

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

SAMUEL HACK MEURER

**PROTEÇÕES EM BAIXA TENSÃO PARA TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO**

FLORIANÓPOLIS, 2024.

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

SAMUEL HACK MEURER

**PROTEÇÕES EM BAIXA TENSÃO PARA TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Bruno S. Dupczak, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2024.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Meurer, Samuel Hack

Proteções em baixa tensão para transformadores de distribuição / Samuel Hack Meurer; orientação de Bruno Scortegagna Dupczak. - Florianópolis, SC, 2024.
119 p.

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

1. Transformador de distribuição. 2. Proteção. 3. Sobrecarga. 4. Curto-circuito. 5. Análise econômica.
I. Dupczak, Bruno Scortegagna. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. Proteções em baixa tensão para transformadores de distribuição.

PROTEÇÕES EM BAIXA TENSÃO PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

SAMUEL HACK MEURER

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

Florianópolis, 12 de agosto, 2024.

Banca Examinadora:

Prof. Bruno S. Dupczak, Dr. Eng.

Prof. João Carlos Martins Lúcio, Dr. Eng.

Ismael Lima de Borba, Esp. Eng.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por guiar meus caminhos e escolhas durante a vida.

Aos meus pais, Nilma e Cloves, que nunca mediram esforços para me incentivarem a ingressar e finalizar o curso de graduação em Engenharia Elétrica.

A minha esposa, Camille Louise, por sempre me incentivar e me dar forças para nunca desistir.

Ao meu professor orientador, Bruno S. Dupczak, pelo incentivo e envolvimento no desenvolvimento do trabalho.

Aos meus supervisores, Ismael Lima de Borba, Paulo Roberto Anderson e Bruno Tiago Paulo, que deram todo apoio durante a graduação e realização do TCC.

Aos meus colegas de curso, pela amizade durante todo o período de estudos.

Aos meus colegas de trabalho, que de certa forma, agregaram conhecimentos em todas as áreas da engenharia elétrica.

RESUMO

Os transformadores de distribuição desempenham um papel essencial no fornecimento de energia elétrica, convertendo a energia de média para baixa tensão. No entanto, eles estão expostos a várias situações adversas, como sobrecargas e curto-circuitos, que podem prejudicar seu desempenho e causar danos permanentes. Por isso, é crucial implementar medidas de proteção adequadas para garantir a operação segura e confiável dos transformadores de distribuição. Essas medidas têm como objetivo evitar avarias relacionadas às sobrecargas e curto-circuitos, reduzindo danos graves aos equipamentos, minimizando os impactos no fornecimento de energia e melhorando os indicadores de continuidade. As proteções são uma excelente alternativa para evitar avarias, porém apresentam custos de aquisição e implantação no sistema elétrico. Portanto, foi realizado um estudo de caso para analisar a viabilidade técnica e econômica da utilização das proteções em baixa tensão nos transformadores de distribuição. A análise técnica foi realizada por meio das curvas de suportabilidade do transformador de distribuição (TD) e de atuação dos dispositivos de proteção. Já a análise econômica foi feita por meio dos conceitos da matemática financeira, comparando a alternativa que prevê a utilização da proteção em baixa tensão com a alternativa atualmente adotada, que é a proteção na alta tensão e resulta em custos de recuperação e de substituição dos transformadores avariados. Os resultados do estudo de caso demonstram que as proteções em baixa tensão são viáveis tecnicamente, onde os dispositivos de proteção dimensionados e demonstraram boa coordenação das curvas de atuação. No estudo econômico, pela aplicação do método do valor presente líquido, a alternativa que considera a utilização da proteção em baixa tensão se mostra vantajosa economicamente.

Palavras-chave: Transformador de distribuição. Proteção. Sobrecarga. Curto-circuito. Análise econômica.

ABSTRACT

Distribution transformers play an essential role in the supply of electrical energy, converting energy from medium to low voltage. However, they are exposed to various adverse conditions, such as overloads and short-circuits, which can impair their performance and cause permanent damage. Therefore, it is crucial to implement appropriate protection measures to ensure the safe and reliable operation of distribution transformers. These measures aim to prevent damage related to overloads and short-circuits, reducing serious harm to the equipment, minimizing impacts on energy supply, and improving continuity indicators. Protections are an excellent alternative to prevent damage but come with acquisition and implementation costs in the electrical system. Therefore, a case study was conducted to analyze the technical and economic feasibility of using low voltage protections in distribution transformers. The technical analysis was carried out through the supportability curves of the distribution transformer (DT) and the operation of protection devices. The economic analysis was performed using financial mathematics concepts, comparing the alternative that includes using low voltage protection with the currently adopted alternative, which is high voltage protection and results in recovery and replacement costs for damaged transformers. The case study results demonstrate that low voltage protections are technically feasible, with the protection devices sized and showing good coordination of operation curves. In the economic study, using the net present value method, the alternative considering low voltage protection is shown to be economically advantageous.

Keywords: Distribution transformer. Protection. Overload. Short circuit. Economic Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformador primitivo de Faraday	20
Figura 2 - Circuito magnético do transformador monofásico	21
Figura 3 - Circuito equivalente do transformador real	23
Figura 4 – Núcleo envolvido	25
Figura 5 – Núcleo envolvente	25
Figura 6 – Esquema de ligação do TD monofásico	26
Figura 7 – Ligação em triângulo	27
Figura 8 – Ligação em estrela	27
Figura 9 – Esquema de ligação do TD trifásico	28
Figura 10 – Características do líquido isolante	29
Figura 11 – Diagrama de ligação do TD monofásico	30
Figura 12 – Diagrama de polaridade do TD monofásico	30
Figura 13 – Diagrama de ligação do TD trifásico	31
Figura 14 – Diagrama fasorial do TD trifásico	32
Figura 15 – Tipos de carregamento em transformadores	35
Figura 16 – Capacidade de carregamento por tempo	37
Figura 17 – Tempo máximo admissível para cargas de curta duração em transformadores	38
Figura 18 - Instalação de transformador trifásico	40
Figura 19 – Curva característica de atuação de disjuntores	42
Figura 20 - Transformador de distribuição autoprotegido	43
Figura 21 – <i>CSP circuit breaker</i>	44
Figura 22 - Diagrama de coordenação de atuação do dispositivo <i>CSP</i>	46
Figura 23 – Curva característica de tempo x corrente para DJ caixa moldada	48
Figura 24 - Dispositivo de proteção de TDs para minimização de avarias	49
Figura 25 – QGP instado em poste	49
Figura 26 – Fusível NH	51
Figura 27 – Curva de tempo x corrente eficaz do fusível NH WEG	51
Figura 28 – Seccionadora fusível NH00 – 160A	52
Figura 29 - Fluxo de caixa	53
Figura 30 - TDs avariados e retirados de operação na regional de Florianópolis	57
Figura 31 – Principais avarias em TDs CELESC - Florianópolis	58

Figura 32 - Transformador de distribuição com bobinas de AT danificadas por surto de tensão	60
Figura 33 - Transformador de distribuição com bobinas de BT danificadas por curto-circuito.....	61
Figura 34 - Transformador de distribuição avariado por sobrecarga.....	62
Figura 35 – Características elétricas <i>CSP</i>	66
Figura 36 – Coordenograma de proteção – TD 150 kVA - <i>CSP</i>	68
Figura 37 – Coordenograma de proteção – TD 45kVA – DJ caixa moldada.....	72
Figura 38 – Coordenograma de proteção – TD 45kVA – NH	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos de aquisição de TDs na CELESC	63
Tabela 2 - Custos de recuperação de TDs CELESC	63
Tabela 3 - Custos de substituição de TDs danificados CELESC	64
Tabela 4 – Dimensionamento de disjuntores CSP	67
Tabela 5 – Lista de materiais – QGP-DJ	69
Tabela 6 – Corrente nominal, sobrecarga e curto-circuito de TDs	70
Tabela 7 – Dimensionamento de disjuntores caixa moldada	73
Tabela 8 – Lista de materiais – QGP-NH	74
Tabela 9 – Dimensionamento dos fusíveis NH.....	77
Tabela 10 – Valores de aquisição do QGP com fusível NH	79
Tabela 11 – Valores de aquisição do QGP com DJ caixa moldada	79
Tabela 12 – Valores de aquisição de TDs autoprotegidos	79
Tabela 13 – Custo anual de reparo da falha por potência.....	81
Tabela 14 – Investimento total para implementação da proteção	82
Tabela 15 – Histórico de correção anual em serviços de reparo de TDs	83
Tabela 16 – Fluxo de caixa para o TD autoprotegido de 45kVA	85
Tabela 17 – Resultados da análise VPL e TIR para TD autoprotegido	86
Tabela 18 – Fluxo de caixa para o QGP com disjuntor caixa moldada no TD de 45kVA	87
Tabela 19 – Resultados para análise VPL para o QGP-DJ no TD de 45kVA	88
Tabela 20 – Custos estimados anuais com reposição de fusíveis NH	89
Tabela 21 – Fluxo de caixa para o QGP com fusível NH no TD de 45kVA.....	90
Tabela 22 - Resultados da análise VPL para o QGP-NH no TD de 45kVA.....	91
Tabela 23 - Resultados das análises de VPL.....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
A	Ampère
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CARF	Custo anual de reparo da falha
CSP	<i>Completely Self-Protected Transformers</i>
CURF	Custo unitário de reparo da falha
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DJ	Disjuntor termomagnético
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
kA	Quilo-ampère
kV	Quilovolts
kVA	Quilovolt-ampère
MRT	Monofásico com retorno por terra
MT	Média tensão
NH	<i>Niederspannungs Hochleistungs</i>
ONAN	Óleo natural, ar natural
p.u.	Por unidade
QGP	Quadro geral de proteção
RD	Rede de distribuição
SE	Subestação de energia elétrica
TD	Transformador de distribuição

TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
UC	Unidade consumidora
V	Volt
VP	Valor presente
VPL	Valor presente líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	15
1.2	Definição do Problema	16
1.3	Objetivo Geral.....	18
1.4	Objetivos Específicos	18
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1	Transformadores.....	20
2.2	Transformadores de distribuição	24
2.2.1	Tipos de núcleo	24
2.2.2	Tipos de ligações	25
2.2.3	Líquido isolante	28
2.2.4	Diagrama de ligação, diagrama de polaridade e diagrama fasorial	29
2.3	Corrente nominal, corrente de curto-circuito e suportabilidade máxima dos transformadores de distribuição	32
2.4	Proteções em baixa tensão	39
2.4.1	Proteção termomagnética	40
2.4.1.1	<i>Transformador autoprotegido.....</i>	<i>43</i>
2.4.1.2	<i>Disjuntor termomagnético em caixa moldada</i>	<i>47</i>
2.4.2	Proteção térmica por fusível NH	50
2.5	Análise econômica.....	52
2.5.1	Fluxo de caixa	53
2.5.2	Taxa mínima de atratividade	54
2.5.3	Método do valor presente líquido	55
2.5.4	Método da taxa interna de retorno	56
3	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO NA CELESC.....	57
3.1	Avarias em transformadores de distribuição aéreos na rede da CELESC	57
3.1.1	Avaria por surto de tensão	58
3.1.1.1	<i>Sobretensões por descargas diretas.....</i>	<i>58</i>
3.1.1.2	<i>Sobretensões por descargas indiretas induzidas</i>	<i>59</i>
3.1.2	Avaria por curto-circuito externo ao TD.....	60
3.1.3	Avaria por sobrecarga.....	61
3.2	Custos da CELESC com transformadores de distribuição	62
4	ESTUDO DE CASO	65
4.1	Viabilidade técnica e dimensionamento dos dispositivos de proteção	65
4.1.1	Transformador autoprotegido.....	65
4.1.2	Quadro geral de proteção com DJ caixa moldada (QGP-DJ)	69
4.1.3	Quadro geral de proteção com fusível NH (QGP-NH)	74
4.2	Viabilidade econômica	78
4.2.1	Custos para aquisição das proteções	78
4.2.2	Análise dos investimentos.....	80
4.2.3	Fluxo de caixa para aquisição de TDs autoprotegidos.....	84
4.2.4	Fluxo de caixa para aquisição QGP-DJ	86
4.2.5	Fluxo de caixa para aquisição QGP com fusível NH.....	88

4.2.6	Análise dos resultados	91
5	CONCLUSÃO	93
	REFERÊNCIAS	95
	ANEXOS	99
	ANEXO A – Coordenograma de proteção QGP-DJ	100
	ANEXO B – Coordenograma de proteção QGP-NH	103
	ANEXO C – Fluxo de caixa para o TD autoprotegido	106
	ANEXO D – Fluxo de caixa para o QGP com disjuntor caixa moldada....	109
	ANEXO E – Fluxo de caixa para o QGP com fusível NH.....	112
	ANEXO F – Orçamento para implementação do QGP-DJ.....	115
	ANEXO G – Orçamento para implementação do QGP-NH.....	117

1 INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica são constituídas por diversos equipamentos, entre eles estão os condutores, isoladores, postes, chaves fusíveis, religadores, reguladores de tensão, transformadores de distribuição (TDs), entre outros.

Os transformadores de distribuição são amplamente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica, realizando a redução de média tensão (MT) para baixa tensão (BT), através do princípio da indução eletromagnética. No entanto, devido às características da rede de distribuição e do perfil de consumo dos usuários, os TDs estão sujeitos a diversas avarias que podem comprometer sua operação.

Os principais eventos que causam avarias nos TDs são os curto-circuitos, sobrecargas e sobretensões, causadas pelas descargas atmosféricas, sejam elas de forma direta ou indireta. (MAK *et al.*, 2006). Além disso, os TDs também estão expostos à sazonalidade de carga e furtos de energia, que contribuem para constantes avarias por sobrecarga.

Segundo Tronchoni (2008, p.5), os desligamentos não programados são um dos fatores que mais contribuem para a interrupção do fornecimento de energia e, portanto, na qualidade do serviço prestado. Esses desligamentos acabam causando prejuízos econômicos e sociais aos consumidores e à concessionária de energia.

Conforme a especificação E-313.0002 da CELESC (2021), as proteções a serem utilizadas nos TDs são os elos fusíveis e os para-raios, localizados no lado de alta tensão do TD. Porém, no caso dos elos fusíveis de alta tensão, a proteção contra sobrecarga e curto-circuito nem sempre é eficiente, já que a corrente do secundário, quando vista do lado primário do TD, pode não sensibilizar a proteção de alta tensão. (MAMEDE, 2020, p. 400).

A proteção instalada do lado de baixa tensão do TD pode ser mais eficiente durante a operação. Dispositivos termomagnéticos como disjuntores e os dispositivos térmicos com os fusíveis NH, são mais eficazes na proteção contra sobrecarga e curto-circuito.

Após definir os tipos de proteção em BT a serem utilizados nos TDs, é necessário realizar um estudo de viabilidade técnica, através da plotagem das curvas

de atuação dos dispositivos de proteção e da curva de suportabilidade dos TDs. Dessa forma, é possível validar se as proteções serão eficientes.

Além da viabilidade técnica, o estudo da viabilidade econômica também é crucial para os novos investimentos nas proteções. Para isso, deve-se levantar os custos relacionados ao reparo das falhas dos TDs e o custo de aquisição das proteções, para então realizar o estudo financeiro, validando se há ou não o retorno esperado do investimento.

Desta forma, a implementação correta de proteções em baixa tensão, pode ser crucial para a prevenção de avarias por sobrecarga e curto-circuito em TDs. Além disso, o estudo financeiro é primordial para análise de investimentos em novos equipamentos, evitando riscos financeiros e garantindo que os recursos sejam utilizados de forma eficiente.

Neste contexto, a implementação de proteções em baixa tensão, corretamente dimensionadas e ajustadas, é vital para a prevenção de danos e aumento da vida útil dos transformadores de distribuição. Este trabalho aborda as metodologias e tecnologias disponíveis para a proteção de TDs contra curto-circuitos, sobrecargas, variações sazonais de carga e furto de energia, destacando a importância de um sistema de proteção robusto e eficiente para a manutenção da integridade e confiabilidade da rede elétrica.

1.1 Justificativa

As avarias que ocorrem nos TDs geram custos elevados às concessionárias de energia elétrica. No ano de 2022, a CELESC teve um gasto de 21,8 milhões de reais em recuperação de TDs, e cerca de 10 milhões de reais com a compra de novos transformadores de distribuição. Esses valores são referentes ao setor de manutenção da empresa, ou seja, gastos realizados com a recuperação e compra de TDs para reposição de equipamentos avariados.

Um desligamento não programado, ocasionado por avaria de equipamento, pode resultar em custos além dos já citados no parágrafo anterior, como indenizações a clientes, aumento nos indicadores de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por

Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), e o não faturamento da energia nesse intervalo de tempo.

De acordo com a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), no ano de 2021, os consumidores ficaram, em média, 11,84 horas sem energia. Esse período médio está ligado diretamente ao tempo de atendimento, já que, para o reestabelecimento da energia elétrica no caso de um TD avariado, é necessário o deslocamento de equipes de manutenção corretiva.

Para os transformadores de distribuição, a proteção com chave fusível em média tensão acaba sendo pouco eficiente quando se trata de sobrecarga ou curto-circuito no ramal secundário de distribuição. (MAMEDE, 2020, p. 400). Desta forma, proteções em baixa tensão, dimensionadas corretamente, podem reduzir significativamente as avarias nos TDs.

Tem-se então a necessidade do uso de uma proteção mais eficiente, buscando uma maior confiabilidade para o equipamento em questão, evitando a troca por avarias devido à sobrecarga de longa duração, curto-circuito e o reestabelecimento da energia elétrica de forma mais ágil.

Visando a melhoria na qualidade do serviço, o uso de proteções em baixa tensão nas redes de distribuição pode reduzir significativamente o tempo médio de atendimento nos casos de sobrecarga de longa duração e curto-circuito no TD, já que, ao invés de substituir um TD avariado, é necessário apenas religar o dispositivo de proteção na BT.

1.2 Definição do Problema

As avarias nos transformadores de distribuição (TDs) relacionadas a eventos externos, como sobrecargas e curto-circuitos, geram diversos problemas para as concessionárias e para os clientes afetados. Além dos custos elevados e a redução dos indicadores de continuidade, há o inconveniente da interrupção no fornecimento de energia durante o tempo de atendimento para a substituição dos equipamentos avariados.

Atualmente, no sistema de distribuição da CELESC, existem 190 mil transformadores de distribuição em operação. Anualmente, cerca de 8 mil TDs são removidos da rede, sendo 6 mil devido a avarias.

Os principais eventos que ocorrem nos TDs são as sobrecargas, curto-circuitos e sobretensões (causadas por descargas atmosféricas). De acordo com levantamentos internos na CELESC, essas avarias representam cerca 90% das causas de falha dos TDs.

A sobrecarga de longa duração pode ser proveniente de períodos sazonais, aumento de carga em unidades consumidoras (UCs) sem aviso prévio à concessionária, furtos de energia e faltas de alta impedância, que são provenientes do rompimento parcial do dielétrico de isoladores ou vegetação que acabam entrando em contato com a rede.

O curto-circuito pode ser ocasionado por contato entre os cabos dos ramais de BT ou queda de postes em condições climáticas adversas. Essas avarias acabam danificando o TD de forma permanente, sendo necessária a substituição do mesmo, aumentando o tempo médio de atendimento.

Para a redução das avarias por sobrecarga e curto-circuito, é possível implementar proteções em baixa tensão. Para este estudo, será considerada a utilização de TDs autoprotegidos ou dispositivos de proteção externos em baixa tensão, como disjuntores em caixa moldada ou fusíveis do tipo NH.

Na utilização dos dispositivos de proteção, devem ser observadas as curvas de atuação dos dispositivos em relação à curva de suportabilidade máxima dos transformadores de distribuição. Além disso, realizar um estudo financeiro é crucial para garantir a viabilidade do projeto e assegurar um retorno financeiro para a concessionária de energia elétrica.

Portanto, há a necessidade de estudar e definir as metodologias corretas para o dimensionamento do dispositivo de proteção e realizar estudos econômicos financeiros para viabilizar o investimento em proteções.

1.3 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnica e econômica do uso de TDs autoprotegidos e de proteções termomagnéticas acopladas a TDs convencionais, visando uma redução nos custos relacionados às avarias nos transformadores de distribuição.

1.4 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- a) apresentar uma revisão bibliográfica referente a transformadores de distribuição e proteções em baixa tensão;
- b) apresentar as principais avarias que afetam os transformadores de distribuição;
- c) analisar a viabilidade técnica e dimensionar as proteções em baixa tensão para transformadores de distribuição;
- d) analisar a viabilidade econômica das proteções em baixa tensão para transformadores de distribuição.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido conforme os seguintes capítulos:

O primeiro capítulo traz a introdução, objetivos, justificativa e definição do problema.

No segundo capítulo, apresenta-se uma revisão bibliográfica, sobre transformadores de distribuição e proteções em baixa e alta tensão a serem utilizadas em TDs.

O terceiro capítulo, apresenta as causas mais comuns de avarias nos transformadores de distribuição e os custos relacionados à aquisição e recuperação de TDs.

No quarto capítulo apresenta-se o estudo de viabilidade técnica e econômica referente à utilização das proteções em baixa tensão para transformadores de distribuição

Por fim, o capítulo cinco apresenta as considerações finais.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão apresentados os fundamentos básicos dos transformadores, as características construtivas e avarias dos transformadores de distribuição, além das formas de proteção em baixa tensão para curto-circuito e sobrecarga.

