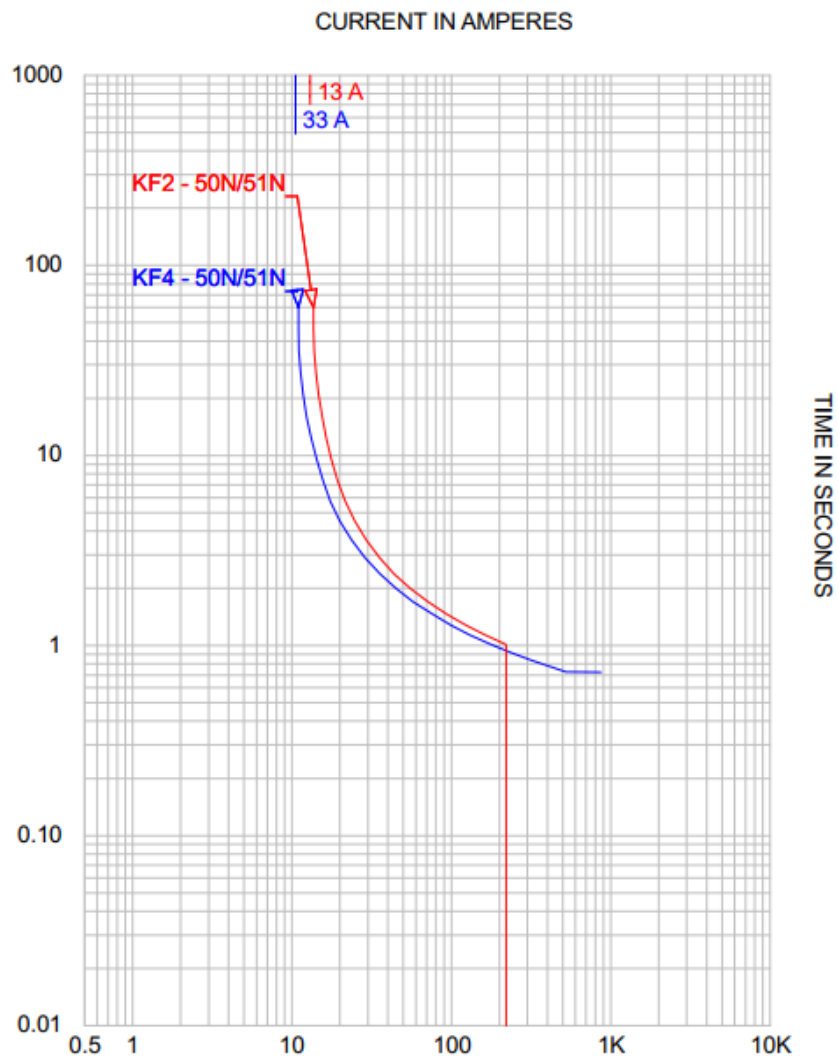


Fonte: Autor (2021).

Na imagem é mostrado que a curva de dano do transformador foi respeitada, com as curvas dos relés abaixo desta. O *inrush* do transformador ficou dentro da faixa de ajuste, não sensibilizando em uma partida do mesmo. Estas representações são visualizadas no lado primário do transformador, por isto que a curva de KF4 fica seletiva com KF2 mesmo que a corrente ajustada de *pick-up* seja maior.

Para a representação dos ajustes do neutro destes relés, na Figura 35 é mostrado como ficam coordenados.

Figura 35 – Curvas de ajuste de neutro do TR 01



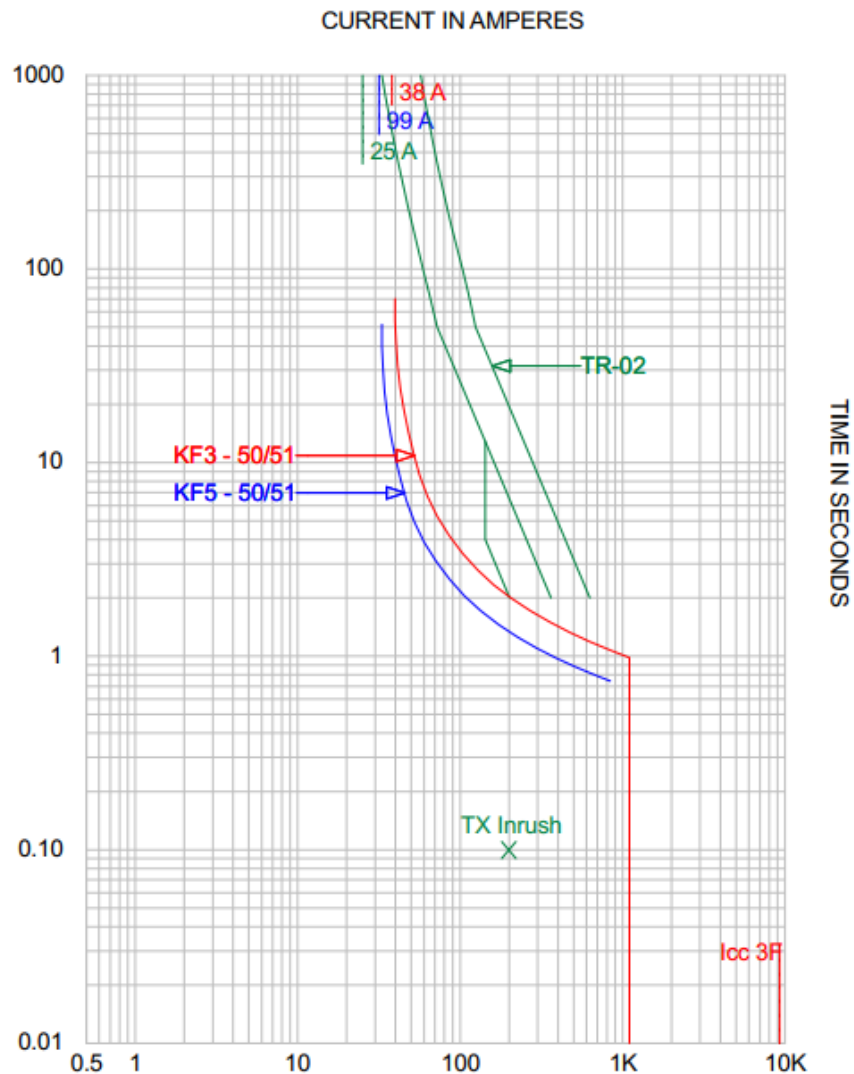
Fonte: Autor (2021).

Seguindo as premissas de ajustes de neutro, as curvas apresentadas mostram que estão seletivas entre elas.

4.4.4 Coordenação dos ajustes de fase e neutro do TR 02

Os ajustes de fase dos relés que protegem o transformador 02 podem ser visualizados na Figura 36.