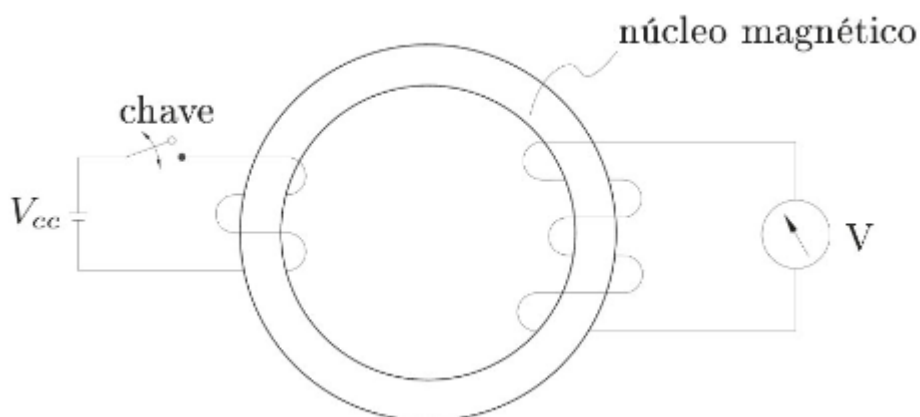
2.1 Transformadores

A história do transformador teve seu início por volta de 1820. A clássica experiência de Oersted mostrou que uma corrente elétrica produzia o deslocamento de uma bússola devido ao efeito do campo magnético (BIM, 2018, p.66).

Michael Faraday, em 1831, com a descoberta do princípio da indução eletromagnética, mostrou que é possível, a partir de fluxo magnético variável, gerar tensões elétricas. Sua experiência consistiu em chavear a fonte de tensão que alimentava uma bobina enrolada em torno de um núcleo toroidal e verificar o surgimento de tensão elétrica entre os terminais de uma segunda bobina, isolada eletricamente da primeira. Outro aspecto pioneiro dessa descoberta foi o fato de Faraday ter usado um núcleo de ferro fechado com duas bobinas sem conexão elétrica entre si, construindo assim o que se pode chamar de transformador primitivo. (BIM, 2018, p.66).

A Figura 1, apresenta o transformador primitivo montado por Michael Faraday em 1831, demonstrando o princípio da indução eletromagnética.

Figura 1 – Transformador primitivo de Faraday



Fonte: Bim (2018).

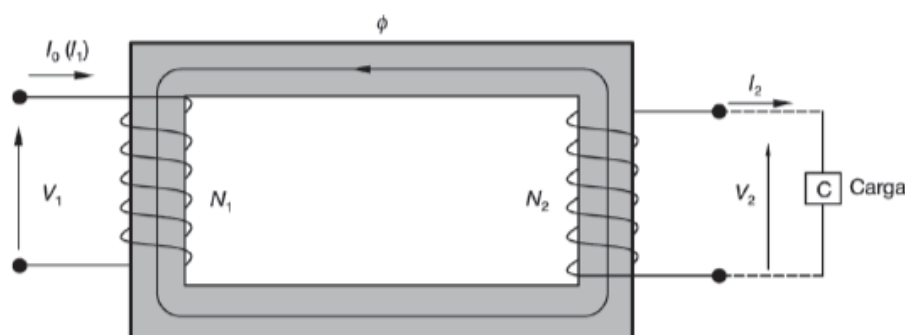
A característica construtiva mais comum dos transformadores consiste em duas ou mais bobinas de fio de cobre ou alumínio, enroladas em torno de um núcleo ferromagnético comum. Essas bobinas não estão conectadas diretamente entre si. A única conexão entre as bobinas é o fluxo magnético comum presente no núcleo (CHAPMAN, 2013, p. 66).

Um dos enrolamentos do transformador é ligado a uma fonte de energia elétrica em corrente alternada (CA) e o segundo enrolamento do transformador fornece energia às cargas. O enrolamento do transformador ligado à fonte de energia é denominado enrolamento primário ou enrolamento de entrada e o enrolamento conectado às cargas é denominado enrolamento secundário ou enrolamento de saída (CHAPMAN, 2013, p. 66).

Outra característica do transformador é manter no secundário, a mesma frequência do primário, alterando apenas a tensão e a corrente de saída em relação a entrada (FILHO, 2019, p. 360).

A Figura 2 apresenta o circuito magnético mais simples para a representação do transformador.

Figura 2 - Circuito magnético do transformador monofásico



Fonte: Filho (2019, p. 360).

A equação (1), explica a indução de tensão no enrolamento secundário através do fluxo magnético que circula no núcleo é a equação da lei de Faraday-Lenz (SIMONE, 2010, p. 5), onde $e(t)$ é tensão induzida instantânea, (N) é o número de espiras da bobina do secundário, (Φ) é o fluxo magnético que atravessa as espiras do secundário e (t) é o tempo.

$$e(t) = -N * \frac{d\phi \text{ mútuo}}{dt} \quad (1)$$

Outro fator importante para os transformadores é a determinação da relação de transformação que é determinada através da equação (2). Essa equação representa a relação entre as tensões de entrada e saída do transformador, assim como a relação entre as espiras e as correntes do primário e secundário. Chapman (2013, p. 69), apresenta a equação de relação de transformação do transformador ideal como:

$$\frac{vp(t)}{vs(t)} = \frac{Np}{Ns} = a \quad (2)$$

Onde, (vp(t)) é a tensão aplicada no primário, (vs(t)) é tensão produzida no secundário, (Np) é o número de espiras do primário, (Ns) o número de espiras do secundário e (a) é a relação de transformação. Para a definição da relação de transformação das correntes, utiliza-se a equação (3):

$$\frac{ip(t)}{is(t)} = \frac{1}{a} \quad (3)$$

Onde, (ip(t)) é a corrente do primário, (is(t)) é corrente produzida no secundário e (a) é a relação de transformação. Observa-se que a relação entre as correntes do primário e secundário é inversamente proporcional a relação de transformação.

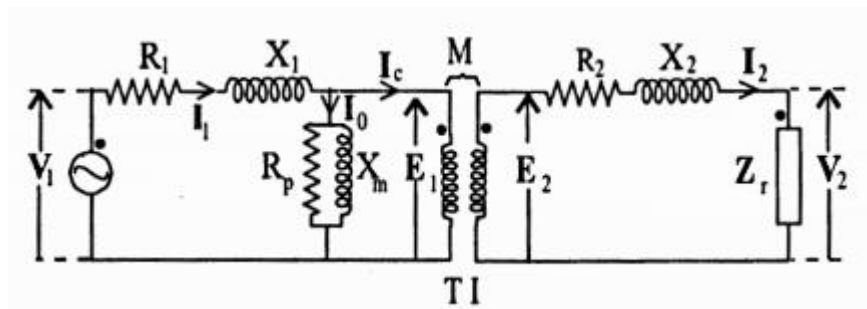
Para a representação real do transformador, é necessária a consideração de resistências e reatâncias, representando as perdas e as quedas de tensão associadas ao transformador. As perdas por efeito Joule, representadas na Figura 3 pelas resistências R1 e R2, são as perdas por aquecimento nos condutores das bobinas do primário e secundário (JORDÃO, 2002, p. 8). Esse aquecimento se torna ainda mais intenso quando o transformador sofre sobrecargas, causando a degradação do papel e do óleo isolante.

Nem todo o fluxo magnético produzido pela bobina primária chega até a bobina secundária. Parte desse fluxo magnético acaba se dispersando pelo meio isolante do transformador. Na Figura 3, essas perdas são representas pelas impedâncias X1 e X2. O ramo em paralelo no primário, representa as perdas por

magnetização, sendo a perda por histerese e correntes parasitas representada pela resistência R_p e a corrente de magnetização necessária para a criação do fluxo mútuo, representada pela reatância indutiva X_m (JORDÃO, 2002, p. 10).

A Figura 3, apresenta o circuito equivalente do transformador operando em regime permanente.

Figura 3 - Circuito equivalente do transformador real



Fonte: Jordão (2002, p. 10).

No circuito equivalente do transformador da Figura 3 tem-se:

V_1 - tensão de entrada;

R_1 - resistência do enrolamento primário;

X_1 - reatância de dispersão do enrolamento primário;

I_1 - corrente de entrada do primário;

I_0 - corrente em vazio;

I_c - corrente de carga;

R_p - resistência de perdas no ferro;

X_m - reatância de magnetização;

E_1 - tensão de entrada do transformador ideal;

T_1 - transformador ideal;

M - fluxo mútuo;

E_2 - tensão de saída do transformador ideal;

R_2 - resistência do enrolamento secundário;

X_2 - reatância de dispersão do enrolamento secundário;

I_2 - corrente de saída do secundário;

Z_r - impedância da carga;

V_2 - tensão de saída.

2.2 Transformadores de distribuição

Os transformadores de distribuição são extremamente importantes para as concessionárias de energia elétrica. Os TDs realizam a redução da média tensão de distribuição para a tensão secundária de distribuição e podem ser do tipo monofásico, bifásico e trifásico.

Em grandes centros urbanos, devido à alta demanda de energia elétrica, normalmente são instalados os transformadores trifásicos. Já em áreas urbanas afastadas ou em áreas rurais, podem ser instalados os transformadores monofásicos ou trifásicos, a depender do nível e tipo de fornecimento de energia necessária ao consumidor.

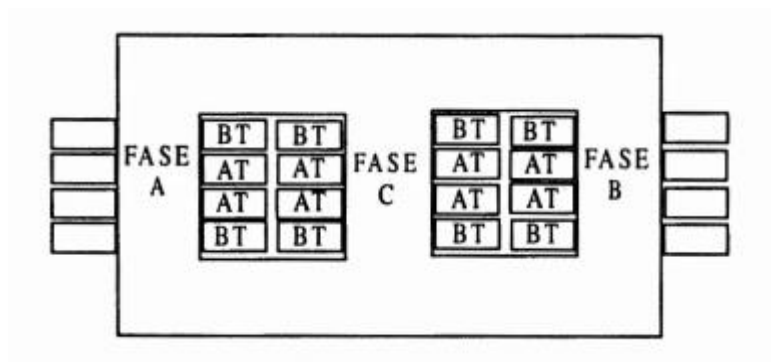
Existem diversas formas construtivas para os transformadores de distribuição. No Brasil, a normativa que regulamenta os transformadores de distribuição aéreos é a ABNT NBR 5440 de 2014. No estado de Santa Catarina, a concessionária permissionária de maior porte é a CELESC. A normativa que regulamente os TDs da rede de distribuição da mesma é a “E-313.0002 - Transformadores para redes aéreas de distribuição”.

2.2.1 Tipos de núcleo

Os núcleos dos transformadores de distribuição podem ser do tipo envolvido ou envolvente. A escolha do tipo de núcleo depende dos critérios definidos no momento do projeto do TD. A principal função do núcleo é o acoplamento magnético entre os enrolamentos primário e secundário. Normalmente, os núcleos dos TDs são constituídos de chapas de ferro-silício de grão orientado.

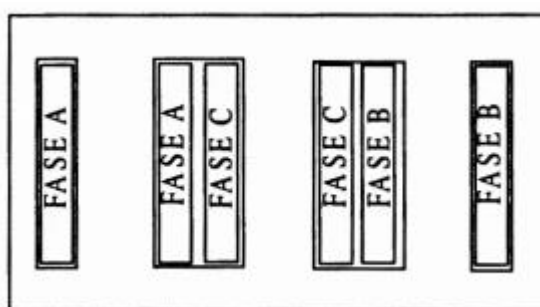
As Figuras 4 e 5, mostram as disposições das bobinas em relação ao tipo de núcleo.

Figura 4 – Núcleo envolvido



Fonte: Jordão (2002, p.68).

Figura 5 – Núcleo envolvente



Fonte: Jordão (2002, p. 68).

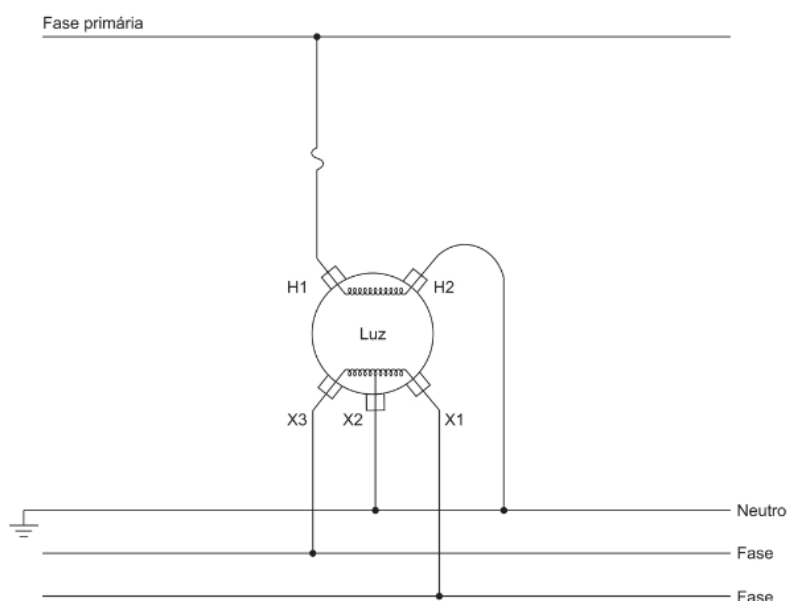
2.2.2 Tipos de ligações

Existem as mais variadas formas de ligação para transformadores.

Nos transformadores de distribuição monofásicos, a ligação comum é o MRT (monofásico com retorno por terra). Esses transformadores contêm apenas uma bucha no lado primário, sendo essa, conectada com a rede de distribuição. A outra extremidade da bobina do primário normalmente é conectada à um ponto de aterramento, na parte interna do tanque. A ligação do enrolamento secundário pode ser por meio de duas ou três buchas, denominadas de X1, X2 e X3, onde, no caso de três buchas, tem-se a disposição dois níveis de tensão.

A Figura 6, mostra o esquema de ligação do TD MRT.

Figura 6 – Esquema de ligação do TD monofásico



Fonte: Gedra, Barros e Borelli (2014, p.31)

Como é possível observar na figura acima, a bobina de alta tensão é ligada a rede primária através da bucha H1, onde é alimentado o enrolamento primário do TD. A conexão do final da bobina do primário é através do terminal H2, sendo esta, conectada ao aterramento ou neutro, externa ou internamente ao TD. Os terminais de saída do TD, X1, X2 e X3, são conectadas ao ramal de distribuição secundário, onde normalmente, o terminal X2 é aterrado. O terminal X2 é derivado de um ponto central da bobina secundária do TD, desta forma, a tensão entre as fases X1 e X3 é o dobro da tensão entre as fases e o neutro X2.

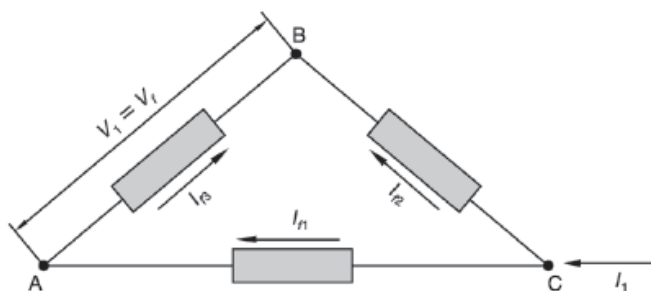
Os transformadores de distribuição trifásicos normalmente são compostos por dois conjuntos de três bobinas, sendo um conjunto de bobinas primárias e outro de bobinas secundárias. Comumente, as bobinas do primário são conectadas através da ligação delta e o secundário conectado em estrela.

A ligação em triângulo ou delta, tem por característica a ligação entre bobinas, onde o início de uma bobina é interligado ao final de outra bobina. A Figura 7, mostra a forma de ligação das bobinas em triângulo.

A ligação em triângulo é comumente utilizada no primário dos transformadores de força e de distribuição, podendo, no entanto, ser utilizada no secundário, em alguns casos particulares, como nos transformadores de forno a arco ou em aplicações em que não se deseja a circulação de correntes de terra no caso de um primeiro defeito entre fase e terra. (FILHO, 2019, p. 373).

A característica principal da ligação triângulo, é que a tensão de fase é igual a tensão de linha. Já para as correntes, a corrente de fase é raiz de três vezes menor que a corrente de linha.

Figura 7 – Ligação em triângulo

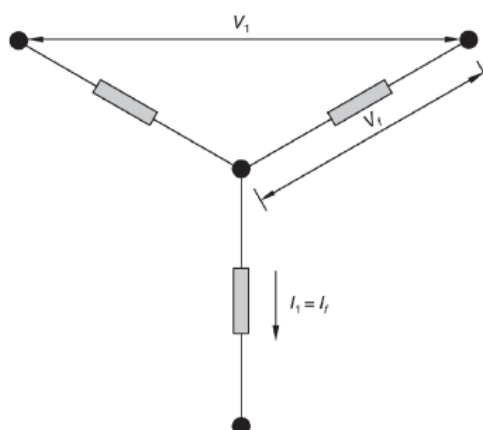


Filho (2019, p. 373)

Já a ligação em “Y” ou estrela, caracteriza-se pela possibilidade obtenção de dois níveis de tensão. Como uma das extremidades de cada bobina são interligadas entre si, acaba surgindo o ponto comum, denominado de neutro. Então, conectando uma carga entre um dos terminais de uma bobina e o ponto central, tem-se a tensão de fase.

Para a ligação estrela, a corrente de fase é igual a corrente de linha, já a tensão de fase é raiz de três vezes menor que a tensão de linha. A Figura 8, mostra o esquema de ligação em estrela.

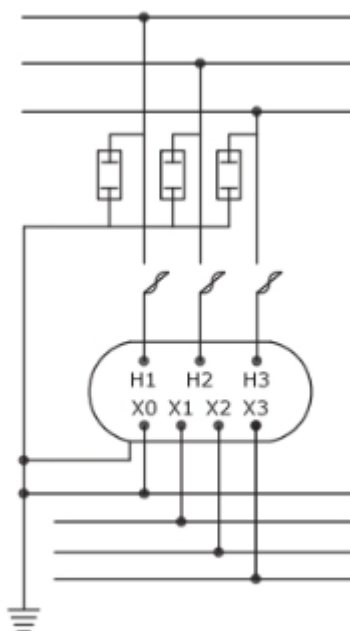
Figura 8 – Ligação em estrela



Filho (2019, p. 373)

A Figura 9, demonstra um transformador de distribuição trifásico, com ligações em delta no primário e estrela no secundário, conectado à rede de distribuição.

Figura 9 – Esquema de ligação do TD trifásico



Fonte: Gedra, Barros e Borelli (2014, p.30)

2.2.3 Líquido isolante

Os transformadores de distribuição aéreos, em sua grande maioria, possuem como isolamento o óleo mineral, papel e verniz. Para o óleo isolante, de acordo com a NBR 5440 (2014, p. 16), são admitidos líquidos isolantes do tipo mineral e vegetal. O óleo do tipo mineral pode ser do tipo A com base naftênica ou do tipo B com base parafínica. Os óleos tipo A e B, devem seguir as resoluções vigentes na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O óleo vegetal deve seguir as resoluções da NBR 15422.

A Figura 10, apresenta as características do óleo isolante para TDs.

Figura 10 – Características do líquido isolante

Características do óleo	Unidade	Vegetal			Mineral		
		ASTM	ABNT NBR	Valor	ASTM	ABNT NBR	Valor
Tensão interfacial	mN/m	–	–	Não aplicável	D 971	6234	≥ 40
Teor de água	mg/kg ^a	D 1533	10710	≤ 300	D 1533	10710	≤ 25
Rigidez dielétrica (eletrodo de disco) ^b	kV	D 877	6869	≥ 30	D 877	6869	≥ 30
Rigidez dielétrica (eletrodo de calota) ^b	kV	–	IEC 60156	≥ 45	–	IEC 60156	≥ 45
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 25 °C ^c	%	D 924	12133	≤ 0,5	D 924	12133	≤ 0,05
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 100 °C ^c	%	D 924	12133	≤ 8	D 924	12133	≤ 0,9
Índice de neutralização	mgKOH/g	D 974	14248	≤ 0,06	D 974	14248	≤ 0,03
Ponto de combustão	°C	D 92	11341	≥ 300	–	–	–
Teor de bifenilaspolicloradas (PCB)	mg/kg ^a	–	13882	Não detectado	–	13882	Não detectado
^a A unidade mg/kg equivale a ppm. ^b Qualquer um dos métodos de medição da rigidez dielétrica pode ser utilizado. ^c Qualquer um dos métodos de medição do fator de perdas dielétricas pode ser utilizado.							

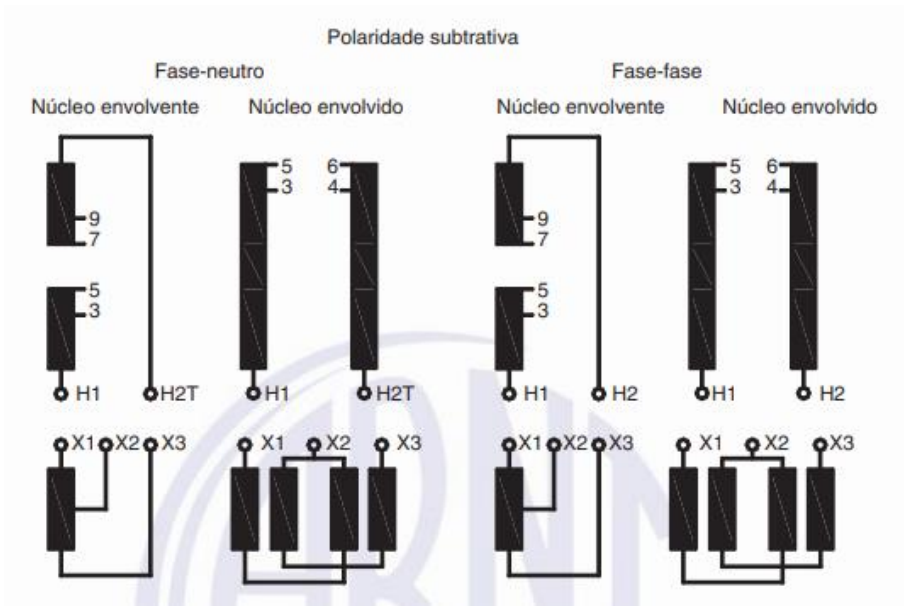
Fonte: NBR 5440 (2014).