Figura 36 – Curvas de ajuste de fase do TR 02

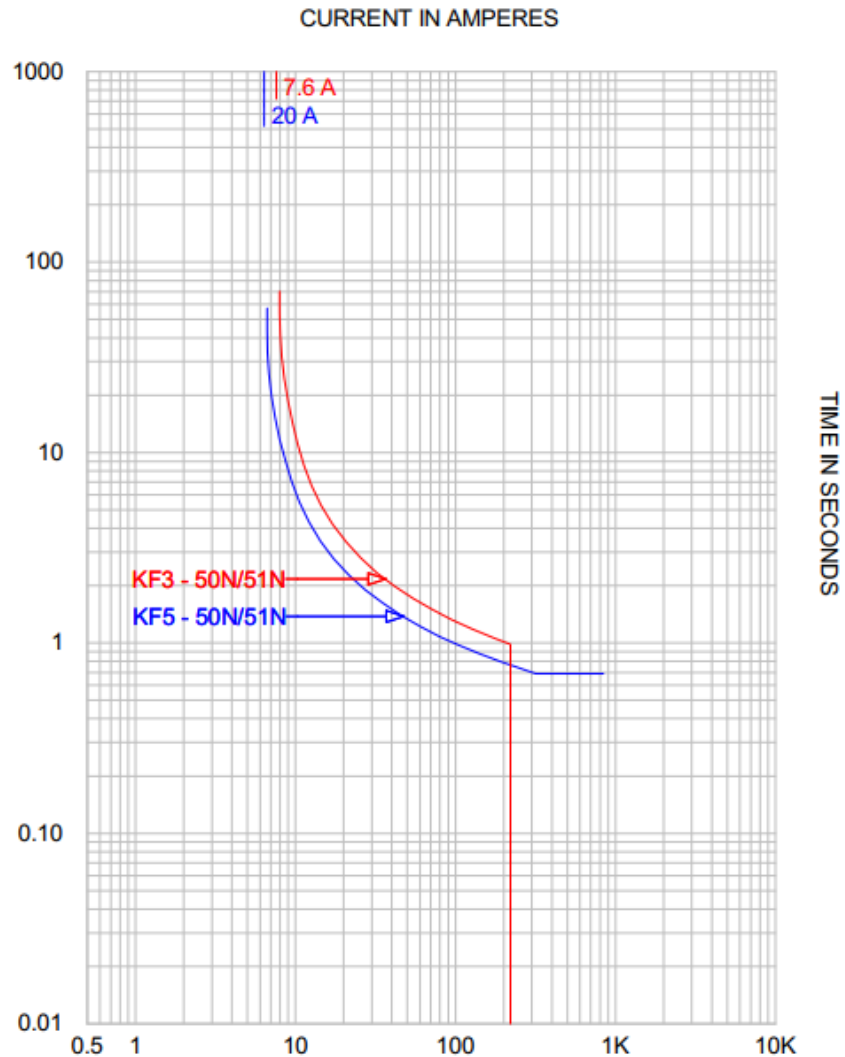


Fonte: Autor (2021).

Partindo da mesma premissa de ajuste do outro transformador, é possível visualizar que as curvas ficam logo abaixo da curva de dano deste transformador. A corrente de *inrush* do transformador ficou dentro da faixa de ajuste, não sensibilizando em uma energização.

Para a representação dos ajustes do neutro destes relés, a Figura 37 apresenta as curvas geradas.

Figura 37 – Curvas de ajuste de neutro do TR 01



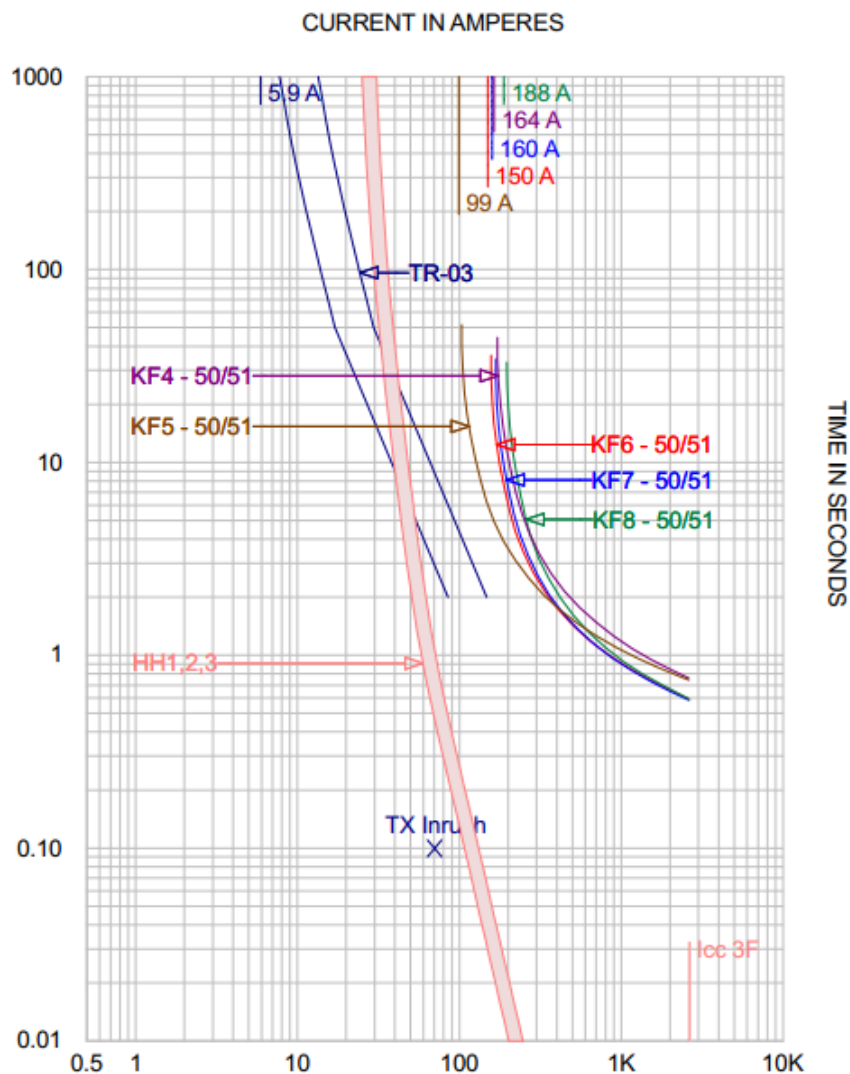
Fonte: Autor (2021).

As curvas apresentadas mostram a seletividade entre elas, seguindo as premissas de ajuste de neutro em um sistema de proteção.

4.4.5 Ajustes de fase dos alimentadores e TR 03

Os ajustes dos alimentadores de saída para outras subestações são de extrema importância, visto que cada ramal possui grandes cargas conectadas. O transformador de serviços auxiliares da subestação (TR 03) é protegido através de fusíveis internos do tipo HH, na qual é apresentada a curva destes no coordenograma da Figura 38.

Figura 38 – Ajustes de fase dos relés dos alimentadores e fusível do TR 03



Fonte: Autor (2021).

De acordo com as curvas apresentadas, os relés KF6, KF7 e KF8 dos alimentadores de saída não coordenam perfeitamente com os relés de saída dos transformadores, o KF4 e KF5, isto é devido aos transformadores trabalharem em paralelo, fazendo com que na prática a demanda exigida seja distribuída em torno de 50 % para cada um. Em casos de falha das proteções dos alimentadores, os relés de saída dos transformadores devem atuar como retaguarda.

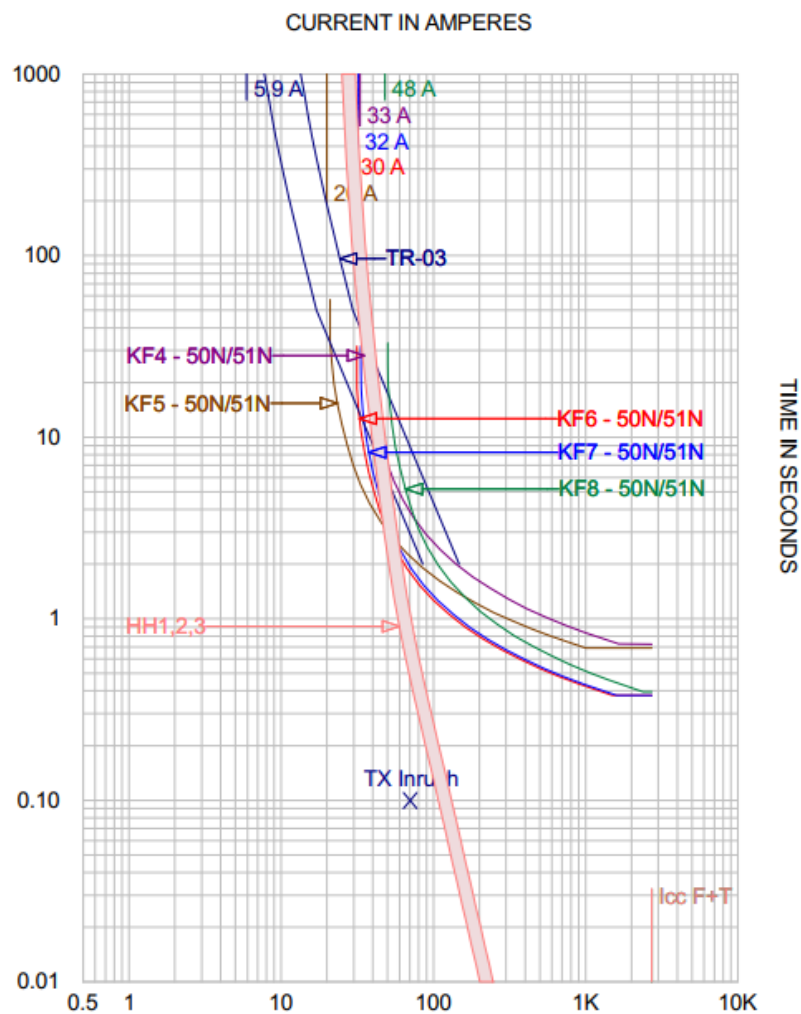
Para a proteção do transformador de serviços auxiliares (TR 03), é utilizado um fusível de 16 A e a sua curva de atuação é mostrada neste coordenograma. Para energização do transformador este fusível não corre o risco de atuar, pois apresenta sua curva com tempo de atuação mais elevada do que o limite de 100ms estabelecido para o *inrush* do mesmo. Este fusível também funciona em regime permanente, visto

que a corrente nominal deste transformador é de 5,9 A, como pode ser visto na figura. No entanto, verifica-se que a curva de dano do transformador não fica coordenada com o fusível, desta forma é importante garantir a proteção de sobrecorrente e curto-circuito no disjuntor de baixa tensão, mantendo o fusível como uma retaguarda para atuação instantânea.

4.4.6 Ajustes de neutro dos alimentadores e TR 03

Na Figura 39 é mostrado como os ajustes de neutro dos alimentadores estão atualmente.

Figura 39 – Ajustes de neutro dos relés dos alimentadores e fusível do TR 03



Fonte: Autor (2021).

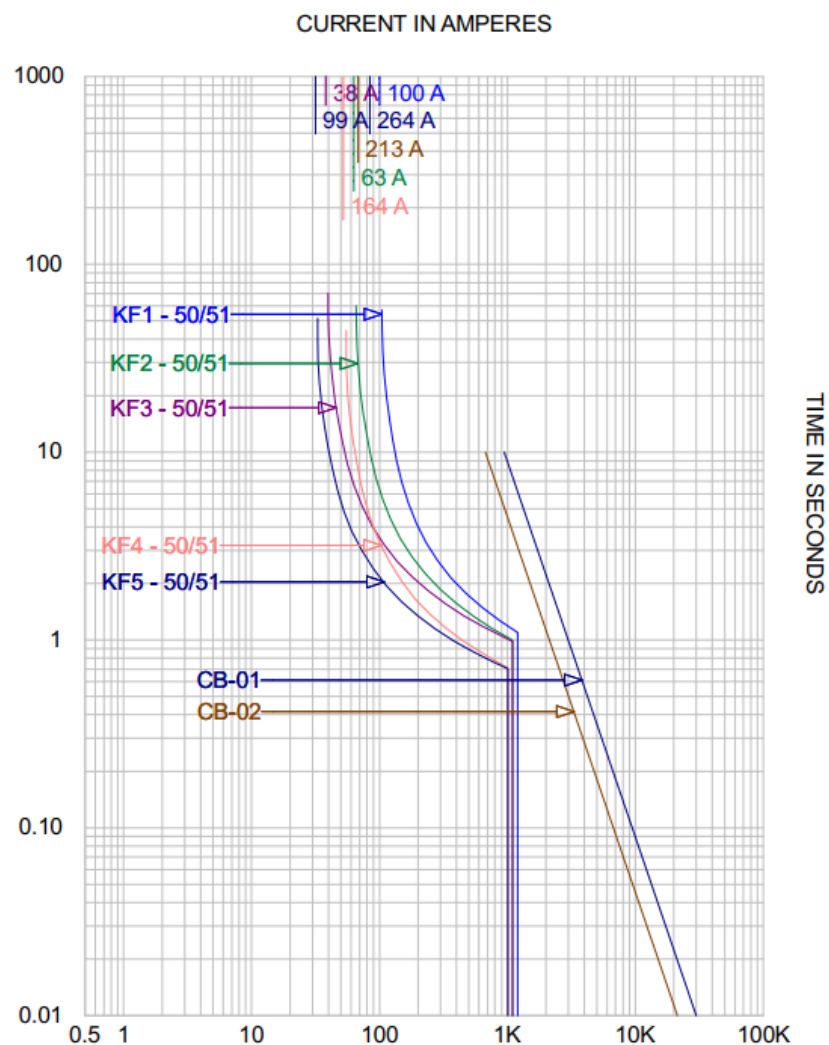
Seguindo o mesmo critério de avaliação dos ajustes de fase para este conjunto de relés e fusível, todos estão com ajustes abaixo da corrente de falta a terra

monofásica, garantindo que serão protegidos os equipamentos e demais componentes nesta situação. Em relação a curva do fusível do transformador, a representação é a mesma da Figura 38, porém mostrando que também o protege de faltas a terra.

4.4.7 Coordenação com os cabos dos circuitos

Os ajustes já apresentados dos relés de proteção também devem assegurar a integridade dos cabos instalados nesta subestação. A Figura 40 permite visualizar como os cabos de saída do TR 01 e TR 02 estão protegidos pelos relés geral, primário e secundário dos dois transformadores de 69 kV.

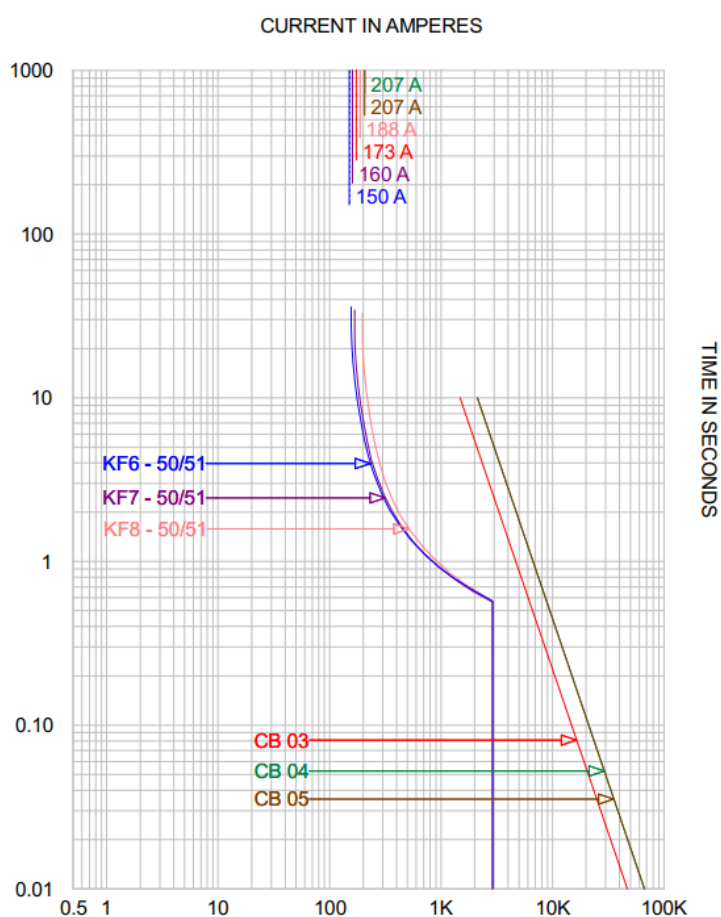
Figura 40 – Coordenação dos relés com as curvas danos dos cabos



Fonte: Autor (2021).

Na Figura 41 podemos visualizar como os cabos de saída dos alimentadores ficam coordenados com os seus respectivos relés de proteção.

Figura 41 – Coordenação dos relés dos alimentadores com os cabos de saída



Fonte: Autor (2021).

4.5 Cenários de avaliação

Como visto no subcapítulo 2.1, as falhas mais frequentes são as monofásicas, enquanto as trifásicas ocorrem com menor frequência. Os cenários de avaliação foram definidos considerando alguns casos isolados que podem ocorrer no dia a dia de uma instalação industrial, focando nestes dois tipos de faltas.