2.2.4 Diagrama de ligação, diagrama de polaridade e diagrama fasorial

Os transformadores de distribuição monofásicos, segundo a NBR 5440, devem ter polaridade subtrativa. A Figura 11, representa os esquemas de ligação das bobinas de alta e baixa tensão dos TDs monofásicos.

Por se tratar de um transformador monofásico e devido ao esquema de ligação proposto na NBR 5440, não há defasagem entre a fase do primário e do secundário do TD. Pode-se observar na Figura 12, o esquema de polaridade entre as fases do primário e secundário do transformador monofásico.

Figura 11 – Diagrama de ligação do TD monofásico



Fonte: NBR 5440 (2014).

Figura 12 – Diagrama de polaridade do TD monofásico

Tensão máxima do equipamento kV		Primário	Secundário	
			Duas buchas	Três buchas
Fase-neutro	$\frac{15}{\sqrt{3}}$	H1 H2T	X1 X2	X1 X2 X3
	$\frac{24,2}{\sqrt{3}}$ e $\frac{36,2}{\sqrt{3}}$			
Fase-fase	15,	H1 H2	X1 X2	X1 X2 X3
	24,2 e 36,2			

NOTA Para transformadores destinados a atender a redes de 15 kV existentes, é permitida a polaridade aditiva.

Fonte: NBR 5440 (2014).

As variações entre as ligações das bobinas do primário e secundário, em transformadores trifásicos, geram deslocamentos angulares entre as fases do primário e secundário. Segundo Filho (2019, p. 451), o deslocamento angular é a diferença entre os fasores que representam as tensões entre o ponto neutro e os terminais correspondentes de dois enrolamentos, quando um sistema de sequência positiva de

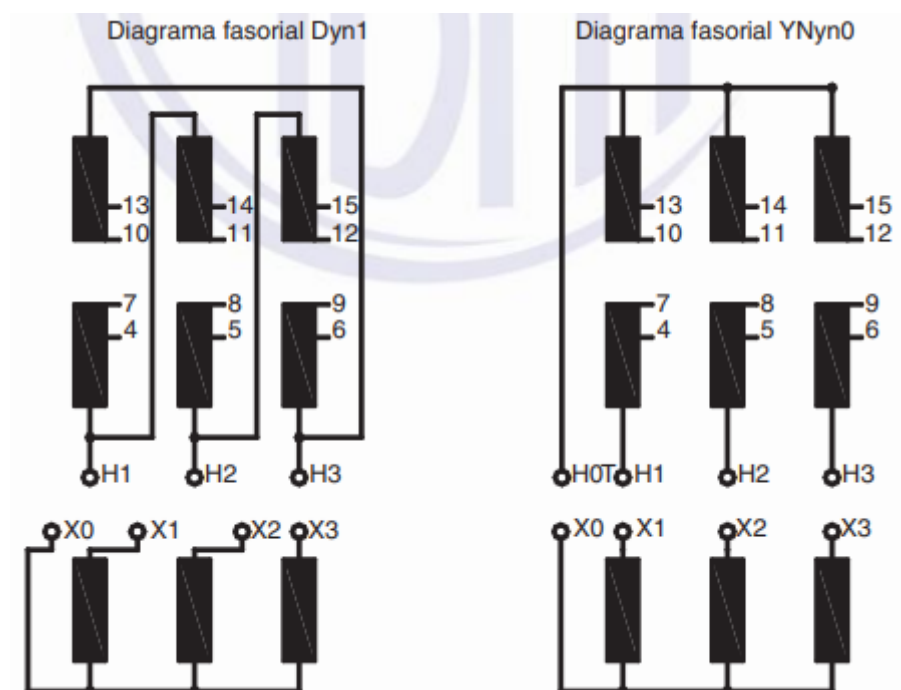
tensão é aplicado aos terminais de tensão mais elevada, na ordem numérica desses terminais.

O deslocamento angular é indicado através das letras maiúsculas D e Y para as conexões primárias do transformador, representando a ligação triângulo e estrela, respectivamente. As letras minúsculas d, y e z representam o tipo de conexão dos enrolamentos secundários, respectivamente iguais a triângulo, estrela e zigue-zague. Junto das letras acompanham números que variam de 0 a 11, cada um representando o ângulo correspondente ao deslocamento angular. (FILHO, 2019, p. 415).

Os transformadores de distribuição trifásicos, segundo a NBR 5440, devem ter ligação do tipo delta-estrela (Dyn1) ou estrela-estrela (YNyn0). A Figura 13, mostra os esquemas de ligação para TDs conforme a ABNT 5440.

Observa-se que nos casos em que há a ligação em estrela (Y), o neutro, ou ponto central, representado pela sigla H0, no caso da bobina de alta tensão, ou X0, no caso da bobina de baixa tensão, é acessível.

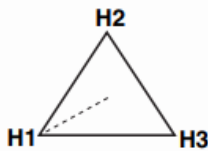
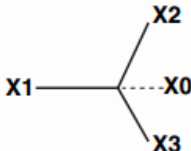
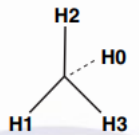
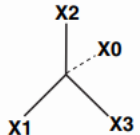
Figura 13 – Diagrama de ligação do TD trifásico



Fonte: NBR 5440 (2014).

A Figura 14, mostra o deslocamento angular entre as fases do primário e secundário. Para o esquema de ligação Dyn1, podemos observar que há o deslocamento de 30° da fase primária em relação a fase secundária correspondente. Já no esquema de ligação YNyn0, observa-se que não há o deslocamento angular, já que o deslocamento só ocorre quando há transformações entre diferentes esquemas de ligação do primário e secundário do transformador.

Figura 14 – Diagrama fasorial do TD trifásico

Tensão máxima do equipamento fase-fase kV	Primário	Secundário
15, 24,2 e 36,2		
Tensão máxima do equipamento fase-fase kV	Primário	Secundário
36,2 ^a		
^a Para esse tipo de ligação, o eventual fechamento do fluxo magnético não pode se fechar por meio do tanque do transformador, em caso de falta de fase.		

Fonte: NBR 5440 (2014).

2.3 Corrente nominal, corrente de curto-circuito e suportabilidade máxima dos transformadores de distribuição

Os transformadores possuem faixas de operação e carregamento elétrico que dependem da característica construtiva dos mesmos. Os transformadores de distribuição, geralmente, são do tipo Óleo Natural, Ar Natural (ONAN). Desta forma, o sistema de refrigeração do TD ocorre através da circulação de óleo por convecção térmica natural nos enrolamentos e radiadores, e através do fluxo de ar por convecção natural sobre o tanque e radiadores. IEEE (2011, p. 66, tradução nossa).

A corrente nominal do TD está relacionada com a potência nominal e com a tensão nominal de linha, por meio da equação (4), segundo Filho (2019, p. 400).

$$Int = \frac{Pnt}{\sqrt{3}xVnt} \quad (4)$$

Onde:

Int = Corrente nominal de linha do TD (A);

Pnt = Potência nominal do TD (kVA);

Vnt = Tensão de linha do TD (kV).

Outro fator importante a ser considerado no dimensionamento de dispositivos de proteção, é a corrente máxima de curto-circuito. No caso dos transformadores de distribuição, para o cálculo de curto-circuito, necessita-se dos valores de impedância de conexão no ponto em que o TD está sendo alimentado. Ou seja, o equivalente de *Thévenin* das impedâncias dos cabos dos ramais de alimentação e alimentadores até a barra da subestação.

Uma solução alternativa ao equivalente de *Thévenin*, que é variável para cada ponto de conexão na rede de distribuição, é a corrente presumida de curto-circuito nos terminais de baixa tensão do transformador. Essa metodologia considera apenas a impedância percentual interna do TD e a corrente nominal. De acordo com Filho (2023, p.222), a corrente presumida nos terminais do transformador pode ser calculada da seguinte forma:

$$Icst = \frac{In}{Z_{pt}\%} \times 100 \quad (5)$$

Onde:

$Icst$ = Corrente de curto-circuito no secundário do transformador (A);

In = Corrente nominal do transformador (A);

$Z_{pt}\%$ = Impedância percentual do transformador.

A corrente de curto-circuito calculada de forma presumida acaba retornando valores ligeiramente maiores do que o cálculo convencional, o que não compromete o dimensionamento correto do dispositivo de proteção. Além disso, para o cálculo de curto-circuito, foram utilizados valores de referência para impedância estabelecidos conforme a tabela 5 da ABNT NBR 5440:2014, tendo em vista que, esses valores, possuem pequenas variações durante o processo de produção dos TDs.

Os transformadores podem suportar cargas superiores a potência para a qual foram projetados, desde que não se ultrapassem as temperaturas limites estabelecidas por normativas e não afetem a sua vida útil, exceto em situações de emergência. (FILHO, 2019, p. 422).

Quando a carga demanda uma potência contínua superior à capacidade nominal do transformador, os papéis isolantes perdem a sua termoestabilidade gradativamente, degradando-se de forma a eliminar o seu poder isolante. Quanto maior for o excesso de carga ou de temperatura, maior é a degradação dos papéis isolantes e menor é a expectativa de vida do transformador. (FILHO, 2019, p. 422).

De acordo com a ABNT NBR 5356-7:2017, o envelhecimento ou deterioração da isolação ocorrem em função temporal da temperatura, nível de umidade, conteúdo de oxigênio e ácidos. Como a distribuição da temperatura não é uniforme, a parte que está operando na maior temperatura, normalmente, sofre a maior deterioração.

A ABNT NBR 5356-7:2017, estabelece valores limites para corrente baseando-se na temperatura de operação em que o transformador pode chegar para a determinada carga a ser atendida. A Figura 15, mostra os valores limites de temperatura para cada faixa de sobrecarga aplicada ao transformador.

Figura 15 – Tipos de carregamento em transformadores

Tipo de carregamento	Transformadores de distribuição (ver nota)	Transformadores de média potência (ver nota)	Transformadores de grande potência (ver nota)
Ciclo normal de carregamento			
Corrente (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Temperatura do ponto mais quente do enrolamento e partes metálicas em contato com material isolante celulósico (°C)	120	120	120
Temperatura do ponto mais quente de outras partes metálicas (em contato com óleo, papel aramida, materiais de fibra de vidro) (°C)	140	140	140
Temperatura de topo de óleo	105	105	105
Carregamento de emergência de longa duração			
Corrente (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Temperatura do ponto mais quente do enrolamento e partes metálicas em contato com material isolante celulósico (°C)	140	140	140
Temperatura do ponto mais quente de outras partes metálicas (em contato com óleo, papel aramida, materiais de fibra de vidro) (°C)	160	160	160
Temperatura de topo de óleo	115	115	115
Carregamento de emergência de curta duração			
Corrente (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Temperatura do ponto mais quente do enrolamento e partes metálicas em contato com material isolante celulósico (°C)	Ver 7.2.1	160	160
Temperatura do ponto mais quente de outras partes metálicas (em contato com óleo, papel aramida, materiais de fibra de vidro) (°C)	Ver 7.2.1	180	180
Temperatura de topo de óleo	Ver 7.2.1	115	115
NOTA Os limites de corrente e temperatura não são entendidos como válidos simultaneamente. A corrente pode ser limitada a valores mais baixos do que os apresentados nesta Tabela para atender aos limites de temperatura. Da mesma forma, a temperatura pode ser limitada a valores mais baixos do que os apresentados nesta Tabela para atender aos limites de corrente.			

Fonte: NBR 5356-7 (2017).

Conforme a tabela acima, a ABNT NBR 5356-7:2017 estabelece três faixas de carregamento para o transformador. Observa-se que para um carregamento de ciclo normal, a corrente do transformador de distribuição pode chegar a 1,5 p.u. (valor por unidade), ou seja, uma sobrecarga 50% acima da potência nominal do TD. Porém,

a temperatura do topo do óleo não pode ultrapassar os 105°C e o ponto mais quente do enrolamento não pode ultrapassar os 120°C.

Outras duas faixas de operação são estabelecidas pela ABNT NBR 5356-7:2017, sendo carregamento de emergência de longa duração e carregamento de emergência de curta duração.

A sobrecarga de longa duração apresenta valores entre 1,6 a 1,8 p.u., ou seja, 60% a 80% de carregamento acima da potência nominal do transformador. Para essa faixa de operação, os valores limites para temperatura são de 105°C e 140°C para o óleo de topo e o ponto mais quente do enrolamento, respectivamente.

A sobrecarga de curta duração apresenta valores entre 1,9 e 2,0 p.u.. “Nessa faixa de operação, não há limites estabelecidos para temperatura do topo de óleo e do ponto mais quente uma vez que, normalmente, é impraticável controlar a duração do carregamento de emergência” em transformadores de distribuição. Quando a temperatura do ponto mais quente excede os 140 °C, podem ser geradas bolhas de gás, as quais podem comprometer a rigidez dielétrica do transformador. ABNT NBR 5356-7 (2017, p. 12).

Embora a NBR 5356-7 estabeleça valores limites para corrente em função da temperatura de operação em casos de sobrecarga, necessita-se, para o dimensionamento da proteção de transformadores, valores de tempos máximos de operação nessas faixas de sobrecarga.

A IEEE C37.91-2021 e a IEEE C57.109-2018 estabelecem valores máximos de tempo em função de múltiplos da corrente nominal dos transformadores. Com esses valores estabelecidos, é possível desenhar as curvas de suportabilidade máxima do transformador, para então determinar o dispositivo de proteção adequado, a partir de sua curva de atuação.

A Figura 16, mostra os valores de tempo em função de múltiplos da corrente nominal de transformadores trifásicos com potência nominal entre 15 a 500 kVA.

Figura 16 – Capacidade de carregamento por tempo

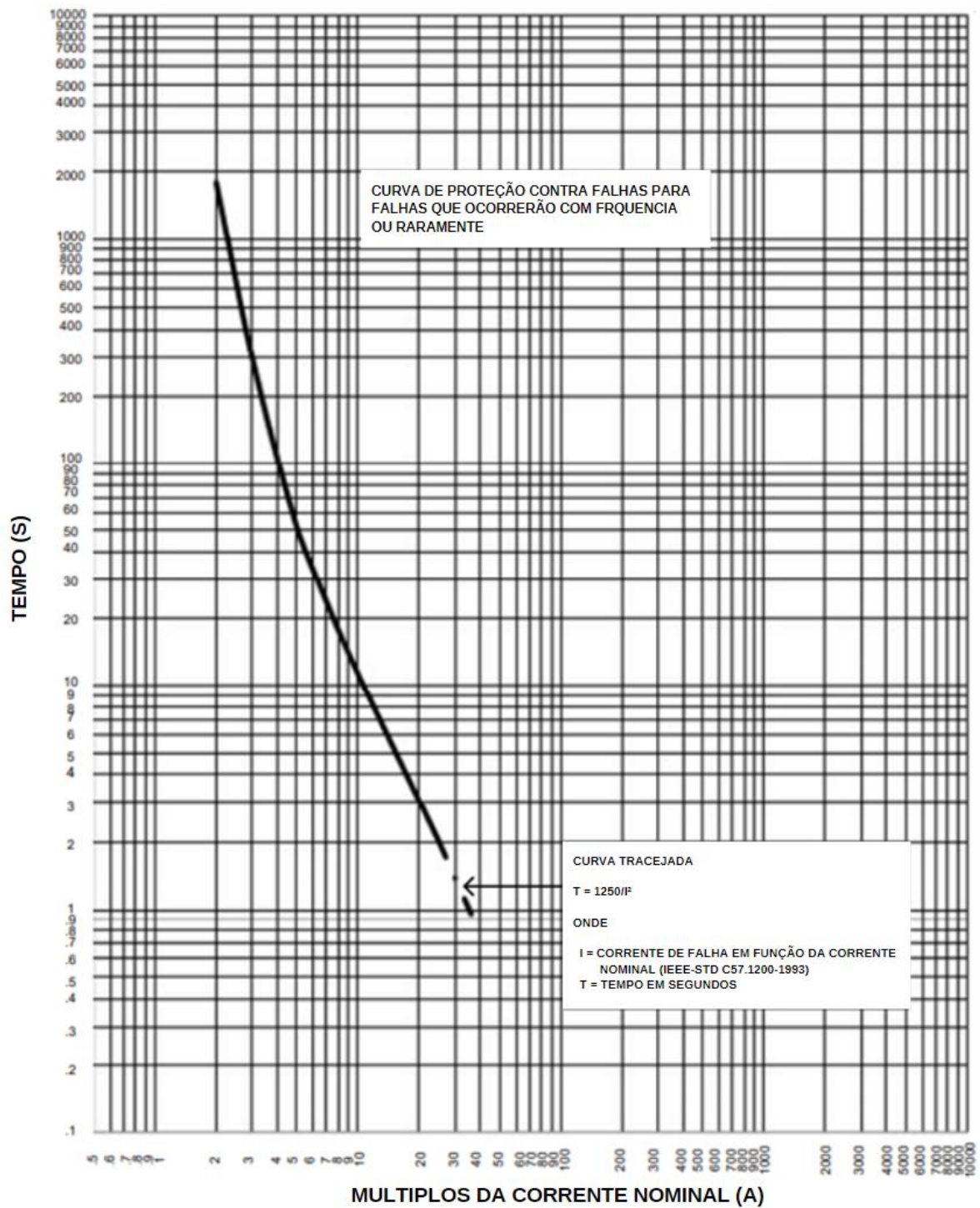
Tempo	Múltiplos da corrente nominal de operação
2 s	25,0
10 s	11,3
30 s	6,3
60 s	7,75
5 min	3,0
30 min	2,0

Fonte: IEEE C57.109 (2018, tradução nossa)

Conforme a Figura 16, são admitidas sobrecargas de até duas vezes a corrente nominal do transformador pelo período máximo de 30 minutos. Além disso, observa-se que a capacidade de suprir maiores valores de sobrecargas é inversamente proporcional ao tempo que o transformador pode ficar exposto as mesmas.

A Figura 17, apresenta a curva o tempo máximo admissível ou curva de suportabilidade para sobrecarga em transformadores trifásicos de 15 a 500 kVA.

Figura 17 – Tempo máximo admissível para cargas de curta duração em transformadores.



Fonte: IEEE C37.91 (2021, tradução nossa)

2.4 Proteções em baixa tensão

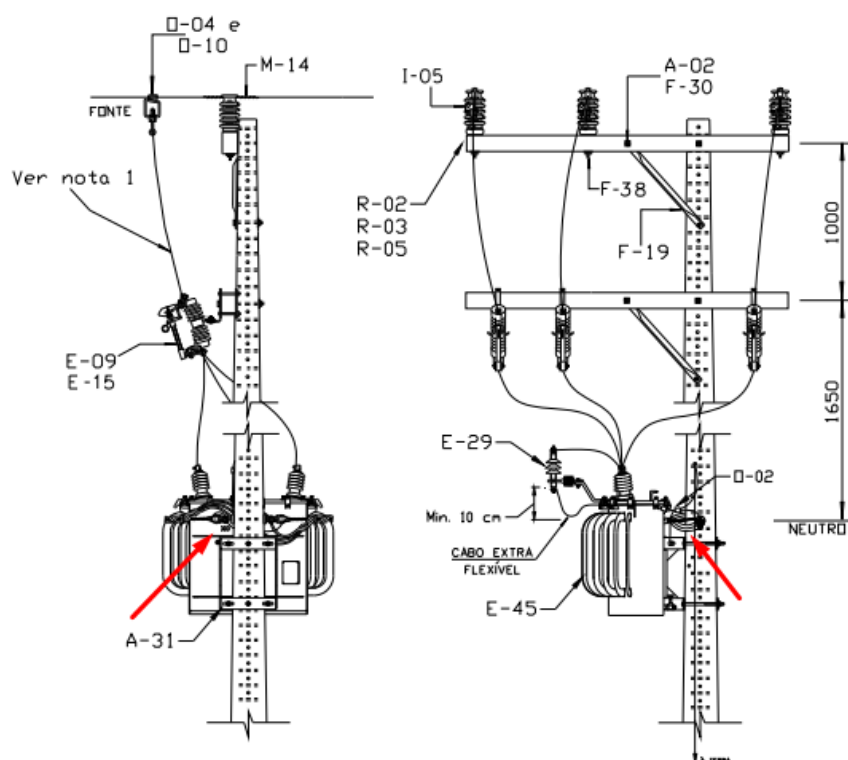
Visando maior agilidade na recomposição da energia elétrica em falhas por curto-circuito e sobrecarga e redução de custos com avarias em TDs, a proteção em BT pode ser uma alternativa viável, se corretamente dimensionada. De acordo com Filho (2020, p. 22), “para que se possa operar um sistema elétrico com o maior grau de confiabilidade é necessária a utilização de um conjunto de proteções, cada uma específica para um determinado evento”.

Para transformadores com potência nominal de aproximadamente até 75 kVA, os defeitos na rede secundária provocam correntes de pequeno valor que, transferidas para o primário, podem não fazer atuar o elo fusível. Para evitar que o transformador de distribuição seja danificado, muitas vezes as concessionárias utilizam proteção secundária por meio de disjuntores termomagnéticos. (FILHO, 2020, p. 400).

A rede de distribuição de média tensão das concessionárias de energia elétrica do Brasil conta com diversas proteções, como religadores automáticos, chaves fusíveis e para-raios. Já a rede de baixa tensão aérea possui apenas, em alguns casos, para-raios.

A Figura 18 representa o padrão de instalação de transformadores de distribuição conforme normativa CELESC. Como podemos observar, a conexão do circuito de BT é feita diretamente nos bornes de baixa tensão do TD.

Figura 18 - Instalação de transformador trifásico



Fonte: CELESC (2021).

Então, em caso de um curto-circuito ou sobrecarga, toda a intensidade de corrente do ramal de distribuição secundária acaba sendo conduzida pelos condutores dos enrolamentos secundários e primários do TD, para então, a depender da intensidade do curto-circuito e a potência do TD, sensibilizar a proteção na chave fusível no lado de alta tensão.

Com isso, serão apresentados meios de proteção, em baixa tensão, visando a redução de danos nos transformadores, possibilitando maior segurança e agilidade no reestabelecimento da energia elétrica e redução de custos com as avarias nos TDs.

2.4.1 Proteção termomagnética

Um dispositivo de proteção comumente utilizado em proteções termomagnéticas é o disjuntor. Os disjuntores termomagnéticos, possuem elementos

de proteção térmica e magnética, os quais, fazem a função de proteção contra sobrecarga e curto-circuito, respectivamente.

Para a proteção de sobrecarga ou sobrecorrente, segundo Filho (2023, p. 403) o dispositivo:

É constituído de um elemento bimetálico que consiste em duas lâminas de metal soldadas, com diferentes coeficientes de dilatação térmica. Quando sensibilizadas por determinada quantidade de calor resultante de uma corrente de valor superior ao estabelecido para esta unidade, essas lâminas se curvam de modo que o metal de maior dilatação térmica adquire a posição, que corresponde ao maior arqueamento da lâmina, provocando o deslocamento da barra de disparo que destrava o mecanismo que mantém a continuidade do circuito. (FILHO, 2023, p. 403).

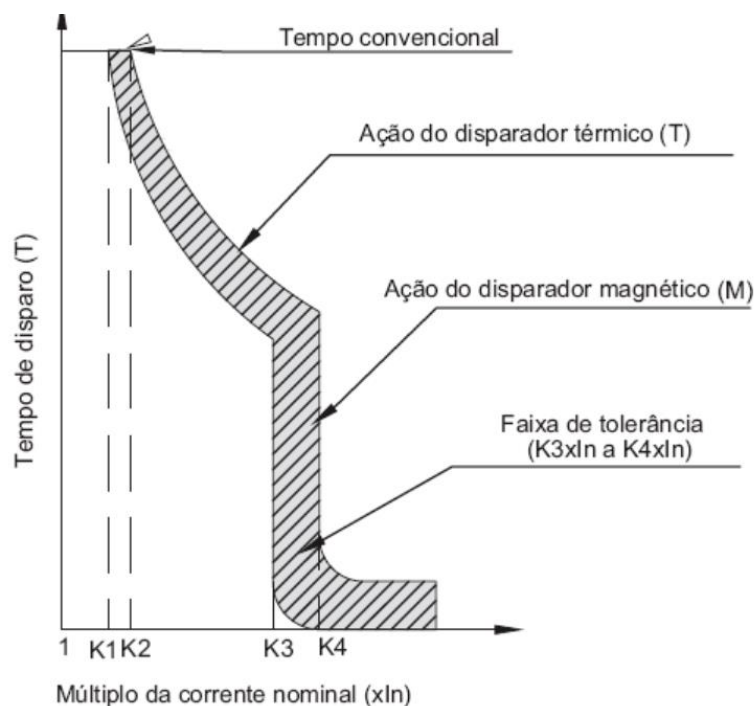
Para a proteção de curto-circuito, segundo Filho (2023, p. 404) o dispositivo:

É constituído de uma bobina que, quando atravessada por determinada corrente de valor superior ao estabelecido para essa unidade, atrai o induzido e se processa a ação de desengate do mecanismo que mantém a continuidade do circuito, fazendo com que os contatos do disjuntor se separem. (FILHO, 2023, p. 404).

Os disjuntores possuem diferentes faixas de atuação para determinadas intensidades de corrente elétrica. Essas faixas de atuação operam de acordo com a curva de característica térmica e a curva característica magnética. (FILHO, 2023, p.435).

A Figura 19, apresenta a curva de característica de tempo x corrente, onde a curva “T” é a curva térmica e a curva “M” a curva magnética de atuação.

Figura 19 – Curva característica de atuação de disjuntores



Fonte: Filho (2023, p. 435).

A curva “T”, apresentada na figura acima tem característica $I^2 \times t$, que representa o valor máximo da integral de Joule que o dispositivo deixa passar, em função da corrente que circula por ele, caracterizando a atuação térmica do disjuntor. Portanto, o tempo de atuação do disjuntor depende da intensidade de corrente que passa por ele, o que possibilita variações de sobrecargas para atender regimes transitórios a depender da característica da carga que está sendo atendida. (FILHO, 2023, p.435).

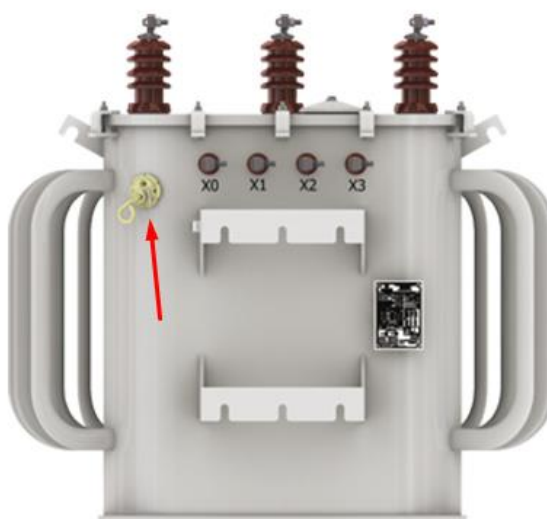
Já para a atuação magnética em função de curto-circuito, observa-se que o disjuntor atua entre K3 e K4, onde são valores fixos que independem do tempo, definidos pelo fabricante. Desta forma, o DJ abre o circuito quando há uma sobrecorrente de alta intensidade.

2.4.1.1 Transformador autoprotegido

O transformador autoprotegido conta com um disjuntor térmico ou termomagnético interno, localizado entre o final do enrolamento secundário e os terminais de baixa tensão. As conexões são feitas de modo que a corrente de carga do secundário flua pelos contatos do disjuntor bimetálico. Isso é necessário para monitorar adequadamente a corrente do transformador. (P&A, 2024, tradução nossa).

Na Figura 20, é apresentado um transformador de distribuição autoprotegido, onde a seta indica o dispositivo de acionamento do disjuntor termomagnético que está localizado ao lado da bucha de neutro X0.

Figura 20 - Transformador de distribuição autoprotegido



Fonte: Romagnole (2023).

O dispositivo de proteção acoplado ao transformador autoprotegido é o *CSP* (*Completely Self-Protected Transformers*). Consiste em um disjuntor termomagnético instalado internamente ao TD e submerso no óleo isolante.

A Figura 21, mostra um exemplo de dispositivo de proteção utilizado em transformadores autoprotegidos, do fabricante *KETRANS*.

Figura 21 – CSP circuit breaker



Fonte: KETRANS (2020).

O disjuntor apresenta dois recursos auxiliares: um dispositivo luminoso que sinaliza sobrecarga e um controle de emergência. O dispositivo luminoso é usado para fornecer um aviso antecipado de sobrecarga no transformador. O mecanismo de controle de emergência é uma ligação mecânica dentro do disjuntor que o ajusta para uma calibração mais alta. (P&A, 2024, tradução nossa).

Quando o mecanismo de controle de emergência é ativado, o dispositivo gira o parafuso de calibração na direção de aumento da temperatura de disparo. Desse modo, o disjuntor é calibrado para operar em uma temperatura superior à temperatura de projeto. (P&A, 2024, tradução nossa).

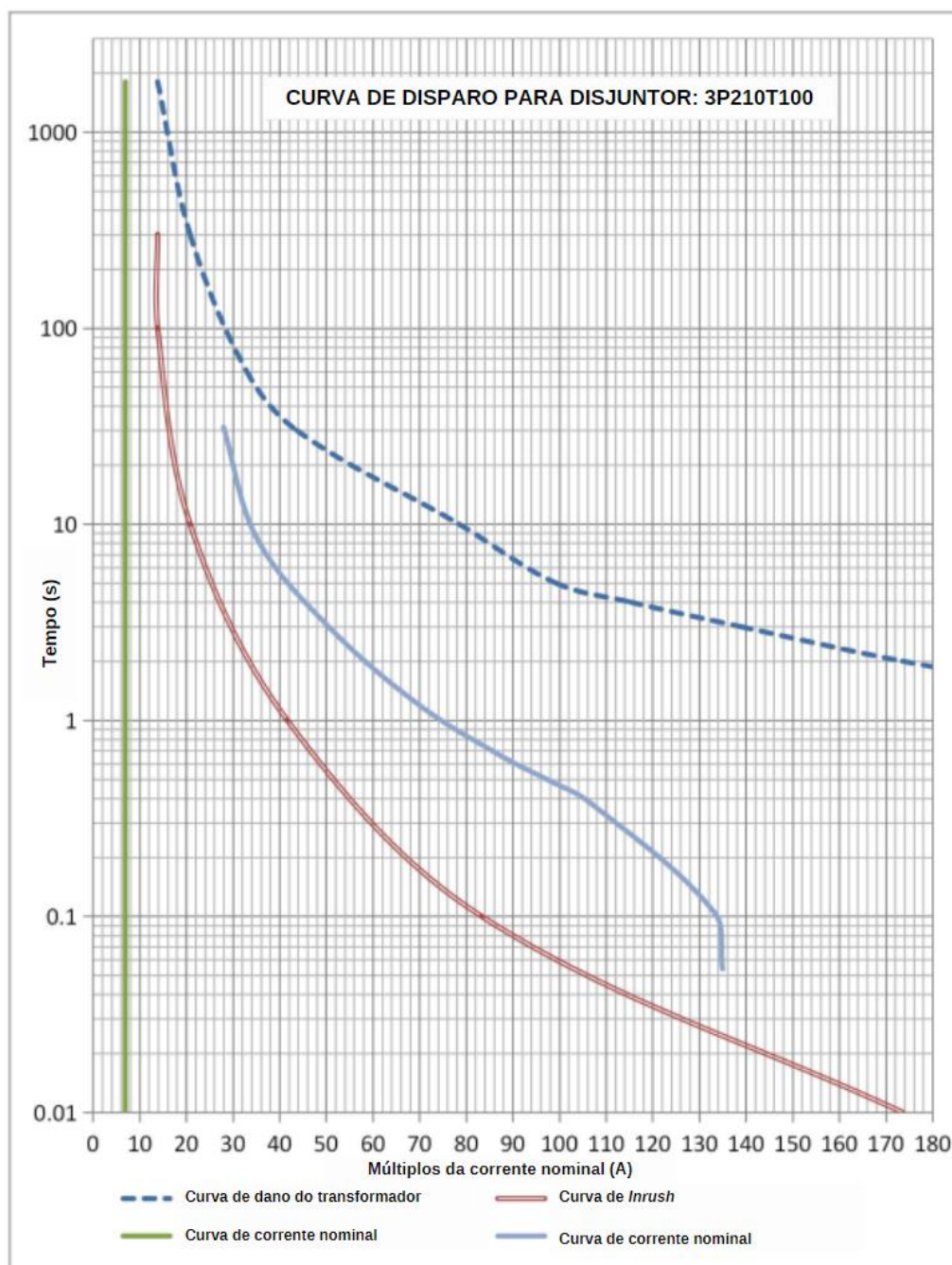
Todos os disjuntores foram projetados para serem instalados sob óleo, dentro do transformador de distribuição. Eles podem lidar com cargas de até 1000 A e 480/277 V. Os contatos do disjuntor são do tipo refratário, feitos de cobre-tungstênio ou prata-tungstênio, projetados para suportar o arco de alta corrente que ocorre durante um curto-circuito. Além disso, os componentes condutores de corrente do disjuntor são projetados para suportar correntes de sobrecarga do transformador acima da capacidade nominal, conforme especificado pelos padrões ANSI. (P&A, 2024, tradução nossa).

A atuação térmica do disjuntor *CSP* se dá pela soma entre a temperatura do óleo nas proximidades do bimetálico e pela variação da temperatura do bimetálico pelo fluxo de corrente que passa pelo circuito. O *CSP* é projetado conforme os princípios descritos no padrão ANSI/IEEE #C57.91-1981. (*P&A*, 2024, tradução nossa).

O princípio da atuação térmica se dá por chapas bimetálicas, ou seja, dois metais com coeficientes de dilatação diferentes, que deformam e abrem o circuito. A atuação térmica acontece através da mudança de temperatura do dispositivo bimetálico pela variação térmica criada pelo fluxo de corrente de carga e pela temperatura do óleo do TD, nas proximidades do *CSP*. (*P&A*, 2024, tradução nossa).

Na Figura 22, observa-se o coordenograma apresentado pelo fabricante, onde são apresentadas as curvas de corrente nominal, atuação do *CSP* e a curva de destruição do TD. Para todo o ciclo de tempo apresentado, é nota-se que a curva de atuação do *CSP* fica abaixo da curva de dano do TD, o que indica que há coordenação e seletividade da proteção.

Figura 22 - Diagrama de coordenação de atuação do dispositivo CSP



Fonte: KETRANS (2020, tradução nossa).

Segundo o fabricante *Keatrans*, o CSP possui atuação térmica para sobrecarga nos TDs de 45 e 75 kVA e termomagnética para sobrecarga e curto-circuito nos TDs de 112,5 e 150 kVA.

2.4.1.2 Disjuntor termomagnético em caixa moldada

Outra alternativa de proteção para o TD é a utilização de uma proteção termomagnética externa, que consiste em seccionar o circuito após a saída de baixa tensão do transformador de distribuição. Com isso, a utilização de disjuntores termomagnéticos (DJ) do tipo caixa moldada instalados em quadros herméticos, pode ser uma boa alternativa ao TD autoprotegido.

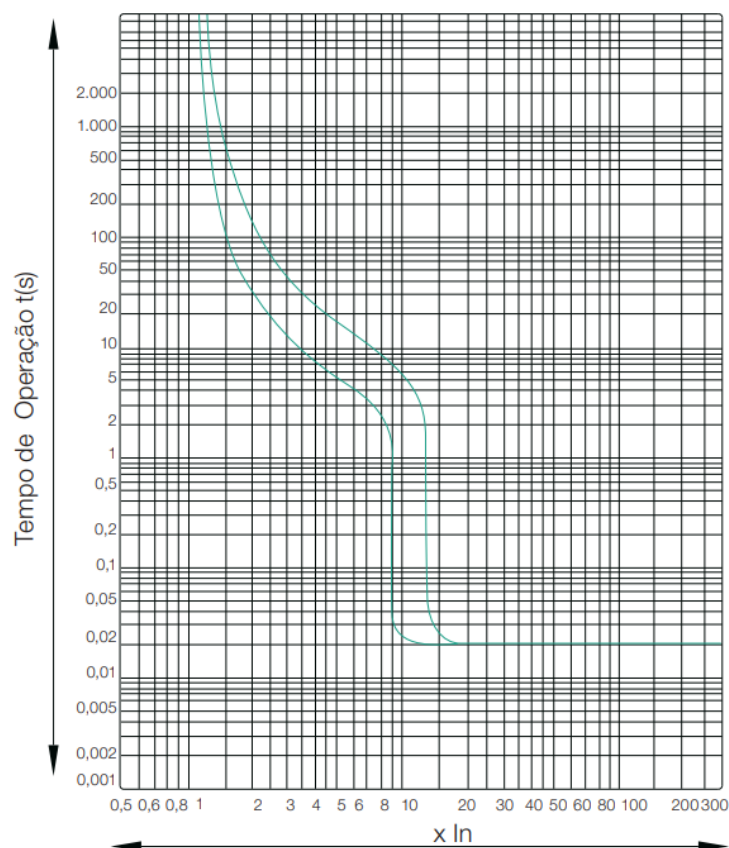
Os disjuntores em caixa moldada apresentam alta capacidade de interrupção de curto-circuito, o que é fundamental para o seccionamento do circuito da rede de distribuição secundária. Além disso, os DJ em caixa moldada operam em faixas de atuação do tipo tempo *versus* corrente, possibilitando variações de sobrecorrente dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante, atendendo picos de consumo momentâneos.

Admitindo-se percentuais de sobrecarga para o transformador, é possível dimensionar corretamente os disjuntores. Uma vez que os valores de corrente nominal dos DJ são tabelados de acordo com o fabricante, uma análise gráfica entre a curva de atuação do disjuntor e a curva máxima de suportabilidade do TD é fundamental para uma boa coordenação da proteção.

Para o dimensionamento da capacidade de interrupção do curto-circuito, necessita-se um estudo mais aprofundado, levando em consideração a impedância equivalente no ponto de conexão de média tensão, a impedância do transformador e a impedância dos condutores de baixa tensão.

A Figura 23, apresenta a curva de atuação característica para um disjuntor do tipo caixa moldada. Observa-se que a curva de atuação é diferente para cada disjuntor, de acordo com sua capacidade nominal. A faixa de interrupção e capacidade máxima de interrupção de corrente em caso de curto-circuito também varia para cada tipo de disjuntor.

Figura 23 – Curva característica de tempo x corrente para DJ caixa moldada



Fonte: WEG (2023).

MAK *et al.* (2006), apresenta uma solução no qual o principal componente de proteção é o disjuntor de baixa tensão, que proporciona a proteção contra sobrecorrente externa e curto-circuito. O disjuntor escolhido para o projeto possui uma bobina de abertura por comando externo, que em conjunto com um relé térmico, secciona o circuito em caso de sobreaquecimento do transformador devido à sobrecarga. Além disso, o equipamento possui o dispositivo de proteção contra surtos (DPS), o qual protege o circuito em caso de sobretensão.

Na Figura 24, são apresentados o dispositivo de proteção e seus componentes internos.

Figura 24 - Dispositivo de proteção de TDs para minimização de avarias



Fonte: MAK *et al.* (2006).

Uma solução alternativa e mais simples ao dispositivo desenvolvido por MAK *et al.* (2006), é a utilização de apenas um disjuntor do tipo caixa moldada instalado em um QGP (quadro geral de proteção).

A Figura 25, mostra um QGP instalado em poste, o dispositivo está instalado na região central de Lages-SC.

Figura 25 – QGP instado em poste



Fonte: Acervo próprio (2023).

Como podemos observar, os cabos de saída da baixa tensão do TD, são conectados ao QGP, e a partir deste, saem os cabos para o ramal de distribuição subterrâneo. Desta forma, utiliza-se o transformador convencional, adicionando a proteção em um quadro externo, o que proporciona maior facilidade de manutenção, uma vez que o TD pode ser substituído quando apresentar alguma avaria interna. Da mesma forma, a proteção pode ser substituída, mantendo o fornecimento de energia realizando a ligação do TD à rede de distribuição de BT, de forma convencional.

2.4.2 Proteção térmica por fusível NH

Outra forma de proteção para circuitos de baixa tensão é o fusível. Existem faixas de interrupção de corrente e curto-circuito variadas, assim como diferentes modos de instalação, dependendo da aplicação. Os principais fusíveis utilizados são os do tipo cartucho, *diazed* e NH.

Os fusíveis NH atendem a correntes nominais de 6 à 1.250 ampères. São fusíveis limitadores de corrente e possuem elevada capacidade de interrupção de curto-circuito de até 120 kA (quilo ampères) na tensão de 690 V (volts) em corrente alternada. (CREDER, 2021, p.102).

Conforme Filho (2023, p. 408), o fusível NH é um dispositivo dotado de um elemento metálico, com seção reduzida na sua parte média, normalmente colocado no interior de um corpo de porcelana hermeticamente fechado, contendo areia de quartzo de granulometria adequada. O elemento metálico, em geral, é de cobre, prata ou estanho. O corpo de porcelana é de alta resistência mecânica.

A atuação de um fusível é proporcionada pela fusão do elemento metálico, quando percorrido por uma corrente de valor superior ao estabelecido na sua curva de característica tempo $\times$ corrente. Após a fusão do elemento fusível, a corrente não é interrompida instantaneamente, pois a indutância do circuito a mantém por um curto intervalo de tempo, circulando pelo arco formado entre as extremidades do elemento metálico sólido. (FILHO, 2023, p. 408).

“NH são as iniciais de *Niederspannungs Hochleistungs*, que, em língua alemã, significa “baixa tensão - alta capacidade de interrupção”. Atendem às normas IEC 60.269-1 e IEC 60.269-2-1”. (NERY, 2018, p. 136).

A Figura 26, mostra um exemplo de fusível do tipo NH, tamanho 3, corrente nominal de 355A e corrente de interrupção de curto-circuito de 120kA.

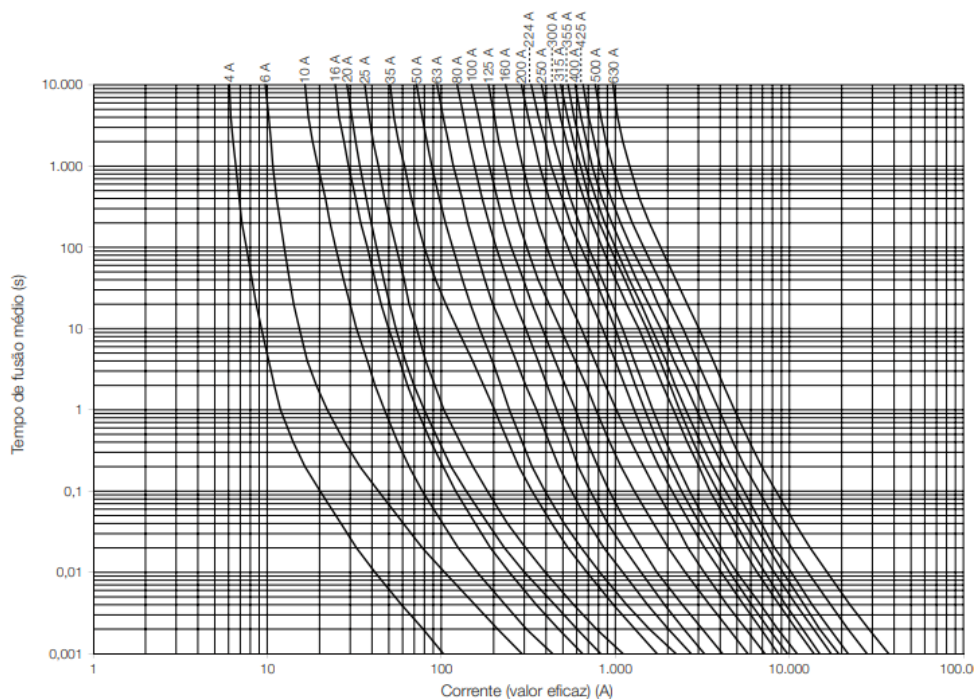
Figura 26 – Fusível NH



Fonte: WEG (2023).