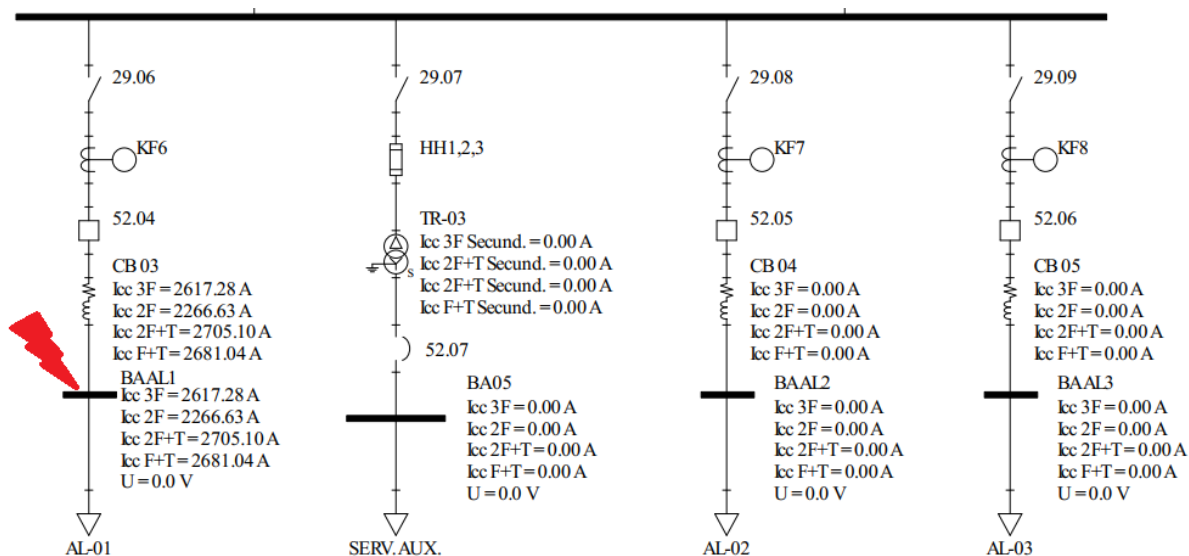
Foram definidos dois cenários possíveis para realizar a avaliação referente a curtos-circuitos ocorridos. No primeiro caso, um cenário de faltas ocorrendo em uma barra de um alimentador e no segundo caso o curto-circuito no secundário do transformador de serviços auxiliares. Nestes dois casos foram avaliados os curtos-

circuitos monofásicos e trifásicos para observar o comportamento das proteções nos diferentes níveis de danos possíveis.

4.5.1 Cenário um – Curto-circuito no Alimentador 01

O primeiro cenário foi criado pensando na possibilidade real de ocorrer um curto-circuito na saída de um alimentador, no caso objetivo aqui, do AL 01. Um caso desses pode ocorrer por diversos motivos, inclusive pela entrada de bichos e contato direto com partes energizadas. Pensando nisto, foi simulado o cenário de curto-circuito na BA AL1, conforme a Figura 42. Outros cenários podem ser avaliados, no entanto, considerando a proposta do trabalho e a demonstração da metodologia, considerou-se adequado limitar esse número de cenários.

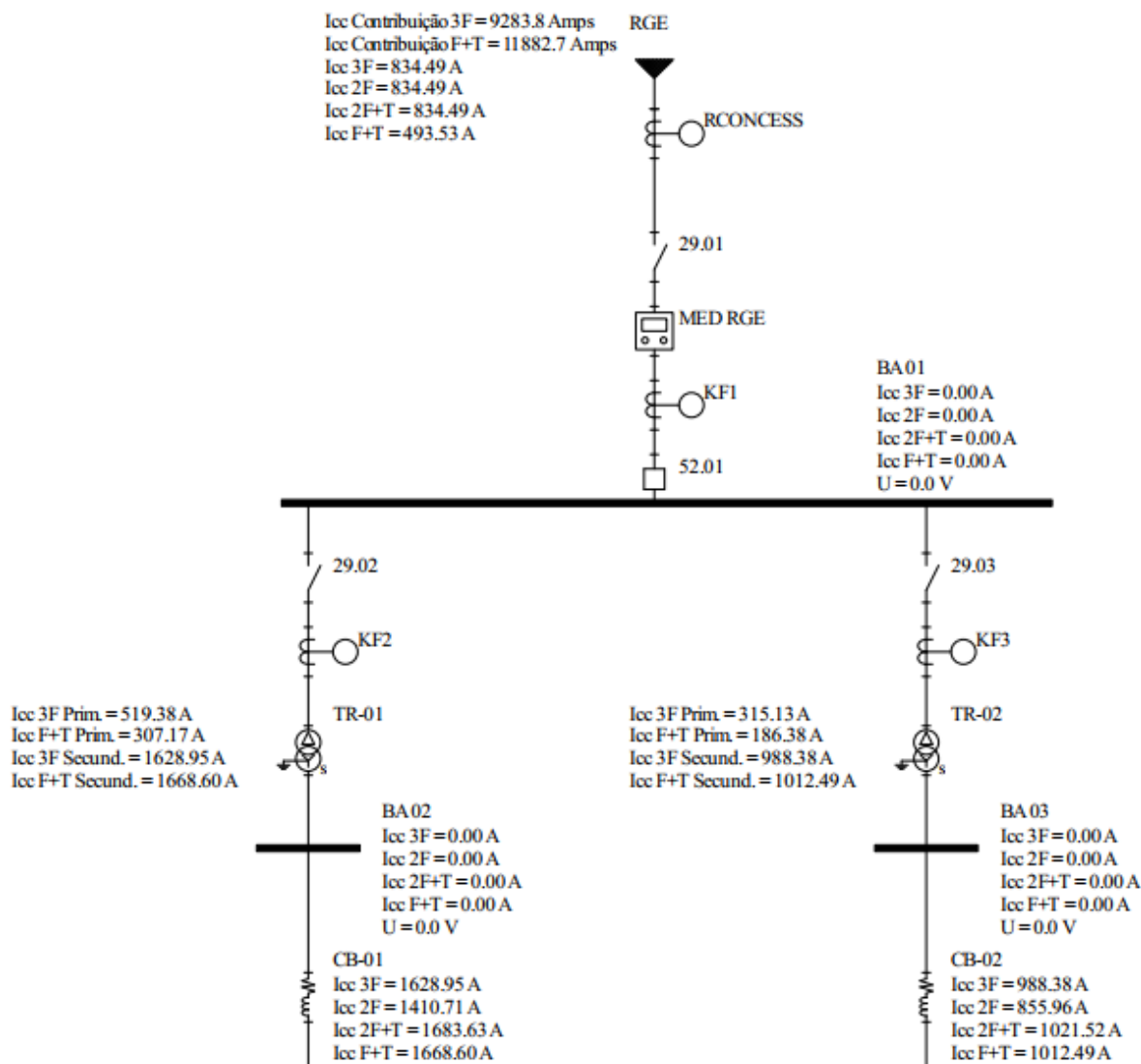
Figura 42 – Simulação de Curto-Circuito na BA AL 01



Fonte: Autor (2021).

Os componentes a montante do circuito afetado também identificam esta falta, incluindo os cabos dos circuitos, transformadores e a fonte no ponto de entrega. Estas correntes podem ser visualizadas na Figura 43.

Figura 43 – Equipamentos e fonte após falta na BA AL 01



Fonte: Autor (2021).

Para auxílio do entendimento de uma falha ocorrida nesta barra em estudo, foi criada a Tabela 12 a fim de fazer um comparativo entre os valores observados nesta simulação com os valores máximos de curto-circuito simulados anteriormente nos pontos a montante até a fonte. Na tabela foram inseridos os níveis de curto-circuito trifásicos e monofásicos para um melhor entendimento e facilidade de compreensão.