Assim como os disjuntores, os fusíveis também possuem faixas de atuação de corrente em função do tempo. A Figura 27, mostra as curvas de tempo de atuação em função da corrente nominal do fusível NH.

Figura 27 – Curva de tempo x corrente eficaz do fusível NH WEG



Fonte: WEG (2023).

Os fusíveis NH são instalados normalmente em caixas seccionadoras fusíveis, que oferecem maior segurança na operação de remoção e instalação do fusível e também um baixo custo. Existem os tipos de operação sem carga, que só conseguem efetuar o seccionamento seguro com as cargas desligadas, e as que têm condição de manobra sob carga. As chaves são normalmente tripolares, de corrente nominal 100, 125, 160, 250, 400 e 630 A, que podem ser de comando com abertura frontal ou rotativa. (NERY, 2018, p. 137).

A Figura 28, mostra uma chave seccionadora para fusível NH do tipo N00, com capacidade nominal de 160 ampères.

Figura 28 – Seccionadora fusível NH00 – 160A



Fonte: WEG (2021).

2.5 Análise econômica

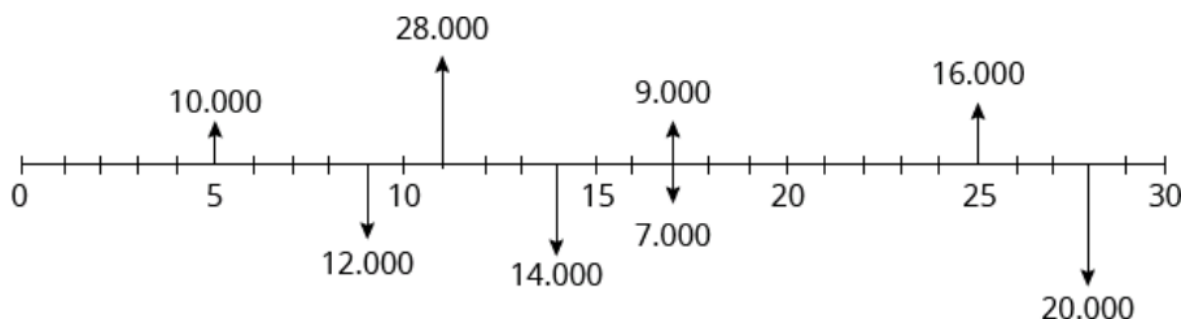
Para garantir que o retorno de um investimento seja vantajoso, faz-se necessário uma análise de custos e receitas. Métodos como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) podem ser utilizados para a tomada de decisão no que diz respeito a investimentos. Outros conceitos econômicos como fluxo de

caixa, TMA (taxa mínima de atratividade), *payback*, e taxas para correções monetárias ao longo do tempo, são extremamente importantes para realização de um estudo econômico.

2.5.1 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa representa um conjunto de entradas e saídas de dinheiro, relacionadas com um determinado projeto de investimento, devidamente distribuídas ao longo do tempo. Conforme a Figura 29, representa-se no eixo horizontal o tempo ou período, subdividido em dias, meses, anos, etc., orientados da esquerda para a direita, em ordem crescente. Os recebimentos ou lucros são representados na parte superior do eixo horizontal, indicados por setas orientadas para cima. As despesas ou pagamentos são representados na parte inferior do eixo, indicados por setas orientadas para baixo. (SOBRINHO, 2018, p. 45).

Figura 29 - Fluxo de caixa



Fonte: Sobrinho (2018, p. 45).

Os intervalos de tempo entre cada período devem ser iguais, e as entradas e saídas de valores monetários devem respeitar cada período, sendo inseridas no início ou fim do mesmo. Nenhum valor pode ser inserido ao longo dos períodos, uma vez que estes não são contínuos. (PUCCINI, 2022, p. 11).

Na construção do fluxo de caixa, faz-se necessário o conhecimento da taxa de custo do capital, que representa os juros que os investidores terão que pagar por utilizar o capital no investimento. Com base nessa taxa, são valorizados ou descontados os valores dos períodos do fluxo de caixa. (HASTINGS, 2013, p. 34).

Através do fluxo de caixa podem ser calculados os valores de VPL e TIR. Esses métodos consistem em se comparar a soma algébrica dos valores presentes de cada um dos fluxos futuros de caixa, com o valor do fluxo de caixa inicial, calculados de acordo com a TMA. (SOBRINHO, 2018, p. 171).

2.5.2 Taxa mínima de atratividade

Na análise de investimentos financeiros, é primordial que seja determinada uma taxa que a empresa deseja obter de rendimento com a implementação de projetos de investimento. Essa taxa é conhecida como taxa de desconto, custo de capital ou taxa mínima de atratividade. (CAMARGOS, 2017, p. 327).

Existem diversas formas para determinar a TMA. Segundo Camargos (2017, p. 327), a TMA pode ser determinada através do custo de oportunidade, onde deve proporcionar, no mínimo, o rendimento de determinada aplicação, como a taxa Selic ou baseada no custo de capital da empresa, onde é determinada pelos custos que financiam a empresa, por meio da metodologia do custo médio ponderado de capital.

A CELESC utiliza como TMA o custo médio ponderado de capital - WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), estabelecido pela ANEEL.

O WACC é a metodologia utilizada pela ANEEL para estimar a taxa de remuneração ou o custo médio ponderado de capital da empresa regulada. Essa taxa é responsável por remunerar o capital investido por uma empresa regulada de forma justa, considerando o risco do setor, além de garantir a atratividade adequada aos investidores, tornando viável a qualidade e a expansão do serviço público. (ROCHA *et al*, 2006, p. 253).

O WACC regulatório é calculado de acordo com o Módulo 2, Submódulo 2.4 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária). Para o ano de 2023, o WACC regulatório estabelecido pela ANEEL para a distribuição da CELESC é de 7,42%.

2.5.3 Método do valor presente líquido

De acordo com Hastings (2013, p. 30), o VPL tem por objetivo indicar o valor final do ganho ou perda do projeto considerado, na presença de uma taxa adequada de custo de capital. Calculados os Valores Presentes (VP) de todas as entradas e saídas de valor ocasionadas pelo projeto, a soma algébrica desses VPs aponta o resultado final do projeto. Se o valor for positivo, o projeto é financeiramente viável, caso contrário, não é viável.

Como indica Sobrinho (2018, p.171), o VPL é calculado seguindo a equação (6):

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (6)$$

Onde:

VPL = Valor presente líquido;

FC_j = Valores do fluxo de caixa de ordem "j", sendo $j=1,2,3,\dots, n$;

FC_0 = Fluxo de caixa inicial;

i = Taxa de juros da operação.

Conforme indica Camargos (2017, p. 336), o VPL é obtido pela diferença entre o valor presente das entradas e saídas de caixa, previstas para cada período, e o valor presente do investimento inicial. Isso significa comparar o investimento inicial com os valores futuros dos fluxos de caixas trazidos a valor presente. A taxa utilizada para descontar os fluxos de caixa é a TMA e essa deve refletir o custo de capital da empresa ou o custo de oportunidade do investidor.

Os critérios para avaliação do VPL, conforme Camargos (2017, p. 337) são:

- $VPL > 0 \Rightarrow$ aceitar projeto. O valor oriundo do projeto no momento zero supera os custos de sua implantação e manutenção;

- $VPL = 0 \Rightarrow$ analisar outros fatores não financeiros. O projeto não supera os custos, mas pode resultar em outros benefícios como imagem corporativa ou benefícios para a sociedade;
- $VPL < 0 \Rightarrow$ rejeitar projeto. O projeto não supera os custos de sua implantação.

2.5.4 Método da taxa interna de retorno

Outro indicador econômico importante é a TIR, de acordo com Camargos (2017, p. 340), a TIR representa a rentabilidade que o projeto de investimento apresenta para o capital que nele permanece investido. Matematicamente, é uma taxa por períodos, a depender do fluxo de caixa. Se o período de análise for mensal, a taxa trará valores de rentabilidade mensal e se o período for anual, a TIR apresentará valores anuais. A TIR é o valor da taxa de desconto que faz o VPL ter resultado zero no último período do fluxo de caixa. Deve ser comparada à TMA (custo de capital) da empresa para tomar a decisão de aceitar ou não o projeto

Conforme Hastings (2022, p. 31), a Taxa Interna de Retorno visa indicar a taxa de retorno intrínseca do investimento, independentemente de qualquer variável externa ao projeto. O resultado do processo indica viabilidade financeira do investimento se a TIR for superior à taxa de custo de capital adotada (TMA). “A prática consolidou o hábito de calcular a TIR através de sucessivos cálculos de VPL, a diferentes taxas de custo de capital, até que, por inter ou extrapolação, se encontre uma taxa à qual o VPL é nulo”.

3 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO NA CELESC

O capítulo três traz uma visão geral das avarias nos TDs que ocorrem na rede de distribuição de CELESC, além dos custos associados a aquisição e recuperação de TDs.

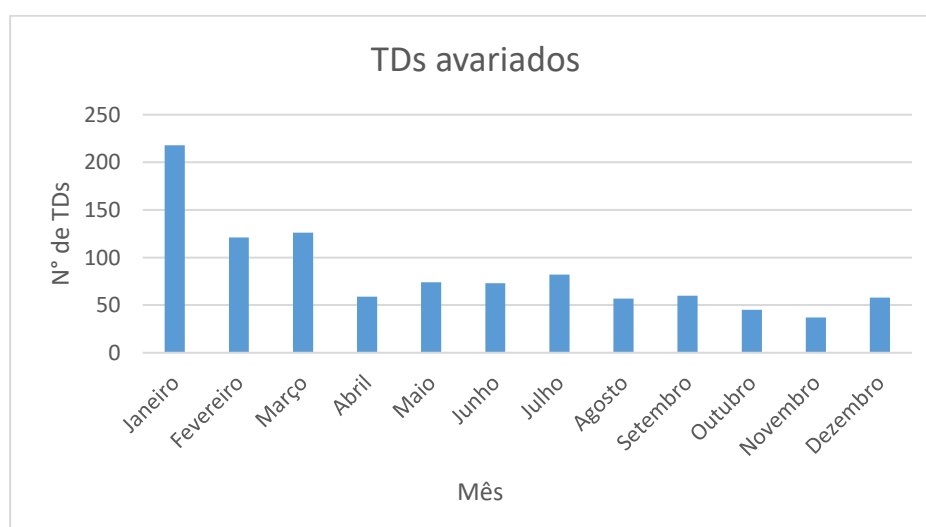
3.1 Avarias em transformadores de distribuição aéreos na rede da CELESC

Os TDs instalados na rede de distribuição sofrem inúmeras avarias, sendo que as mais comuns são os danos por sobretensão, curto-circuitos e sobrecargas. Por ano são removidos de operação, em média, 6,2 mil transformadores de distribuição da rede da CELESC, sendo que 5,5 mil são removidos por motivo de avaria.

A Figura 30, demonstra a quantidade de transformadores avariados e removidos de operação no ano de 2021 na regional de Florianópolis. Devido à curva de carga sazonal, onde a região recebe um elevado número de turistas e elevação da temperatura, gerando um aumento na demanda por refrigeradores de ar, observa-se que no período do verão (janeiro a março) ocorreu um elevado número de avarias.

Além do aumento do consumo de energia elétrica, há um aumento no número de abalroamentos e também de curto-circuitos provocados por vegetação ou queda da rede de distribuição, devido às tempestades de verão.

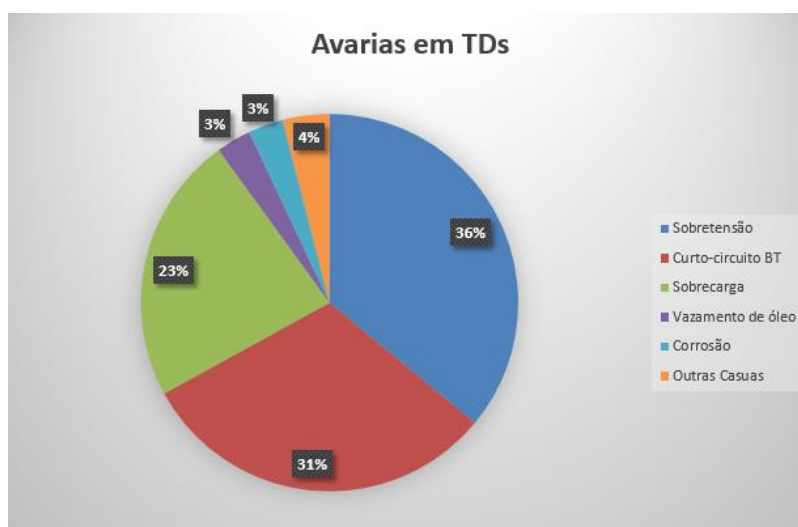
Figura 30 - TDs avariados e retirados de operação na regional de Florianópolis



Fonte: CELESC (2022).

Os transformadores avariados são enviados para as empresas responsáveis pelos contratos de recuperação dos TDs. Na etapa de orçamentação, são levantadas as causas aparentes de avaria. Na Figura 31, são apresentadas as causas mais comuns encontradas na etapa de orçamentação, específicas para a região de Florianópolis.

Figura 31 – Principais avarias em TDs CELESC - Florianópolis



Fonte: CELESC (2023).

Conforme o gráfico acima, as principais avarias encontradas são as sobretensões, causadas por descargas atmosféricas diretas ou indiretas, os curto-circuitos na rede de BT e as sobrecargas.

3.1.1 Avaria por surto de tensão

As avarias por surto de tensão ou sobretensão, podem ser do tipo direta, em que há uma descarga atmosférica no ponto de conexão do TD ou de forma indireta, onde há uma elevada indução de tensão na rede de distribuição devido a intensidade da descarga atmosférica.

3.1.1.1 Sobretensões por descargas diretas

A sobretensão por descarga direta ocorre quando uma descarga atmosférica atinge diretamente a rede de distribuição elétrica. De acordo com Filho (2020, p. 23), as redes aéreas de média e baixa tensões são mais afetadas pelas

descargas atmosféricas do que as redes aéreas de nível de tensão mais elevado, devido ao baixo grau de isolamento dessas redes, já que a tensão suportável de impulso de uma rede de distribuição de 13,8 kV apresenta uma suportabilidade de 95 kV. Assim, uma corrente de descarga de 5 kA provocará uma sobretensão de 750 kV numa rede de distribuição, superando em muitas vezes sua tensão suportável de impulso.

As redes aéreas de distribuição primárias e secundárias de áreas urbanas são protegidas naturalmente contra as descargas atmosféricas diretas por meio de objetos próximos tais como edificações, árvores e outras linhas em paralelo, todos com altura igual ou superior à altura dos condutores das referidas redes. Essas blindagens naturais contra as descargas diretas não impedem as sobretensões induzidas decorrentes das descargas sobre os objetos próximos, anteriormente mencionados. (FILHO, 2020, p. 23).

3.1.1.2 Sobretensões por descargas indiretas induzidas

Além das descargas atmosféricas diretas, as descargas atmosféricas podem prejudicar o sistema elétrico com sobretensões induzidas.

Quando uma descarga atmosférica se desenvolve nas proximidades de uma rede elétrica, são induzidas uma determinada tensão nos condutores de fase e, em consequência, uma corrente associada, cujos valores são funções da distância do ponto de impacto, da magnitude da corrente da descarga etc.

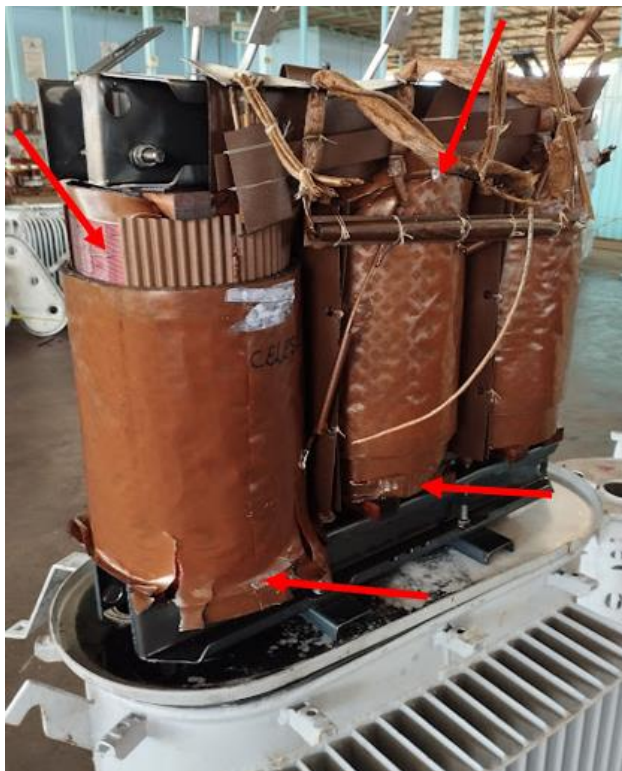
As descargas atmosféricas cujo ponto de impacto é próximo às redes aéreas podem induzir uma tensão nessas redes cujo valor não supera os 500 kV.

O valor das sobretensões induzidas é influenciado pela presença do condutor neutro, no caso, por exemplo, das redes aéreas primárias com condutor neutro estendido e, naturalmente, das redes aéreas secundárias.

Quando uma descarga atmosférica incide sobre os condutores fases de uma rede aérea ou tem como ponto de impacto o solo nas proximidades da referida rede, proporciona uma onda de sobretensão que se propaga ao longo dos condutores, tanto no sentido da carga como no sentido da fonte. A corrente induzida também se propaga da mesma forma que a tensão. (FILHO, 2020, p. 24).

Na Figura 32, as setas demonstram o dano de uma sobretensão, causando um deslocamento das bobinas de alta tensão, que sofrem esforços mecânicos devido ao gradiente de tensão e corrente, ocorrido durante uma descarga atmosférica.

Figura 32 - Transformador de distribuição com bobinas de AT danificadas por surto de tensão



Fonte: Acervo próprio (2023).

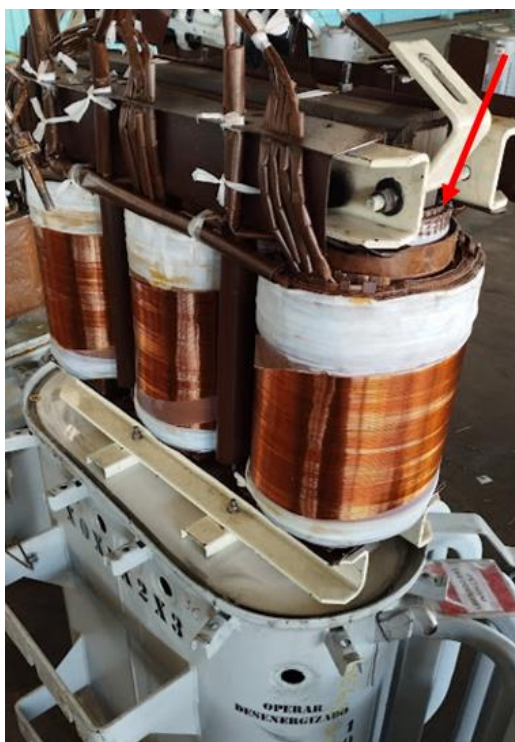
3.1.2 Avaria por curto-circuito externo ao TD

Um curto-circuito externo ao TD ocorre nos condutores da rede de baixa tensão, ocasionados por contato entre os condutores da rede de distribuição, rompimento do dielétrico de isoladores, queda de vegetação na rede e ramais de alimentação de consumidores em curto-circuito.

Os curtos-circuitos são variações extremas da corrente que flui no sistema elétrico. Se não forem limitados no seu módulo e no tempo, danificam os componentes elétricos por meio dos quais são conduzidos. Enquanto os tempos permitidos nos eventos de sobrecarga podem chegar a vários segundos, os tempos permitidos para a duração dos curtos-circuitos não devem superar o valor de 2 segundos. Normalmente, devem ser limitados entre 50 e 1000 ms. Para tanto, os dispositivos de proteção devem ser extremamente velozes e os equipamentos de manobra, no caso os disjuntores e religadores, devem ter capacidade adequada para operar em condições extremas de corrente. (FILHO, 2020, p. 22).

Conforme descrito acima, a Figura 33, demonstra a avaria ocasionada por um curto-circuito à parte ativa do TD. Toda a intensidade de corrente do curto-circuito circulou pela bobina do secundário, gerando um deslocamento dos condutores.

Figura 33 - Transformador de distribuição com bobinas de BT danificadas por curto-circuito



Fonte: Acervo próprio (2023).

3.1.3 Avaria por sobrecarga

A sobrecarga ocasiona um elevado aquecimento na parte ativa do transformador, gerando degradação dos materiais isolantes. As sobrecargas geram gases no óleo isolante, reduzindo a rigidez dielétrica do mesmo (FILIPPO *et al.*, 2009). A redução da rigidez dielétrica do óleo isolante ocasiona pequenas descargas parciais entre as camadas das bobinas, aumentando os danos na parte ativa do TD.