Tabela 12 – Curto-Circuito AL 01 x Máximo em cada ponto

Local	Tensão	Barra AL 01	Curto-Circuito	Barra AL 01	Curto-Circuito
		Icc 3F	Máximo 3F	Icc F+T	Máximo F+T
BA AL 01	22 kV	2617,28 A	2617,28 A	2681,04 A	2681,04 A
TR 01 Primário	69 kV	519,38 A	9283,82 A	307,17 A	11882,71 A
TR 01 Secundário	22 kV	1628,95 A	1645,66 A	1668,6 A	1697 A
TR 02 Primário	69 kV	315,13 A	9283,82 A	186,38 A	11882,71 A
TR 02 Secundário	22 kV	988,38 A	998,44 A	1012,49 A	1029,59 A
Fonte	69 kV	834,49 A	9283,8 A	493,53	11882,71 A

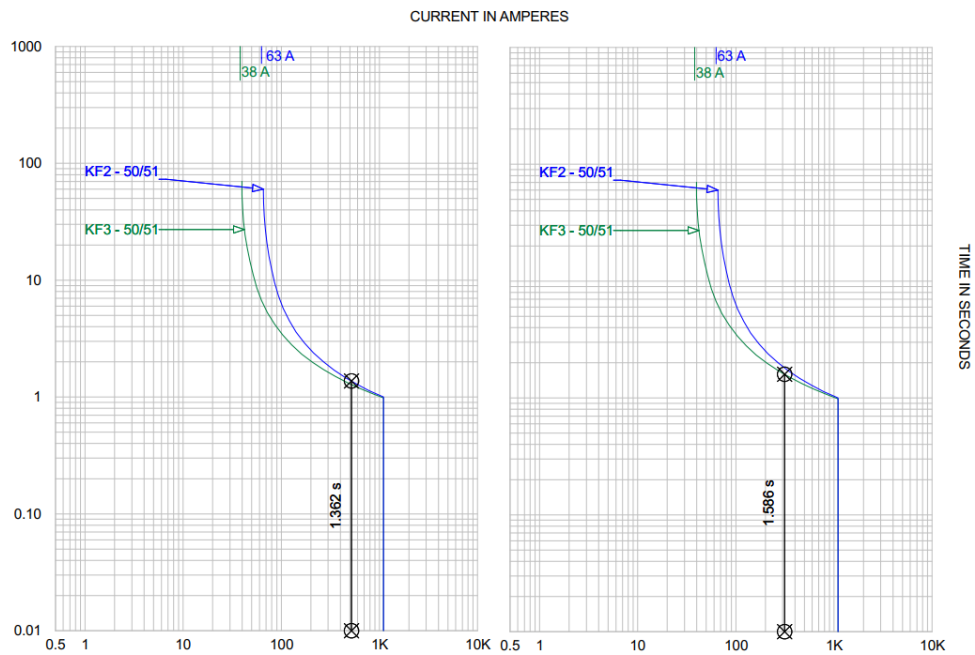
Fonte: Autor (2021).

Como é possível visualizar, com uma falta na BA AL 01, os secundários dos dois transformadores em análise identificam em torno de 99% da corrente de curto-circuito trifásica máxima e 98% da monofásica, mostrada na simulação, ou seja, caso o relé KF6 (BA AL 01) falhe, os relés do lado secundário dos transformadores (KF4 e KF5) devem atuar como retaguarda. Esta magnitude de corrente elevada identificada no lado secundário dos transformadores deve-se ao fato de as impedâncias a montante da falta analisada serem cabos de média tensão bem dimensionados, que não oferecem uma resistência considerável para diminuir estes níveis identificados.

Como previsto, a fonte identifica um valor bem abaixo da sua contribuição máxima, isto acontece devido a relação de transformação dos transformadores diminuir o nível da corrente no lado de 69 kV em aproximadamente 3 vezes. Neste caso, os relés KF1 (geral), KF2 (primário TR 01) e KF3 (primário TR 02) devem identificar a falta na BA AL 01 como uma sobrecarga, não sensibilizando as proteções instantâneas dos mesmos, trabalhando como relés de retaguarda em caso de falhas dos relés a jusante.

Em caso de falha no relé KF6 e dos secundários de cada transformador (KF4 e KF5), os relés do primário de cada transformador devem atuar conforme a Figura 44.

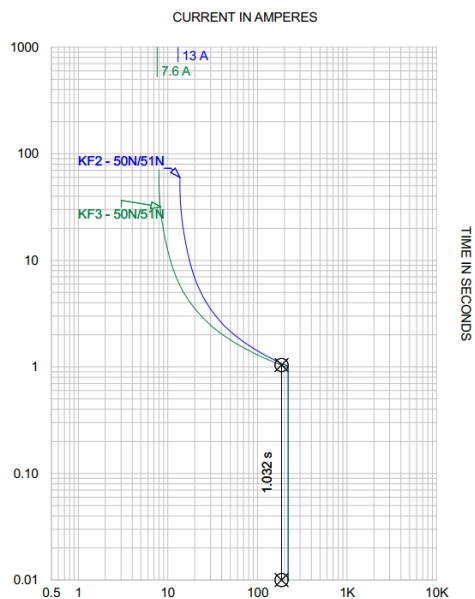
Figura 44 – Tempos de atuação de fase dos transformadores com falta no AL 01



Fonte: Autor (2021).

Como pode ser observado, apesar de todos os cenários possíveis de falhas dos relés mencionados, as proteções de fase atuam em um tempo abaixo de 2s para as correntes observadas pelos relés de fase descritas na Tabela 12. Para as proteções de neutro destes mesmos relés, o KF2 atua instantaneamente e o KF3 conta o tempo para atuação, conforme a Figura 45.

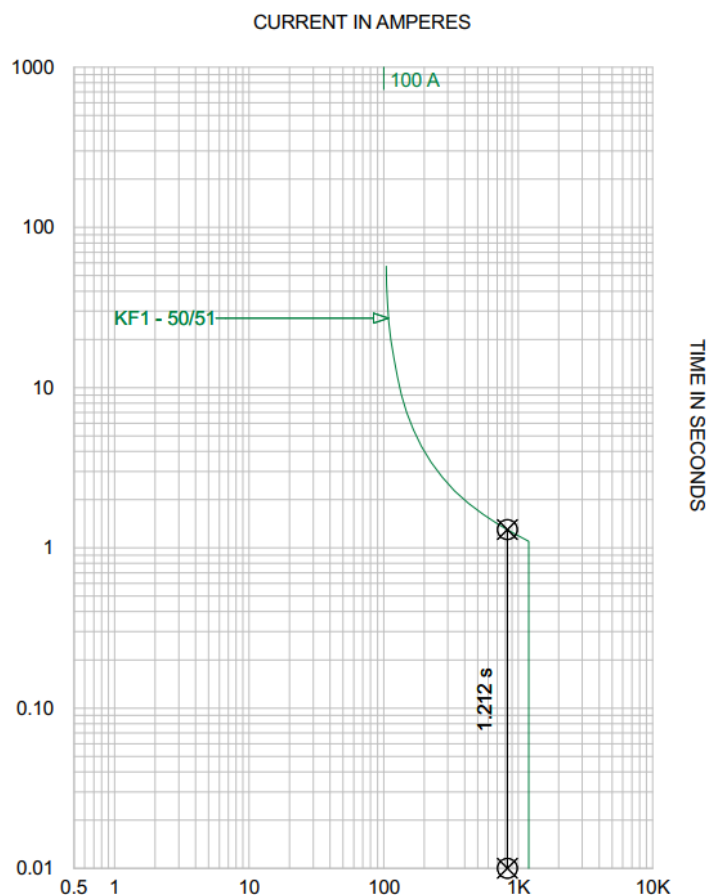
Figura 45 – Tempo de atuação de neutro no TR 02 com falta no AL 01



Fonte: Autor (2021).

O relé na fonte deve atuar instantaneamente em caso de falta a terra, porém na falta trifásica, o relé KF1 deve atuar conforme a Figura 46.

Figura 46 – Tempo de atuação de fase na fonte com falta no AL 01



Fonte: Autor (2021).

Na Tabela 13 é possível visualizar os tempos das proteções de fase e neutro que cada relé conta para atuar.

Tabela 13 – Tempo de atuação das proteções

Relé	Tempos de atuação fase (s)	Tempos de atuação neutro (s)
KF1	1,212	-
KF2	1,362	-
KF3	1,586	1,032

Fonte: Autor (2021).

De modo geral, as proteções ajustadas nos relés mostram que uma falta no AL 01 tanto trifásica quanto fase-terra irá sensibilizar os relés próximos instantaneamente. Como pode ser observado, em caso de falha dos mesmos, o sistema fica sujeito a

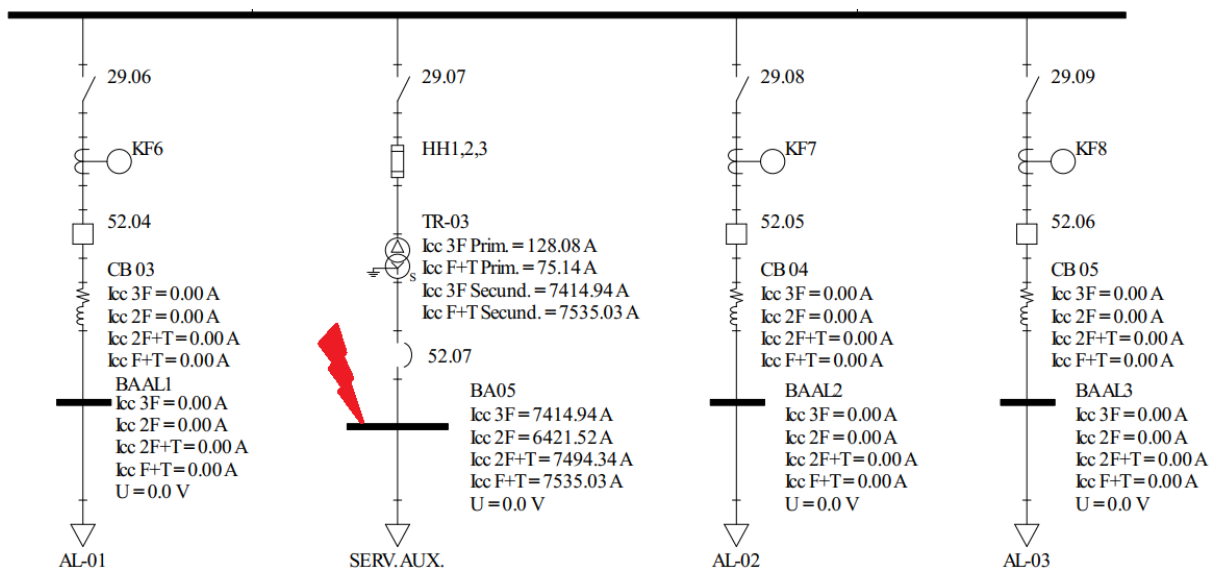
corrente de curto-circuito durante os tempos apresentados, porém os dispositivos de proteção a montante atuam de forma rápida, protegendo os equipamentos.

Comparando com a curva de danificação dos condutores, verifica-se que os mesmos suportam esses níveis de corrente durante o período de tempo considerado sem danificação.

4.5.2 Cenário dois – Curto-Circuito no Secundário do TR 03

O segundo cenário deste estudo visa obter o comportamento das proteções em um caso isolado, mas que é passível de ocorrer através de curto-circuito no painel de serviços auxiliares, queima dos cabos, acidentes envolvendo pessoas neste ponto ou até mesmo da presença de bichos em contato com estas partes energizadas. O objetivo desta simulação é mostrar o impacto das faltas ocorridas no lado de baixa tensão de um transformador que se situa em uma subestação de alta tensão, como pode ser visto na Figura 47 e Figura 48.

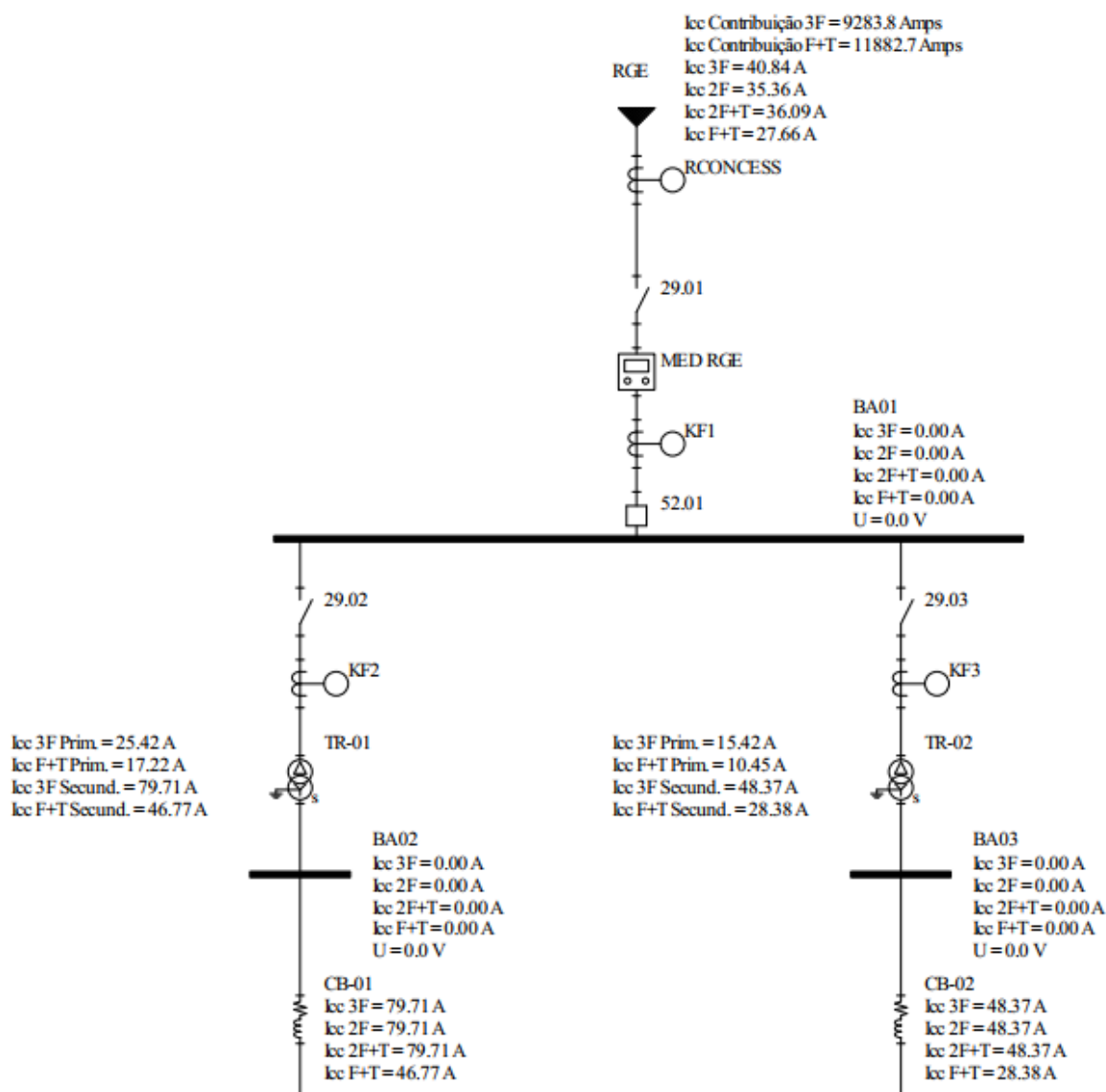
Figura 47 – Simulação de Curto-Circuito na BA 05



Fonte: Autor (2021).

A Figura 48 mostra o impacto nos equipamentos e fonte a montante do curto-circuito simulado.

Figura 48 – Equipamentos e fonte após falta na BA 05



Fonte: Autor (2021).

A Tabela 14 foi criada a fim de realizar uma comparação entre os valores observados nesta simulação com os valores máximos de curto-circuito simulados anteriormente. Assim como no outro cenário de estudo, nesta tabela foram inseridos os níveis de curto-circuito trifásicos e monofásicos para facilidade de compreensão.

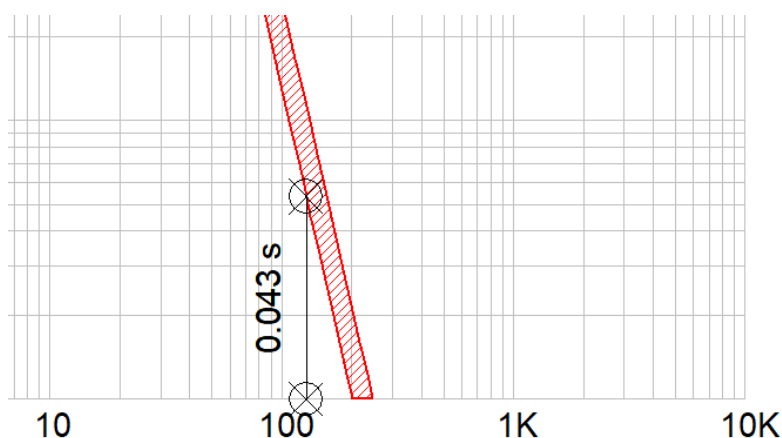
Tabela 14 – Curto-Circuito Secundário TR 03 x Máximo em cada ponto

Local	Un	Barra 05	Curto-Circuito	Barra 05	Curto-Circuito
		Icc 3F	Máximo 3F	Icc F+T	Máximo F+T
BA 05	380 V	7414,94 A	7414,94 A	7535,03 A	7535,03 A
TR 03 Primário	22 kV	128,08 A	2643,21 A	75,14 A	2725,20 A
TR 01 Primário	69 kV	25,42 A	9283,8 A	17,22 A	11882,71 A
TR 01 Secundário	22 kV	79,71 A	1645,66 A	46,77 A	1697 A
TR 02 Primário	69 kV	15,42 A	9283,8 A	10,45 A	11882,71 A
TR 02 Secundário	22 kV	48,37 A	998,44 A	28,38 A	1029,59 A
Fonte	69 kV	40,84 A	9283,8 A	27,66 A	11882,71 A

Fonte: Autor (2021).