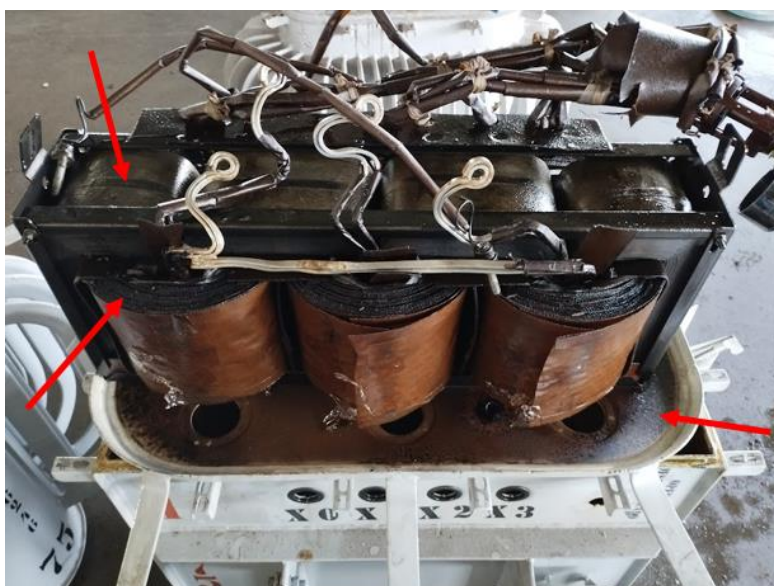
Com a degradação do papel isolante, começam a circular correntes de fuga entre os enrolamentos, que com o passar do tempo, aumentam até o ponto em que surge um curto-circuito interno, sendo necessária a substituição do TD.

De acordo com Filho (2019, p. 425), as sobrecargas nos transformadores podem ocasionar diversos fenômenos indesejáveis durante a operação, como

surgimento de bolhas de gás na massa de óleo, nas isolações sólidas e na superfície das partes metálicas. Além disso, as sobrecargas podem causar degradação temporária das propriedades mecânicas dos isolantes sólidos, reduzindo a capacidade de suportar curto-circuitos, assim como vazamentos de óleo através das buchas do primário e secundário, devido ao excesso de pressão, e também aumento da temperatura das conexões.

A Figura 34, mostra o superaquecimento da parte interna do transformador de distribuição. Observa-se o óleo isolante carbonizado no núcleo, nas extremidades das bobinas e na tampa do TD. Além disso, é possível observar a degradação e carbonização do papel isolante nas extremidades da bobina, o que indica um alto índice de sobreaquecimento.

Figura 34 - Transformador de distribuição avariado por sobrecarga



Fonte: Acervo próprio (2023).

3.2 Custos da CELESC com transformadores de distribuição

A CELESC realiza a aquisição de transformadores de distribuição através de editais licitatórios. No ano de 2022, por exemplo, foram destinados cerca de 30 milhões de reais para compra de TDs, sendo 21,2 milhões destinados ao setor de construção e 8,8 milhões ao setor de manutenção. No setor de manutenção os TDs adquiridos são destinados à substituição de TDs avariados.

A Tabela 1, apresenta os custos de aquisição, por unidade, de TDs convencionais do último lote licitado pela CELESC.

Tabela 1 – Custos de aquisição de TDs na CELESC

Potência do TD	Valor (R\$)
45 kVA	12.629,00
75 kVA	17.650,53
112,5 kVA	24.135,87
150 kVA	28.297,15

Fonte: CELESC (2023).

Além disso, no ano de 2022, foram destinados ao setor de manutenção cerca de 21,7 milhões de reais, utilizados na recuperação e reforma de transformadores de distribuição avariados. A Tabela 2, apresenta os custos médios de recuperação por potência dos TDs da CELESC.

Tabela 2 - Custos de recuperação de TDs CELESC

Potência do TD	Valor (R\$)
45 kVA	8.560,00
75 kVA	11.429,00
112,5 kVA	14.254,00
150 kVA	16.675,00

Fonte: CELESC (2023).

A recuperação de TDs consiste na reconstrução das partes avariadas no regime de operação. Os serviços realizados normalmente englobam a confecção de novas bobinas de AT e BT, recuperação e pintura do tanque, inserção de óleo isolante novo, estanhagem e zincagem de conexões e partes metálicas.

A recuperação dos TDs busca também a padronização dos transformadores antigos com as normativas atuais. Para todos os TDs recuperados são implementados os acessórios dos padrões construtivos da NBR 5440 de 2014.

Para o reprojeto das bobinas de alta e baixa tensão, busca-se sempre enquadrar os valores de perdas nos enrolamentos e perdas magnéticas de acordo com o ano de fabricação do mesmo em relação as NBR 5440 de 1999 e 2014.

Para a CELESC, o processo de recuperação de TDs traz uma boa agilidade e confiabilidade do ponto de vista de estoque, já que o tempo de recuperação de um

TD é muito menor do que o tempo de entrega de TDs novos. Além disso, é viável do ponto de vista econômico e ambiental, já que toda a ferragem do taque e o ferro silício do núcleo acabam sendo reaproveitados.

Além do custo da recuperação ou aquisição de um novo transformador para substituição de um TD avariado, existe o custo de operação da retirada do TD avariado e instalação do TD novo.

Na CELESC, existem contratos de substituição de TDs avariados, que variam de acordo com a potência do TD, distância de deslocamento e horário em que o serviço foi executado.

A Tabela 3, apresenta custos médios para a substituição de transformadores de distribuição avariados na rede de distribuição. Esses valores levam em consideração a execução do serviço de desmontagem e montagem do poste, conexões dos cabos e para-raios e o deslocamento da equipe até o local.

Os valores variam de acordo com a distância e local de atendimento, para os valores abaixo, foi considerado que o serviço foi executado em horário comercial e com uma distância média de 70 km de deslocamento, considerando ida e volta, separados por potência.

Tabela 3 - Custos de substituição de TDs danificados CELESC

Potência do TD	Valor (R\$)
45 kVA	1.055,10
75 kVA	1.365,32
112,5 kVA	1.898,45
150 kVA	2.150,74

Fonte: CELESC (2023).

4 ESTUDO DE CASO

Apresenta-se nesse capítulo, um estudo de caso, com o objetivo de avaliar, técnica e economicamente as propostas para a proteção de TDs na baixa tensão, apresentadas no Capítulo 2. Inicialmente apresenta-se o estudo de viabilidade técnica e de dimensionamento dos dispositivos de proteção utilizados em cada alternativa e em seguida, apresentam-se os resultados da análise de viabilidade econômica.

4.1 Viabilidade técnica e dimensionamento dos dispositivos de proteção

A eficácia das alternativas propostas para a proteção de TDs na BT depende de uma análise de viabilidade técnica e do correto dimensionamento dos dispositivos, conforme apresentado a seguir.

4.1.1 Transformador autoprotegido

O transformador autoprotegido é um equipamento que possui alta confiabilidade, já que o dispositivo de proteção se encontra instalado internamente ao tanque, submerso no óleo isolante.

Além da segurança na operação, o transformador autoprotegido não requer mudança no padrão de ligação da rede secundária, os cabos do ramal de distribuição são conectados aos terminais de BT do transformador autoprotegido, assim como em transformadores convencionais. Dessa forma, não requer um custo adicional no serviço de instalação do mesmo.

Para o acionamento ou desarme do CSP, utiliza-se vara de manobra, de forma que o eletricista possa operar ao nível do solo. Isso aumenta o nível de segurança na operação em caso de falha do equipamento, já que o operador fica distante da rede de distribuição.

Em contrapartida à facilidade de operação da proteção do TD autoprotegido, em caso de dano ou falha no dispositivo de proteção, o TD deve ser inteiramente substituído, mesmo que a parte ativa do transformador esteja em perfeito estado de funcionamento.

Para a análise técnica, foram consultados os catálogos do fabricante *Ketrans*. Conforme a Figura 35, o fabricante determina as correntes nominais do CSP para cada faixa de potência do TD.

Figura 35 – Características elétricas CSP

Modelo	Corrente (A)	Potência (kVA)	Tensão (V)	Sinal luminoso	Emergência	Proteção magnética
EP63TXXX E3P63TXXX	63	45 50	400 420	Sim	Sim	Não
EP105TXXX E3P105TXXX	110	75 75	400 420	Sim	Sim	Não
EP157TXXX E3P157TXXX	157	100 112.5	400 420	Sim	Sim	Sim
EP210TXXX E3P210TXXX	210	150 150	400 420	Sim	Sim	Sim
EP313TXXX E3P313TXXX	313	200 225	400 420	Sim	Sim	Sim
EP420TXXX E3P420TXXX	420	300 300	400 420	Sim	Sim	Sim
EP433TXXX E3P433TXXX	433	300 300	400 420	Sim	Sim	Sim

Fonte: *Ketrans* (2024, tradução nossa).

De acordo com *Ketrans* e *P&A* (2024), o dispositivo de atuação térmica possui faixa de atuação de 100°C à 150°C, com variação de 10%. Desta forma, é possível dimensionar a temperatura de atuação do dispositivo de acordo com a temperatura de projeto do transformador.

Conforme a ABNT NBR 5356-7 (2017), a temperatura limite de topo do óleo é de 105°C para operação em até 1,5 p.u. da potência nominal. Portanto, considerando que o CSP atua termicamente em função da temperatura do óleo, determina-se que temperatura do dispositivo térmico deve ser de 105°C. Considerando a variação de 10%, o dispositivo térmico pode atuar até a temperatura de 115,5°C, sendo essa, o limite da temperatura de topo de óleo para sobrecargas de 1,8 p.u., estabelecida pela ABNT NBR 5356-7 (2017).

O controle de emergência disponível no CSP pode ser crucial para a operação correta da proteção no caso de pequenas sobrecargas sazonais, liberando certo fator de sobrecarga ainda dentro dos limites do TD. Segundo *P&A* (2024), o dispositivo de emergência acrescenta um fator de temperatura na atuação do bimetálico.

Nos TDs de 45 e 75 kVA, o dispositivo de emergência acrescenta um fator de 15°C na temperatura de disparo do bimetálico. Já para os TDs de 112,5 e 150 kVA, esse acréscimo é de 30°C. O dispositivo *CSP* tem capacidade máxima de interrupção de 20 kA e tensão máxima de 600 V. (P&A, 2024, tradução nossa).

A Tabela 4, apresenta os dispositivos *CSP* dimensionados conforme o fabricante e a faixa de temperatura de atuação do dispositivo térmico escolhida.

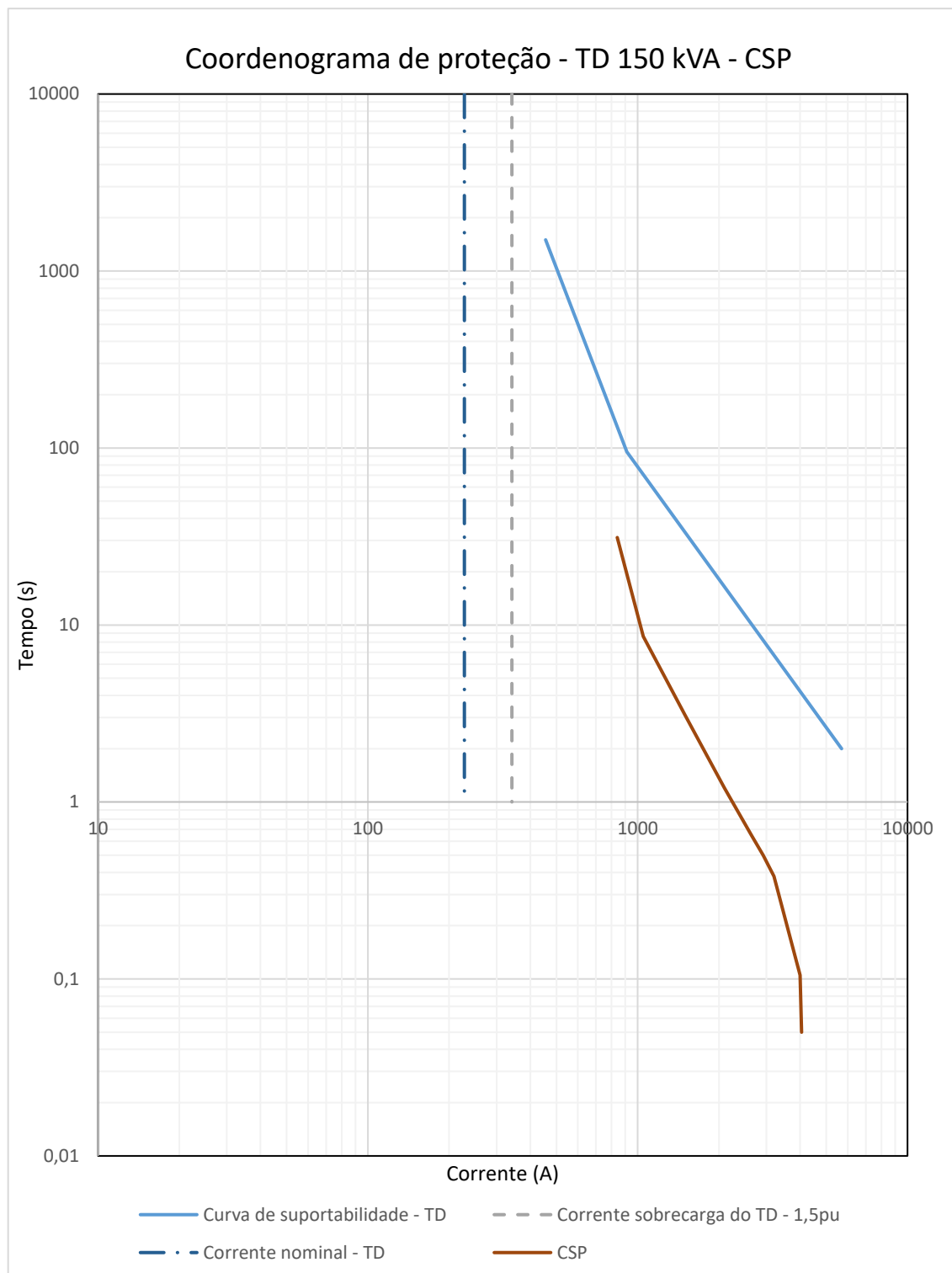
Tabela 4 – Dimensionamento de disjuntores *CSP*

Potência do TD (kVA)	Corrente nominal do TD (A)	Corrente com fator de sobrecarga ABNT NBR 5356-7 (A)	Corrente máxima de curto-circuito do TD (kA)	Corrente nominal do CSP (A)	Capacidade de interrupção de curto-circuito em 600V (kA)	Referência <i>Ketrans</i>
45	68,37	102,556	1,95	63	20	3P63T105
75	113,95	170,926	3,25	110	20	E3P110T105
112,5	170,93	256,389	4,88	157	20	E3P157T105
150	227,90	341,852	6,51	210	20	E3P250T105

Fonte: Elaboração própria (2024).

Ketrans (2024), disponibiliza um relatório de ensaio do *CSP*, porém, no relatório constam apenas três dispositivos, dos quais, apenas um se enquadra na potência de 150 kVA. Além disso, o ensaio realizado pelo fabricante contempla apenas a faixa de atuação para curto-circuito. Desta forma, elaborou-se o coordenograma de proteção para o TD de 150 kVA.

Figura 36 – Coordenograma de proteção – TD 150 kVA - CSP



Fonte: Elaboração própria (2024).

De acordo com o coordenograma da Figura 36, observa-se que a curva de atuação do CSP está abaixo da curva de suportabilidade do TD, o que indica que o TD está protegido nessa faixa de operação.

4.1.2 Quadro geral de proteção com DJ caixa moldada (QGP-DJ)

A proteção de transformadores de distribuição por meio de disjuntores caixa moldada requer dispositivos complementares além do próprio DJ. Por se tratar de uma instalação externa, exposta ao tempo, o disjuntor deve ser instalado em quadros de distribuição com índice de proteção contra poeira e água.

Além do quadro de distribuição, são necessários terminais para a correta conexão dos condutores aos bornes do DJ. Outro componente importante é o suporte para fixação do QGP (quadro geral de proteção) próximo ao TD.

Para a implementação do QGP-DJ, foram considerados os materiais listados na Tabela 5:

Tabela 5 – Lista de materiais – QGP-DJ

Lista de materiais – QGP-DJ	
Item	Quantidade
Disjuntor caixa moldada - ##A - ##kA	1
Quadro de comando ip68 500x400x200mm	1
Cabo de cobre ## mm ² - 0,6/1,0kV – cor preta – (metros)	9
Terminal olhal bimetálico - ## mm ²	6
Conector perfurante - ## mm ²	3
Prensa cabo - ##" polegada	6
Suporte de poste (circular) para transformador	2
Conjunto parafuso, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4
Trilho DIN – DJ – (metros)	1
Instalação e montagem	1

Fonte: Elaboração própria (2024).

Observa-se que as características dos componentes variam de acordo com a potência do transformador. Além disso, foram considerados somente os materiais necessários para a implementação do conjunto de proteção. O condutor e os conectores de neutro são utilizados na ligação convencional do TD, portanto, não são considerados na lista. São apresentadas, no Anexo P, as listas de materiais completas com os valores de corrente e seções transversais de cabos, de acordo com a potência de cada transformador.

O quadro de proteção com disjuntor termomagnético, oferece o mesmo grau de proteção do transformador autoprotegido. A instalação inicial do quadro de proteção com DJ termomagnético pode ser considerada simples, já que o mesmo é acoplado ao poste, próximo ao TD.

O acionamento do disjuntor é realizado manualmente, onde o operador deve subir ao nível da rede para operá-lo. Essa operação oferece certo risco ao eletricitista, já que em caso de curto-circuito, o arco-elétrico pode atingi-lo, além da insegurança do trabalho em altura. Para maior segurança, antes de operar o disjuntor, o mesmo deve desenergizar o transformador, abrindo os elos fusíveis do primário do transformador, por meio da vara de manobra e realizar o procedimento de verificação da rede, conforme normativa da concessionária.

Como trata-se de um sistema de proteção que não é comumente utilizado nas redes de distribuição, necessita-se realizar o estudo de proteção de coordenação e seletividade da curva de atuação do disjuntor com a curva de dano do TD. Sendo assim, é possível verificar se o disjuntor protege o transformador em toda a faixa de operação.

Para a elaboração do coordenograma de proteção e dimensionamento das correntes nominais dos disjuntores, foi considerado o fator de carga de 1,5 p.u., conforme a NBR 5356-7 (2017) estabelece para transformadores de distribuição. Portanto, o DJ deve suportar valores próximos a 150% a corrente nominal do TD, seccionando o circuito somente quando houverem variações superiores a determinada pela norma.

A Tabela 6, mostra as correntes nominais considerando TDs da classe 15 kV, com a ligação delta no primário e baixa tensão ligada em estrela com tensão nominal de 380/220 V, a corrente calculada com o fator de sobrecarga, a corrente máxima de curto-circuito.

Tabela 6 – Corrente nominal, sobrecarga e curto-circuito de TDs

Potência do TD (kVA)	Corrente nominal (A)	Corrente com		Corrente presumida de curto-circuito trifásico (kA)
		fator de sobrecarga de 1,5 p.u. (A)	Impedância (%) ABNT NBR 5440	
45 kVA	68,37	102,55	3,5	1,95
75 kVA	113,95	170,92	3,5	3,25
112,5 kVA	170,93	256,38	3,5	4,88
150 kVA	227,90	341,85	3,5	6,51

Fonte: Elaboração própria (2024).

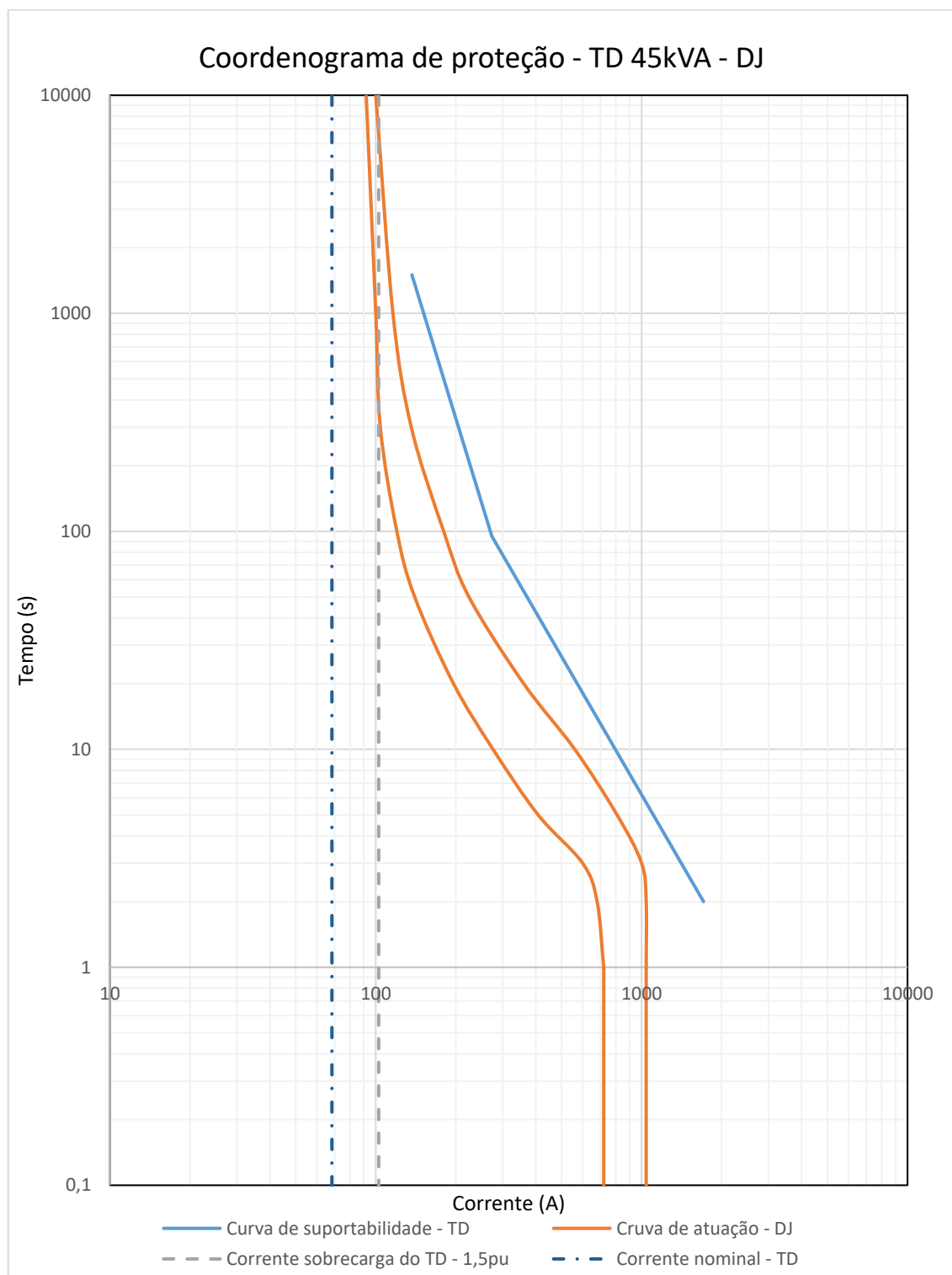
Após conhecidas as correntes nominais dos TDs, as correntes presumidas de curto-circuito e para o fator de sobrecarga considerado, pode-se dimensionar os dispositivos de proteção.

Inicialmente, deve-se plotar a curva de suportabilidade do TD, de acordo com a sua corrente nominal, a curva com o limite de sobrecarga de 1,5 p.u. e a curva de corrente nominal. Então, observa-se no catálogo do fabricante, e inicialmente escolhe-se o disjuntor que possua a curva de atuação que predominantemente fique abaixo e a esquerda da curva de suportabilidade do TD.

Deve-se considerar, para tempo infinito, que o disjuntor possua sua curva de atuação acima da corrente nominal e ligeiramente abaixo da curva de sobrecarga de 1,5 p.u. do transformador. Isso garante que o dispositivo não seccione o circuito, mas, a partir desta, deve efetuar o seccionamento de acordo com a sua curva de atuação.

A Figura 37, mostra o diagrama de coordenação e seletividade para a proteção em baixa tensão de um transformador de distribuição de 45 kVA.

Figura 37 – Coordenograma de proteção – TD 45kVA – DJ caixa moldada



Fonte: Elaboração própria (2024).

Na figura acima, é possível observar que a curva de atuação máxima do disjuntor fica abaixo e à esquerda da curva de suportabilidade máxima do TD. Isso indica que o dispositivo está protegendo o TD em toda a faixa de operação. Além

disso, observa-se que para tempo acima de 2,7 horas, o DJ suporta sobrecargas acima da corrente nominal do TD, porém, secciona o circuito antes da sobrecarga de 1,5 p.u., estabelecida pela ABNT NBR 5356-7.

Após a elaboração dos coordenogramas, foram observadas as correntes máximas de curto-circuito para cada potência de TDs. Então, foram escolhidos os disjuntores em caixa moldada, de acordo com a corrente nominal e a capacidade de interrupção de curto-circuito estabelecidos pelo fabricante.

Para a elaboração das curvas de atuação do disjuntor caixa moldada nos coordenogramas, foram utilizados como referência os catálogos da linha de disjuntores DWP125L e DWP250L da WEG.

Os coordenogramas de proteção através de disjuntor termomagnético dos TDs de 75, 112,5 e 150 kVA, são apresentados no Anexo A.

A Tabela 7, traz os disjuntores caixa moldada escolhidos baseados nos coordenogramas apresentados na Figura 37 e Anexos A, e nas correntes de curto-circuito dos TDs, conforme a Tabela 6.

Tabela 7 – Dimensionamento de disjuntores caixa moldada

Potência do TD (kVA)	Corrente nominal do TD (A)	Corrente com fator de sobrecarga ABNT NBR 5356-7 (A)	Corrente máxima de curto-circuito do TD (kA)	Corrente nominal do DJ (A)	Capacidade de interrupção de curto-circuito em 380V (kA)	Referência WEG
45	68,37	102,556	1,95	80	20	DWP125L-80-3
75	113,95	170,926	3,25	125	20	DWP250L-125-3
112,5	170,93	256,389	4,88	200	20	DWP250L-200-3
150	227,90	341,852	6,51	250	20	DWP250L-250-3

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.1.3 Quadro geral de proteção com fusível NH (QGP-NH)

O QGP-NH tem a proteção por atuação de um fusível do tipo NH. A instalação tem características iguais ao QGP-DJ, sendo conectados entre os terminais de BT do TD e os cabos do ramal de distribuição de baixa tensão.

Assim como o disjuntor caixa moldada, a proteção dos transformadores de distribuição por meio de fusíveis NH, também requer dispositivos complementares. Como particularidade do fusível NH, necessita-se de um suporte para conexão dos condutores, para isso, normalmente, utiliza-se a chave seccionadora do tipo porta-fusível.

Para a implementação do QGP-NH, foram considerados os materiais listados na Tabela 8:

Tabela 8 – Lista de materiais – QGP-NH

Lista de materiais – QGP-NH	
Item	Quantidade
Fusível NH - ##A - ##kA - tipo retardado	3
Quadro de comando ip68 500x400x200mm	1
Chave seccionadora saca fusível ##A tripolar tipo NH##	1
Cabo de cobre ## mm ² - 0,6/1,0kV - cor preta – (metros)	9
Terminal olhal bimetálico - ## mm ²	6
Conector perfurante - ## mm ²	3
Prensa cabo - ##" polegada	6
Suporte de poste (circular) para transformador	2
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4
Trilho DIN – (metros)	1
Instalação e montagem	1

Fonte: Elaboração própria (2024).

Observa-se que as características dos componentes variam de acordo com a potência do transformador. Além disso, foram considerados somente os materiais necessários para a implementação do conjunto de proteção. O condutor e os conectores de neutro são utilizados na ligação convencional do TD, portanto, não são considerados na lista. São apresentadas, no Anexo Q, as listas de materiais dimensionados de acordo com a potência de cada transformador.

Devido a característica de atuação do fusível NH, o mesmo deve ser substituído após a atuação, já que o elemento fusível se rompe devido ao sobreaquecimento gerado durante a sobrecarga ou curto-circuito. Esse procedimento requer também o deslocamento do profissional até o local, para elevar-se até o nível

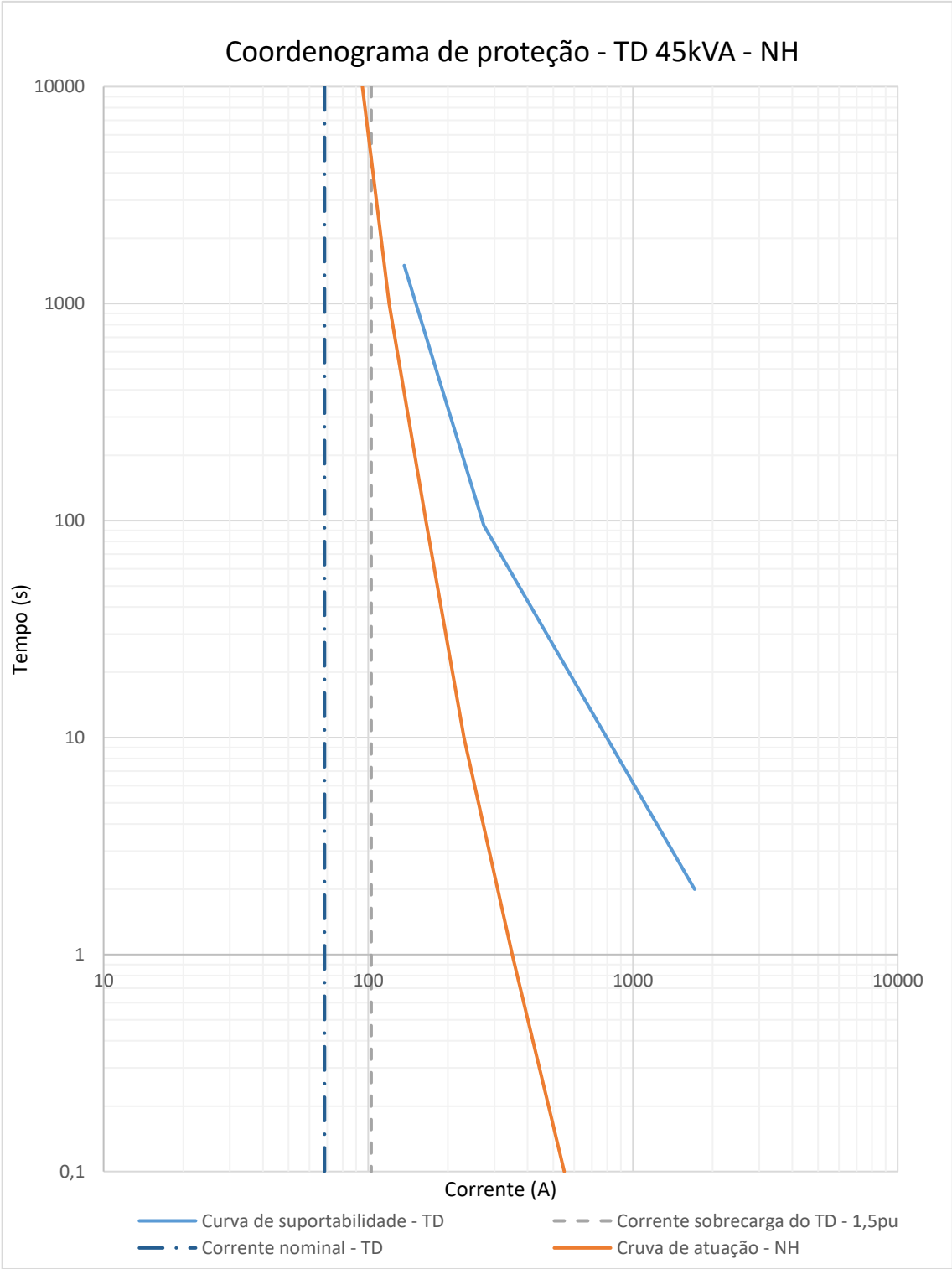
do dispositivo de proteção e realizar a substituição do fusível. Essa substituição deve ser realizada com o TD desenergizado e com os circuitos de baixa tensão aterrados, evitando os riscos de formação de arco-elétrico durante a operação.

Assim como no dimensionamento das correntes nominais dos disjuntores caixa moldada, para o dimensionamento do fusível NH, será considerado a corrente nominal, o fator de sobrecarga de 1,5 p.u. e a curva de suportabilidade máxima do TD.

Para a elaboração do coordenograma de proteção, foram observadas as correntes nominal e de sobrecarga, conforme a Tabela 6.

A Figura 38, mostra o coordenograma de proteção do TD de 45kVA com fusível NH.

Figura 38 – Coordenograma de proteção – TD 45kVA – NH



Fonte: Elaboração própria (2024).

Na figura acima, é possível observar que a curva de atuação máxima do fusível NH fica abaixo e à esquerda da curva de suportabilidade máxima do TD. Isso indica que o dispositivo está protegendo o TD em toda a faixa de operação.

Além disso, observa-se que para tempo acima de 2,7 horas, o fusível NH tolera sobrecargas acima da corrente nominal do TD, porém, secciona o circuito antes da sobrecarga de 1,5 p.u., estabelecida pela ABNT NBR 5356-7.

Para a elaboração das curvas de atuação do fusível NH nos coordenogramas, foram utilizados como referência a linha de fusíveis NH gL/gG, FNH00 e FNH1 da WEG.

Os coordenogramas de proteção através de fusível NH dos TDs de 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA, são apresentados no Anexo B.

A Tabela 9, traz os fusíveis NH escolhidos baseados nos coordenogramas da Figura 38 e Anexo B, e nas correntes de curto-circuito dos TDs, conforme a Tabela 6.

Tabela 9 – Dimensionamento dos fusíveis NH

Potência do TD (kVA)	Corrente nominal do TD (A)	Corrente com fator de sobrecarga ABNT NBR 5356-7 (A)	Corrente máxima de curto-circuito do TD (kA)	Corrente nominal do fusível NH (A)	Capacidade de interrupção de curto-circuito em 380V (kA)	Referência WEG
45	68,37	102,556	1,95	63	120	FNH00-63U
75	113,95	170,926	3,25	100	120	FNH00-100U
112,5	170,93	256,389	4,88	160	120	FNH1-160U
150	227,90	341,852	6,51	200	120	FNH1-200U

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.2 Viabilidade econômica

Além da viabilidade técnica, é necessário um estudo de viabilidade econômica, considerando os custos relacionados com cada alternativa de proteção na BT, comparando tais alternativas com a situação atual de proteção na AT.

Para a análise financeira, será considerado que os TDs convencionais, que sofrerem avarias, serão substituídos por TDs autoprotegidos ou por TDs convencionais com as proteções externas propostas anteriormente.

4.2.1 Custos para aquisição das proteções

Os sistemas de proteção apresentam custos, formas de instalação e formas de operação variadas.

No caso do QGP, como trata-se de uma solução de proteção que não é comumente comercializada, é necessário realizar orçamentos comerciais, para então tomar o custo de aquisição como base para o estudo econômico.

Além dos custos de aquisição do equipamento de proteção, no caso do QGP instalado em poste, deve ser acrescido o valor de instalação do mesmo junto ao transformador convencional, tendo em vista que será um serviço extra ao do reparo da falha.

Como o serviço de instalação e montagem do QGP não está contemplando nos contratos da CELESC, será considerado, para fins do estudo financeiro, o valor de uma instalação de um TD convencional de 75 kVA. Esse valor considera o serviço montagem, deslocamento e transporte do QDP até o local de instalação, abertura da chave fusível de média tensão do ponto a ser protegido, desconexão dos cabos de saída dos bornes de baixa tensão do TD, fixação do dispositivo de proteção no poste, conexão dos cabos de ligação, inserção dos fusíveis NH, fechamento da chave fusível e teste de tensão.

As Tabela 10 e Tabela 11, apresentam os custos médios de mercado para aquisição dos dispositivos relacionados ao QGP. Nesses valores, já foram considerados os custos de montagem dos componentes e o custo de instalação

mencionados anteriormente, sendo que os valores detalhados da lista de material são apresentados nos Anexos F e G.

Tabela 10 – Valores de aquisição do QGP com fusível NH

Potência do TD (kVA)	Orçamento 1	Orçamento 2	Custo médio
45 kVA	R\$ 3.552,45	R\$ 3.802,30	R\$ 3.677,38
75 kVA	R\$ 3.521,71	R\$ 3.862,15	R\$ 3.691,93
112,5 kVA	R\$ 4.590,60	R\$ 4.728,16	R\$ 4.659,38
150 kVA	R\$ 4.725,15	R\$ 5.037,34	R\$ 4.881,25

Fonte: Valores comerciais (2024).

Tabela 11 – Valores de aquisição do QGP com DJ caixa moldada

Potência do TD (kVA)	Orçamento 1	Orçamento 2	Custo médio
45 kVA	R\$ 3.454,48	R\$ 3.288,11	R\$ 3.371,30
75 kVA	R\$ 3.545,48	R\$ 3.317,09	R\$ 3.431,29
112,5 kVA	R\$ 4.174,90	R\$ 3.825,06	R\$ 3.999,98
150 kVA	R\$ 4.326,90	R\$ 3.826,34	R\$ 4.076,62

Fonte: Valores comerciais (2024).

Para o TD autoprotegido, tendo em vista a característica de proteção integrada ao tanque, não há a possibilidade de aquisição do dispositivo e instalação junto à TDs convencionais, assim como o QGP. Portanto, há a necessidade de aquisição do TD autoprotegido de forma completa.

A Tabela 12, apresenta os valores comerciais para aquisição de TDs autoprotegidos, sem o custo de instalação, nas potências de 45 kVA a 150kVA.

Tabela 12 – Valores de aquisição de TDs autoprotegidos

TD autoprotegido	Valor (R\$)
45 kVA	18.983,00
75 kVA	23.885,78
112,5 kVA	32.658,74
150 kVA	37.159,32

Fonte: Valores comerciais (2023).

4.2.2 Análise dos investimentos

Levantados os custos de aquisição e instalação associados aos dispositivos de proteção, inicia-se os estudos de viabilidade financeira.

Para a análise econômica foram utilizados os métodos do VPL e da TIR, considerando os fluxos de caixa de cada alternativa de proteção na BT. Os fluxos de caixa foram construídos levando-se em conta os investimentos iniciais necessários à implementação de cada alternativa de proteção na BT, bem como o custo anual de reparo evitado. Ou seja, considera-se que a implementação da proteção na BT evita a avaria do TD e com isso, o custo de reparo do equipamento considerando a proteção na AT, aparece como uma receita para as alternativas de proteção na BT.

O custo anual de reparo da falha (CARF) por eventos de sobrecarga ou curto-circuito é calculado com base na quantidade de transformadores instalados, na taxa de falha anual e no custo unitário de reparo, para cada valor de potência nominal. Esse custo pode ser calculado conforme a Equação (7).

$$CARF = TXa * QTDinst * CURF \quad (7)$$

Onde:

$CARF$ = Custo anual de reparo falha;

TXa = Taxa de falha anual por potência;

$QTDinst$ = Quantidade de TDs instalados por potência;

$CURF$ = Custo unitário de reparo da falha.

O $CURF$ (custo unitário de reparo da falha), é o valor relacionado ao reparo do sistema elétrico quando ocorre uma avaria em transformadores de distribuição. Esse custo é composto pelo valor de aquisição de um novo TD convencional, para substituir o avariado, e o custo relacionado à mão de obra para realizar essa substituição.

A taxa de falha anual é um parâmetro utilizado pelas concessionárias de distribuição e que representa o número anual de falhas nos TDs, considerando a quantidade total de equipamentos instalados.

O custo unitário de reparo da falha corresponde ao custo de aquisição de um novo equipamento, para substituir um TD avariado, somado ao custo do serviço para a substituição do mesmo.

A Tabela 13, apresenta os custos anuais de reparo da falha separados por potência, referentes à regional de Florianópolis.

Tabela 13 – Custo anual de reparo da falha por potência

Potência do TD (kVA)	Taxa de falha anual para curto-circuito e sobrecarga	Quantidade de TDs instalados	CURF	CARF
45 kVA	4,98%	2854	R\$ 13.684,00	R\$ 1.944.895,97
75 kVA	3,22%	4511	R\$ 19.015,85	R\$ 2.762.132,08
112,5 kVA	1,55%	3096	R\$ 26.034,32	R\$ 1.249.334,95
150 kVA	0,74%	798	R\$ 30.447,89	R\$ 179.800,88

Fonte: Elaboração própria (2024).

Outro valor a ser considerado é o investimento inicial, que é definido pelo custo de aquisição e instalação do sistema de proteção, para a quantidade de TDs instalados atualmente na rede da CELESC. Esse valor entra no fluxo de caixa como uma despesa no período zero.

Conforme exposto anteriormente, para a análise de investimentos, será considerado o cenário em que haverá a substituição do TD convencional avariado por um TD com proteção, sendo esse o TD autoprotegido ou um TD convencional com QGP. Observa-se que o reparo do sistema da forma convencional, já contempla os custos de um TD novo sem proteção e o custo de instalação do mesmo. Portanto, esses valores serão desconsiderados nas análises.

No QGP, o investimento inicial é composto pelo custo de aquisição dos componentes relacionados a proteção e o custo de instalação do mesmo, junto do TD convencional. Destaca-se que, nesse caso, após a avaria do TD convencional, existem dois custos de instalação diferentes. O primeiro custo relacionado à instalação de um novo TD convencional para substituição do TD avariado, que será desprezado e o custo de instalação do QGP.

Desta forma, na análise de investimento do QGP, será considerado apenas o custo de instalação do QGP, assim como o custo dos componentes relacionados ao dispositivo de proteção.

Já para o transformador autoprotegido, considerando a característica da proteção e a aquisição do equipamento completo, o mesmo é instalado em substituição ao TD convencional. Portanto, o investimento inicial é representado apenas pela diferença entre o custo de aquisição do TD autoprotegido e o custo de aquisição do TD convencional.

Portanto, o custo de instalação e o custo do TD serão desprezados, já que os mesmos são necessários para a recomposição do sistema.

Na Tabela 14, observam-se os valores totais de investimentos para os dispositivos de proteção, considerando o custo de aquisição e instalação dos QGPs e a diferença de custo do TD autoprotegido em relação ao TD convencional. Nota-se que o valor de investimento é referente à instalação dos QGPs em todos os TDs convencionais ou à substituição de todos os TDs convencionais por TDs autoprotegidos, considerando a região de Florianópolis.

Tabela 14 – Investimento total para implementação da proteção

Potência do TD (kVA)	TD autoprotegido	QGP com DJ caixa molda	QGP com fusível NH
45 kVA	R\$ 18.134.316,00	R\$ 9.621.675,93	R\$ 10.495.228,25
75 kVA	R\$ 28.127.212,75	R\$ 15.478.526,64	R\$ 16.654.296,23
112,5 kVA	R\$ 26.386.805,52	R\$ 12.383.938,08	R\$ 14.425.440,48
150 kVA	R\$ 7.072.011,66	R\$ 3.253.142,76	R\$ 3.895.233,51

Fonte: Elaboração própria (2024).

Nos períodos seguintes ao do investimento inicial, são registrados valores positivos no fluxo de caixa, sendo esses, os retornos do investimento. O retorno do investimento, nesse caso, são os valores relacionados ao custo do reparo anual da falha para sobrecarga e curto-circuito, que deixam de existir após a implementação da proteção em BT. Para a construção do fluxo de caixa, considera-se que a quantidade e a taxa de falha dos TDs continuam iguais aos valores levantados para o ano de 2023 que são apresentados na Tabela 13.