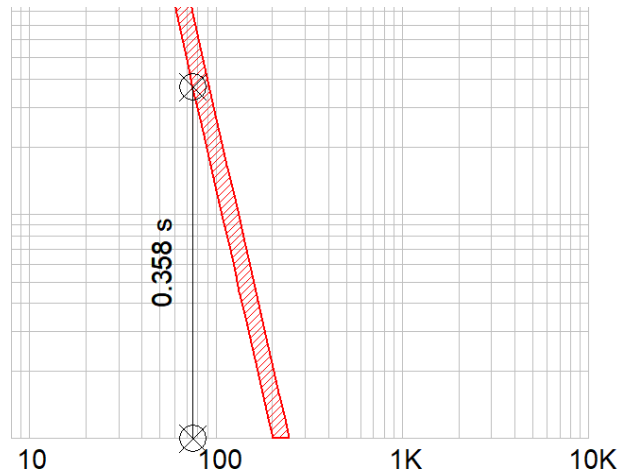
Como é possível observar, o curto-circuito ocorrido no secundário do transformador causa uma elevada corrente neste lado de baixa tensão, porém devido a relação de transformação, a corrente observada no primário fica em um nível bem abaixo, mas mesmo assim o fusível deve atuar conforme a sua curva já apresentada. A Figura 49 mostra o tempo de atuação do fusível caso haja uma falta trifásica no lado de baixa tensão, e a Figura 50 mostra o tempo em uma falta fase-terra.

Figura 49 – Tempo de atuação do fusível para uma falta trifásica na BT



Fonte: Autor (2021).

Figura 50 – Tempo de atuação do fusível para uma falta fase-terra na BT

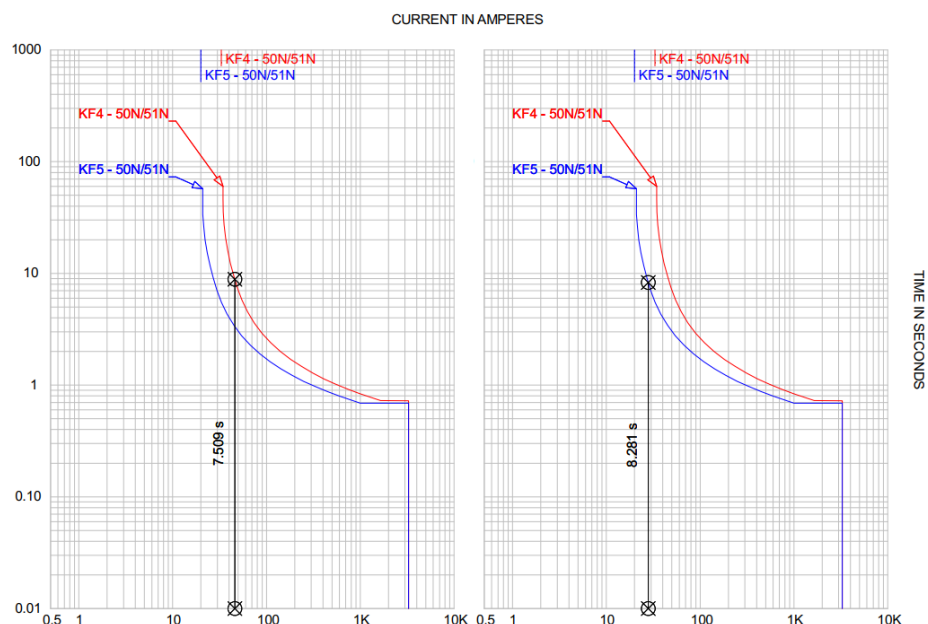


Fonte: Autor (2021).

Com os tempos de atuação observados, a curva de dano do transformador não é alcançada, garantindo que não ocorra problema.

Um ponto importante a observar, é que a corrente absorvida nos transformadores TR 01 e TR 02 são muito baixas, sendo em torno de 60 % do carregamento máximo dos mesmos, ou seja, numa falta no secundário do TR 03, os transformadores principais da subestação identificarão esta falta como uma carga conectada e não deverão sensibilizar as proteções de fase. As proteções de neutro, de acordo com os parâmetros inseridos, deverão atuar conforme a Figura 51.

Figura 51 – Tempo de atuação de neutro para KF4 e KF5



Fonte: Autor (2021).

Como pode ser observado, o tempo de atuação dos relés KF4 e KF5 será muito alto, e como a proteção deste transformador é através de fusíveis HH, estes devem atuar pois rompem o seu elemento de fusão.

Outra proteção que irá reconhecer esta falta apenas como uma carga, serão os relés do lado de 69 kV, dos transformadores, disjuntor geral e da concessionária, pois a corrente observada será muito baixa para qualquer sensibilização. Neste caso é importante que as proteções já citadas atuem como retaguarda.

4.6 Sugestão de Melhorias

Neste subcapítulo é apresentado algumas sugestões de melhorias nas proteções desta instalação a fim de garantir uma maior confiabilidade, assim como menos transtornos em caso de algum problema.

Uma melhoria a ser considerada é a maior sensibilização das proteções nos ajustes de fase. Os coordenogramas mostram que as proteções estão ajustadas muito próximas as curvas de dano dos transformadores, porém há possibilidade de reduzir os parâmetros, visto que existe uma folga na área de ajuste permitindo diminuir estes valores mantendo a seletividade de todo o sistema de proteção. Ajustar estas proteções entre o recomendado pela norma e o valor acima da carga máxima verificada, com um fator de folga e de crescimento de carga, é possibilidade viável.

De acordo com a corrente nominal do TR 03, os fusíveis de 16 A são ideais, porém a curva característica destes fusíveis não permite coordenar perfeitamente com a curva de dano do transformador. A proteção na baixa tensão deve ser robusta e confiável, para deixar os fusíveis apenas para proteções instantâneas. Para as proteções de um transformador desta potência, a solução mais viável continua sendo este arranjo de fusível e disjuntor de baixa tensão corretamente dimensionados.

Como pode ser visto no diagrama unifilar apresentado, esta subestação conta com transformadores de corrente tanto no primário de cada transformador de potência, quanto no secundário. Com este arranjo, é possível a instalação de relés de proteção diferencial para a proteção exclusiva destes transformadores, que são equipamentos de alto valor e os principais desta subestação para alimentação da empresa.

A proteção dos alimentadores mostrou-se confiável, visto que a seletividade entre os dispositivos elimina a falha mais próxima do ponto sem interromper o

fornecimento de energia para a empresa toda. Cada alimentador garante o funcionamento de setores importantes da empresa, que devem estar com estes ajustes os mais corretos possíveis para tal garantia de uso.

Na Tabela 15 é possível estimar os valores de alguns equipamentos do sistema avaliado.

Tabela 15 – Valores de referência dos equipamentos

Equipamento	Valor
Transformador 69 – 22 kV 5 MVA	R\$ 1.200.000,00
Transformador 69 – 22 kV 3 MVA	R\$ 1.000.000,00
Transformador 22 – 0,38/0,22 kV 225 kVA	R\$ 16.000,00
Disjuntor 72,5 kV	R\$ 112.000,00
Disjuntor 24 kV	R\$ 30.000,00
Relé de Proteção	R\$ 9.000,00

Fonte: Autor (2021).

As proteções bem estabelecidas minimizam o risco de danificar equipamentos que possuem um alto custo agregado, além da mão de obra para a substituição dos mesmos. Outro parâmetro importante para comprovar a importância do sistema em dia, é o custo da produção parada no momento de uma falha. Estima-se que uma instalação deste porte fature em torno de R\$ 1.500.000,00 por hora em alta produção, o que torna o valor agregado dos equipamentos irrisórios tendo em vista que o principal ponto é o fornecimento contínuo, ou seja, uma parada em caso de falha pode levar horas para poder ser resolvida. O custo atual do relé de proteção em conjunto com o disjuntor que é o equipamento que interrompe em um momento de falha, em uma instalação como esta, mostra que o próprio investimento em relés mais sofisticados pode tornar o sistema mais confiável e possuir mais recursos de proteção para maior garantia de operação desta indústria.

5 CONCLUSÃO

O trabalho em questão apresentou, inicialmente, uma introdução a proteção dos sistemas elétricos, mostrando situações de problemas que podem ser vistos em diversos pontos de uma instalação, passando por falhas humanas ou causas naturais. Com este contexto foram apresentados os principais parâmetros para uma confiabilidade do sistema, assim como os equipamentos da subestação que são instalados a fim de suportar eventuais problemas.

A metodologia adotada para este trabalho permitiu realizar a obtenção dos dados necessários para o estudo de proteção, mostrar a ferramenta computacional adotada para permitir a avaliação da simulação do sistema, assim como propor melhorias quando necessárias.

O estudo de caso explicitou os dados inseridos no *software* PTW demonstrando as simulações de curto-circuito nesta instalação. Através dos coordenogramas gerados, foi possível avaliar os parâmetros inseridos, verificando suas atuações antes de qualquer tipo de curto-circuito máximo apresentado, relés coordenados com as curvas de dano dos transformadores e da seletividade entre os dispositivos de proteção.

Nos dois cenários simulados, foi possível verificar o comportamento do sistema como um todo, mostrando os níveis de corrente que percorrem em cada equipamento a montante de uma falta. No cenário um, pode ser visto que um curto-circuito ocasionado em um alimentador da subestação no lado de 22 kV causa um impacto grande ao sistema, sensibilizando o relé mais próximo instantaneamente e, caso este venha a falhar, irá sensibilizar as proteções dos secundários dos transformadores, pois estes outros relés também identificam um nível alto de corrente. Para este cenário foi importante ilustrar a seletividade entre estes relés citados, pois caso não fossem bem coordenados, os relés mais distantes da falta poderiam ser sensibilizados, o que é uma situação indesejada em um projeto de proteção.

No cenário dois, foi possível perceber o impacto que um curto-circuito no secundário do transformador de serviços auxiliares causa na subestação onde se encontra. Este cenário foi uma demonstração importante, visto que este ponto é o único de baixa tensão nesta subestação, onde se tem níveis muito superiores de tensão nos demais equipamentos. Na demonstração foi possível perceber que o próprio fusível do transformador não rompe instantaneamente e que no lado de 69 kV

este evento é visto como uma carga no sistema, reforçando a ideia de que a proteção do disjuntor de baixa tensão após o transformador seja bem especificado e ajustado, a fim deste sensibilizar nestas situações.

A ferramenta computacional utilizada, o *software* PTW, foi de grande importância para estes diferentes cenários e simulações no geral, facilitando a visualização dos níveis de curto-circuito diretamente nas barras e transformadores e da geração dos coordenogramas escolhidos pelo usuário, melhorando a compreensão dos resultados.

Por fim, após o desenvolvimento deste trabalho é possível afirmar que os objetivos propostos foram alcançados, visto que as simulações tiveram êxito nas avaliações no geral. A implementação de melhorias no sistema de proteção é uma sugestão relevante, pois o torna mais robusto e confiável, que no caso de uma instalação como esta estão envolvidos equipamentos de alto custo. Aumentar a sensibilidade dos parâmetros é possível visto a área de ajuste das proteções, tornando mais rápida e confiável. A implementação de relés de proteção diferencial é outra possibilidade real, visto que os componentes da subestação como os transformadores de corrente existentes dão esta condição de instalação, garantindo uma proteção extra aos transformadores de 69 kV.

5.1 Sugestão de trabalhos futuros

Com base neste tema de proteção, seguem como sugestão para os trabalhos futuros:

- Análise da influência dos tempos de abertura de disjuntores e relés na proteção do sistema;
- Estudo para a criação de banco de dados na obtenção de cenários de falhas no sistema elétrico;
- Avaliação da precisão dos dispositivos de proteção através de ensaios;
- Avaliação do sistema a partir de diferentes modelos de carga conectados.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Resolução Normativa n° 414**, 2010. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 01 nov. 2021.
- BASLER ELECTRIC. **Transformer Protection Application Guide**. Guia de Aplicação, Highland, 2007. Disponível em: <<https://www.basler.com/Transformer-Protection/>>. Acesso em: 30 out. 2021.
- CAMINHA, Amadeu Casal. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo: Editora Edgard Blücher, 1977.
- CEMIG Distribuição. **Proteção de Sobrecorrente do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig**. Belo Horizonte, 2017. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd_4_15_000001p.pdf>. Acesso em: 09 out. 2021.
- CPFL Energia. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente**. Campinas, 2016. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2912.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2021.
- KINDERMANN. G. **Curto-circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.
- INEBRASA. **Fusíveis Limitadores HH tipo DRVAL**. São Paulo. Disponível em: <<http://inebrasa.tempsite.ws/>>. Acesso em: 07 out. 2021.
- MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.
- MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2020.
- MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019.
- MAMEDE FILHO, João. **Subestações de Alta Tensão**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.
- MARDEGAN, Cláudio. Capítulo IX Proteção dos Transformadores – Parte I. **Revista O Setor Elétrico**. São Paulo, Set. 2010a. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/10/ed56_fasc_protecao_capIX.pdf>. Acesso em: 22 out. 2021.
- MARDEGAN, Cláudio. Capítulo XII Proteção de Cabos. **Revista O Setor Elétrico**. São Paulo, Dez. 2010b. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2011/01/ed59_fasc_protecao_capXII.pdf>. Acesso em: 26 out. 2021.

MARDEGAN, Cláudio. Capítulo XII Tipos de faltas mais comuns. **Revista O Setor Elétrico**. São Paulo, Dez. 2016. Disponível em: <http://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed-131_Fasc%C3%ADculo_Cap%C3%ADtulo-XII-Curto-circuito-para-a-seletividade.pdf>. Acesso em: 13 out. 2021.

PEXTRON. **URPE 7104**. Manual, v10.34, 2019. Disponível em: <<https://www.pextron.com/index.php/pt-br/downloads?task=download.send&id=242&catid=170&m=0>>. Acesso em 09 set. 2020.

Power Tools for Windows, SKM. [Software]. 2012. Disponível em: <<https://www.skm.com/>> Acesso em: 15 nov. 2020.

PRYSMIAN. **Média Tensão – Uso Geral**. Catálogo, 2021. Disponível em: <https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensionamento_Media_Tensao.pdf> Acesso em: 15 nov. 2021.

SANTOS, Edi Carlos Martins et al. Coordenação e seletividade: uma revisão de conceitos e os benefícios das técnicas disponíveis. **Revista O Setor Elétrico**. São Paulo, jan. 2014, ed. 96. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/coordenacao-e-seletividade-uma-revisao-de-conceitos-e-os-beneficios-das-tecnicas-disponiveis/>>. Acesso em: 21 de agosto de 2020.

SIEMENS. **Reyrolle Product Catalog**. Catálogo, V2.0, 2021. Disponível em: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:995f35e6-aac3-4447-b1f5-636c7577b56a/preset:original/operation:download/reyrolleproductcatalogversion2-0_original.pdf. Acesso em 24 out. 2021.

SIEMENS. **7SR11 e 7SR12 Relé de sobrecorrente**. Manual, 2017. Disponível em: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:c0626ae0-c64f-4272-b5a7-29ee05b5db15/preset:original/operation:download/7sr11and7sr12arguscompletetecharguscompletetecnica_original.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2020.

ZANETTA JÚNIOR, Luiz Cera. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2006.