Os serviços relacionados ao custo do reparo do sistema elétrico sofrem correções anuais de acordo com índices de inflação e commodities relacionadas aos equipamentos elétricos como alumínio e cobre. Para projeção futura do custo de reparo, realizou-se um levantamento da correção anual dos contratos de serviços da CELESC no período de 2010 a 2024, buscando um valor médio nesse período. Esse valor médio será considerado para correção do custo de reparo anual futuro.

A Tabela 15, apresenta a evolução do custo da reforma de um TD de 45 kVA, utilizados pela CELESC.

Tabela 15 – Histórico de correção anual em serviços de reparo de TDs

Ano	Custo de reforma TD 45 kVA (R\$)	Correção anual (%)
2010	R\$ 2.004,96	
2011	R\$ 2.004,96	0,00%
2012	R\$ 2.947,94	47,03%
2013	R\$ 2.947,94	0,00%
2014	R\$ 3.314,14	12,42%
2015	R\$ 3.515,55	6,08%
2016	R\$ 3.817,67	8,59%
2017	R\$ 3.460,62	-9,35%
2018	R\$ 3.680,34	6,35%
2019	R\$ 4.421,90	20,15%
2020	R\$ 4.421,90	0,00%
2021	R\$ 6.811,38	54,04%
2022	R\$ 7.818,44	14,78%
2023	R\$ 8.560,00	9,48%
2024	R\$ 8.056,47	-5,88%
Valor médio		11,69%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Observa-se que o valor de correção anual variou entre valores negativos de 9,35% até valores positivos de 54,04%, chegando a um valor médio de 11,69% ao ano.

4.2.3 Fluxo de caixa para aquisição de TDs autoprotégidos

Após o cálculo do investimento inicial e dos retornos anuais, apresenta-se na Tabela 16, para TDs de 45 kVA, o fluxo de caixa referente à alternativa que contempla o TD autoprotégido

A coluna "Fluxo de caixa" contém o investimento inicial, no período zero, e nos períodos seguintes os retornos referentes ao custo evitado da falha, devidamente corrigidos pela taxa de 11,69 % a.a..

O fluxo de caixa acumulado refere-se ao valor de investimento inicial, somado com os retornos de investimento por período.

A coluna "VP receita" apresenta os retornos referentes aos custos evitados pela proteção na BT, levados a valor presente.

Por fim, a coluna "fluxo de caixa descontado" representa, a cada período, o investimento inicial subtraindo os retornos levados à valor presente.

O horizonte escolhido para a análise do fluxo de caixa foi de 25 anos, baseado na expectativa de vida útil do transformador de distribuição, de acordo com o manual de controle patrimonial do setor elétrico (MCPSE).

A TMA é definida conforme apresentado na subseção 2.5.2, através da WACC regulatório apresentado pela ANEEL, que no ano de 2024 é de 7,42% para a CELESC.

A Tabela 16, apresenta o fluxo de caixa para o TD autoprotégido na potência de 45 kVA, onde o investimento total para aplicação é de R\$ 18.134.316,00.

Tabela 16 – Fluxo de caixa para o TD autoprotegido de 45kVA

Fluxo de caixa - TD autoprotegido - 45 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo da falha anual	R\$ 1.944.895,97			
Investimento total	R\$ 18.134.316,00			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 18.134.316,00	-R\$ 18.134.316,00	-R\$ 18.134.316,00	-R\$ 18.134.316,00
1	R\$ 2.172.254,31	-R\$ 15.962.061,69	R\$ 2.022.150,11	-R\$ 16.112.165,89
2	R\$ 2.426.190,84	-R\$ 13.535.870,85	R\$ 2.102.472,89	-R\$ 14.009.693,00
3	R\$ 2.709.812,55	-R\$ 10.826.058,30	R\$ 2.185.986,22	-R\$ 11.823.706,78
4	R\$ 3.026.589,64	-R\$ 7.799.468,66	R\$ 2.272.816,82	-R\$ 9.550.889,96
5	R\$ 3.380.397,97	-R\$ 4.419.070,69	R\$ 2.363.096,45	-R\$ 7.187.793,51
6	R\$ 3.775.566,49	-R\$ 643.504,20	R\$ 2.456.962,13	-R\$ 4.730.831,38
7	R\$ 4.216.930,21	R\$ 3.573.426,01	R\$ 2.554.556,29	-R\$ 2.176.275,10
8	R\$ 4.709.889,35	R\$ 8.283.315,36	R\$ 2.656.027,03	R\$ 479.751,94
9	R\$ 5.260.475,42	R\$ 13.543.790,78	R\$ 2.761.528,34	R\$ 3.241.280,28
10	R\$ 5.875.424,99	R\$ 19.419.215,77	R\$ 2.871.220,32	R\$ 6.112.500,60
11	R\$ 6.562.262,18	R\$ 25.981.477,95	R\$ 2.985.269,43	R\$ 9.097.770,02
12	R\$ 7.329.390,62	R\$ 33.310.868,57	R\$ 3.103.848,73	R\$ 12.201.618,76
13	R\$ 8.186.196,39	R\$ 41.497.064,96	R\$ 3.227.138,18	R\$ 15.428.756,94
14	R\$ 9.143.162,75	R\$ 50.640.227,71	R\$ 3.355.324,87	R\$ 18.784.081,81
15	R\$ 10.211.998,47	R\$ 60.852.226,18	R\$ 3.488.603,32	R\$ 22.272.685,13
16	R\$ 11.405.781,09	R\$ 72.258.007,27	R\$ 3.627.175,79	R\$ 25.899.860,92
17	R\$ 12.739.116,90	R\$ 84.997.124,17	R\$ 3.771.252,56	R\$ 29.671.113,48
18	R\$ 14.228.319,67	R\$ 99.225.443,84	R\$ 3.921.052,28	R\$ 33.592.165,76
19	R\$ 15.891.610,24	R\$ 115.117.054,08	R\$ 4.076.802,26	R\$ 37.668.968,02
20	R\$ 17.749.339,47	R\$ 132.866.393,55	R\$ 4.238.738,86	R\$ 41.907.706,87
21	R\$ 19.824.237,26	R\$ 152.690.630,81	R\$ 4.407.107,81	R\$ 46.314.814,69
22	R\$ 22.141.690,59	R\$ 174.832.321,41	R\$ 4.582.164,64	R\$ 50.896.979,33
23	R\$ 24.730.054,22	R\$ 199.562.375,63	R\$ 4.764.174,98	R\$ 55.661.154,30
24	R\$ 27.620.997,56	R\$ 227.183.373,20	R\$ 4.953.415,03	R\$ 60.614.569,33
25	R\$ 30.849.892,18	R\$ 258.033.265,37	R\$ 5.150.171,98	R\$ 65.764.741,32
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 65.764.741,32			
Taxa interna de retorno (TIR)	22,47%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Para esse fluxo de caixa, obteve-se um VPL de R\$ 65.764.741,32 e uma TIR de 22,47 % a.a., comprovando, para a potência de 45 kVA, a viabilidade econômica da alternativa de utilização de TDs autoprotegidos.

Os fluxos de caixa para os TDs autoprotegidos de 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA são apresentados no Anexo C.

A Tabela 17, apresenta os valores de VPL e TIR, referentes à alternativa de TD autoprotegido, nas potências de 45 kVA, 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA.

Tabela 17 – Resultados da análise VPL e TIR para TD autoprotegido

Potência	VPL (R\$)	TIR
45 kVA	R\$ 65.764.741,32	22,47 %
75 kVA	R\$ 91.025.832,38	21,25 %
112,5 kVA	R\$ 27.507.092,09	13,19 %
150 kVA	R\$ 684.251,16	8,09 %

Fonte: Elaboração própria (2024).

De acordo com os resultados apresentados acima, a substituição de TDs convencionais avariados por TDs autoprotegidos, nas potências de 45 kVA à 150 kVA, é viável economicamente, pois o VPL dos mesmos apresenta valor positivo. Observa-se que, consequentemente ao VPL positivo, a TIR de todas as análises apresenta um valor maior do que a taxa de referência WACC.

Porém, ao analisar as potências de 112,5 kVA e 150 kVA, a TIR apresenta um valor próximo à TMA, principalmente no caso do TD autoprotegido de 150 kVA. Vale ressaltar que, apesar do VPL positivo, cabe ao investidor uma análise mais aprofundada, verificando os riscos associados ao investimento.

4.2.4 Fluxo de caixa para aquisição QGP-DJ

Conforme a tabela 14, o QGP com disjuntor caixa moldada possui o menor valor de investimento inicial entre os três tipos de proteção propostos. Isso ocorre porque o QGP-DJ é o dispositivo de proteção com componentes mais simples e não requer a reposição de componentes para reestabelecimento após atuação da proteção.

Na Tabela 18, observa-se o fluxo de caixa do QGD-DJ para o TD de 45 kVA, com o investimento total de R\$ 9.261.675,93.

Tabela 18 – Fluxo de caixa para o QGP com disjuntor caixa moldada no TD de 45kVA

Fluxo de caixa - Proteção com disjuntor caixa moldada - 45 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo da falha anual	R\$ 1.944.895,97			
Investimento total	R\$ 9.621.675,93			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 9.621.675,93	-R\$ 9.621.675,93	-R\$ 9.621.675,93	-R\$ 9.621.675,93
1	R\$ 2.172.254,31	-R\$ 7.449.421,62	R\$ 2.022.150,11	-R\$ 7.599.525,82
2	R\$ 2.426.190,84	-R\$ 5.023.230,78	R\$ 2.102.472,89	-R\$ 5.497.052,93
3	R\$ 2.709.812,55	-R\$ 2.313.418,23	R\$ 2.185.986,22	-R\$ 3.311.066,71
4	R\$ 3.026.589,64	R\$ 713.171,41	R\$ 2.272.816,82	-R\$ 1.038.249,89
5	R\$ 3.380.397,97	R\$ 4.093.569,38	R\$ 2.363.096,45	R\$ 1.324.846,56
6	R\$ 3.775.566,49	R\$ 7.869.135,87	R\$ 2.456.962,13	R\$ 3.781.808,69
7	R\$ 4.216.930,21	R\$ 12.086.066,08	R\$ 2.554.556,29	R\$ 6.336.364,97
8	R\$ 4.709.889,35	R\$ 16.795.955,43	R\$ 2.656.027,03	R\$ 8.992.392,01
9	R\$ 5.260.475,42	R\$ 22.056.430,85	R\$ 2.761.528,34	R\$ 11.753.920,35
10	R\$ 5.875.424,99	R\$ 27.931.855,84	R\$ 2.871.220,32	R\$ 14.625.140,67
11	R\$ 6.562.262,18	R\$ 34.494.118,02	R\$ 2.985.269,43	R\$ 17.610.410,09
12	R\$ 7.329.390,62	R\$ 41.823.508,64	R\$ 3.103.848,73	R\$ 20.714.258,83
13	R\$ 8.186.196,39	R\$ 50.009.705,03	R\$ 3.227.138,18	R\$ 23.941.397,01
14	R\$ 9.143.162,75	R\$ 59.152.867,78	R\$ 3.355.324,87	R\$ 27.296.721,88
15	R\$ 10.211.998,47	R\$ 69.364.866,25	R\$ 3.488.603,32	R\$ 30.785.325,20
16	R\$ 11.405.781,09	R\$ 80.770.647,34	R\$ 3.627.175,79	R\$ 34.412.500,99
17	R\$ 12.739.116,90	R\$ 93.509.764,24	R\$ 3.771.252,56	R\$ 38.183.753,55
18	R\$ 14.228.319,67	R\$ 107.738.083,91	R\$ 3.921.052,28	R\$ 42.104.805,83
19	R\$ 15.891.610,24	R\$ 123.629.694,15	R\$ 4.076.802,26	R\$ 46.181.608,09
20	R\$ 17.749.339,47	R\$ 141.379.033,62	R\$ 4.238.738,86	R\$ 50.420.346,94
21	R\$ 19.824.237,26	R\$ 161.203.270,88	R\$ 4.407.107,81	R\$ 54.827.454,76
22	R\$ 22.141.690,59	R\$ 183.344.961,48	R\$ 4.582.164,64	R\$ 59.409.619,40
23	R\$ 24.730.054,22	R\$ 208.075.015,70	R\$ 4.764.174,98	R\$ 64.173.794,37
24	R\$ 27.620.997,56	R\$ 235.696.013,27	R\$ 4.953.415,03	R\$ 69.127.209,40
25	R\$ 30.849.892,18	R\$ 266.545.905,44	R\$ 5.150.171,98	R\$ 74.277.381,39
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 74.277.381,39			
Taxa interna de retorno (TIR)	34,03%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Analisando os resultados do fluxo de caixa com a proteção por QGP-DJ, observa-se que o VPL após o período de análise de 25 anos apresentou resultado no valor de R\$ 74.227.381,39. Isso caracteriza que o investimento é viável

economicamente. Além disso, a TIR é de 34,03%, sendo esse, um valor muito superior a TMA de 7,423%, indicando a viabilidade positiva do investimento.

Os fluxos de caixa para os QGP-DJ utilizados em TDs de 75 kVA, 112.5 kVA e 150 kVA são apresentados no Anexo D. Na Tabela 19, apresentam-se o VPL e a TIR para os quatro valores de potência nominal.

Tabela 19 – Resultados para análise VPL para o QGP-DJ no TD de 45kVA

Potência	VPL (R\$)	TIR (% a.a.)
45 kVA	R\$ 74.277.381,39	34,03%
75 kVA	R\$ 103.674.518,49	31,27%
112,5 kVA	R\$ 41.509.959,53	21,62%
150 kVA	R\$ 4.503.120,07	14,66%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Conforme os resultados apresentados acima, a instalação de QGPs em todos os TDs convencionais avariados, nas potências de 45 kVA à 150 kVA, é viável economicamente, pois o VPL dos mesmos apresenta valor positivo.

Observa-se que a TIR apresenta um valor maior do que a taxa de referência WACC em todos os casos. Além disso, o valor de investimento inicial do QGP-DJ é menor do que o investimento para TDs autoprotegidos, o contribui para um VPL maior comparado ao VPL do TD autoprotegido.

4.2.5 Fluxo de caixa para aquisição QGP com fusível NH

O QGP com fusível NH possui um valor de investimento inicial intermediário entre os investimentos referentes às duas alternativas de proteção BT já apresentadas, se aproximando do investimento no QGP com disjuntor caixa moldada. Da mesma forma, a proteção com o fusível NH também utiliza o TD convencional já instalado no poste.

Uma particularidade na proteção com fusíveis NH, é que, após uma atuação, há a necessidade de substituição do fusível, já que o elo de proteção interno se rompe, abrindo o circuito e impossibilitando a religação sem a substituição do componente. Portanto, haverá um custo anual de reposição dos fusíveis NH. Para o

levantamento do custo anual de reposição, será considerado o número de atuações anuais do ano de 2023.

Desta forma, o custo estimado anual de reposição de fusíveis NH, se dá pela multiplicação do custo unitário do fusível pelo número de atuações. Considerando o pior caso, o valor resultante será multiplicado por três, já que a proteção trifásica utiliza três fusíveis. Assim, esse custo entra no fluxo de caixa em todos os períodos como uma despesa, corrigidos anualmente pela taxa de correção anual do custo de reparo.

A Tabela 20, apresenta os custos anuais estimados para reposição de fusíveis NH.

Tabela 20 – Custos estimados anuais com reposição de fusíveis NH

Potência	Quantidade de falhas	Custo Fusível NH	Custo anual Fusível NH
45 kVA	142	R\$ 35,99	R\$ 15.345,69
75 kVA	145	R\$ 39,99	R\$ 17.426,15
112,5 kVA	89	R\$ 42,90	R\$ 6.176,06
150 kVA	6	R\$ 87,75	R\$ 1.554,54

Fonte: Elaboração própria (2024).

Após levantados os custos associados à proteção com fusíveis NH, a Tabela 21, apresenta o fluxo de caixa para o QGD com fusível NH para proteção de um TD de 45 kVA, com o investimento total de R\$ 10.495.228,25.

Tabela 21 – Fluxo de caixa para o QGP com fusível NH no TD de 45kVA

Fluxo de caixa - Proteção com fusível NH - 45 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo da falha anual	R\$ 1.944.895,97			
Investimento total	R\$ 10.495.228,25			
Custo anual com Fusíveis NH	R\$ 15.345,69			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 10.495.228,25	-R\$ 10.495.228,25	-R\$ 10.495.228,25	-R\$ 10.495.228,25
1	R\$ 2.155.114,71	-R\$ 8.340.113,54	R\$ 2.006.194,87	-R\$ 8.489.033,38
2	R\$ 2.407.047,62	-R\$ 5.933.065,92	R\$ 2.085.883,89	-R\$ 6.403.149,50
3	R\$ 2.688.431,49	-R\$ 3.244.634,43	R\$ 2.168.738,27	-R\$ 4.234.411,23
4	R\$ 3.002.709,13	-R\$ 241.925,30	R\$ 2.254.883,75	-R\$ 1.979.527,48
5	R\$ 3.353.725,83	R\$ 3.111.800,52	R\$ 2.344.451,06	R\$ 364.923,58
6	R\$ 3.745.776,37	R\$ 6.857.576,90	R\$ 2.437.576,11	R\$ 2.802.499,70
7	R\$ 4.183.657,63	R\$ 11.041.234,53	R\$ 2.534.400,23	R\$ 5.336.899,93
8	R\$ 4.672.727,21	R\$ 15.713.961,74	R\$ 2.635.070,35	R\$ 7.971.970,28
9	R\$ 5.218.969,02	R\$ 20.932.930,76	R\$ 2.739.739,23	R\$ 10.711.709,51
10	R\$ 5.829.066,50	R\$ 26.761.997,26	R\$ 2.848.565,71	R\$ 13.560.275,22
11	R\$ 6.510.484,37	R\$ 33.272.481,64	R\$ 2.961.714,94	R\$ 16.521.990,17
12	R\$ 7.271.560,00	R\$ 40.544.041,63	R\$ 3.079.358,63	R\$ 19.601.348,80
13	R\$ 8.121.605,36	R\$ 48.665.647,00	R\$ 3.201.675,30	R\$ 22.803.024,09
14	R\$ 9.071.021,03	R\$ 57.736.668,02	R\$ 3.328.850,56	R\$ 26.131.874,66
15	R\$ 10.131.423,39	R\$ 67.868.091,41	R\$ 3.461.077,42	R\$ 29.592.952,07
16	R\$ 11.315.786,78	R\$ 79.183.878,19	R\$ 3.598.556,52	R\$ 33.191.508,59
17	R\$ 12.638.602,25	R\$ 91.822.480,44	R\$ 3.741.496,49	R\$ 36.933.005,07
18	R\$ 14.116.054,86	R\$ 105.938.535,30	R\$ 3.890.114,25	R\$ 40.823.119,32
19	R\$ 15.766.221,67	R\$ 121.704.756,97	R\$ 4.044.635,32	R\$ 44.867.754,64
20	R\$ 17.609.292,98	R\$ 139.314.049,95	R\$ 4.205.294,20	R\$ 49.073.048,85
21	R\$ 19.667.819,33	R\$ 158.981.869,29	R\$ 4.372.334,69	R\$ 53.445.383,54
22	R\$ 21.966.987,41	R\$ 180.948.856,70	R\$ 4.546.010,27	R\$ 57.991.393,81
23	R\$ 24.534.928,24	R\$ 205.483.784,94	R\$ 4.726.584,51	R\$ 62.717.978,32
24	R\$ 27.403.061,35	R\$ 232.886.846,29	R\$ 4.914.331,41	R\$ 67.632.309,73
25	R\$ 30.606.479,23	R\$ 263.493.325,52	R\$ 5.109.535,91	R\$ 72.741.845,64
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 72.741.845,64			
Taxa interna de retorno (TIR)	31,90%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

De acordo com o fluxo de caixa acima, a proteção com QGP por fusível NH apresenta VPL positivo no valor de R\$ 101.762.847,32, no período de analisado de 25 anos. A TIR apresentou um resultado de 31,90%, valor acima da TMA. Esses valores de VPL e TIR indicam que o investimento é viável economicamente.

Os fluxos de caixa para os QGP-NH utilizados em TDs de 75 kVA, 112.5 kVA e 150 kVA são apresentados no Anexo E.

Ainda analisando os fluxos de caixa referentes ao QGP com fusível NH, nota-se os valores presente líquidos para cada potência. A Tabela 22, traz os valores de VPL e TIR para implementação do QGP-NH.

Tabela 22 - Resultados da análise VPL para o QGP-NH no TD de 45kVA

Potência	VPL (R\$)	TIR (% a.a.)
45 kVA	R\$ 72.741.845,64	31,90%
75 kVA	R\$ 101.747.018,59	29,65%
112,5 kVA	R\$ 39.202.034,02	19,56%
150 kVA	R\$ 3.793.969,30	12,88%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Conforme os resultados apresentados acima, a instalação de QGP-NH em todos os TDs convencionais avariados, nas potências de 45 kVA a 150 kVA, é economicamente viável, pois os valores presentes líquidos são positivos e as taxas internas de retorno são maiores que a TMA.

Além disso, observa-se para essa alternativa de proteção na BT, um desempenho econômico menor, mas, próximo ao apresentado pela alternativa de QGP com disjuntor, já que os investimentos iniciais, bem como os retornos conseguidos com a falha evitada, são bem próximos.

4.2.6 Análise dos resultados

Após a análise econômica, observa-se que as soluções de proteção em BT apresentam custos e retornos de investimentos variados. Conforme análise econômica do TD autoprotegido, o investimento inicial acaba tendo um valor mais elevado, resultando em valores menores de VPL e TIR quando comparado aos QGPs.

Nos casos do QGP com disjuntor caixa moldada e fusível NH, o investimento é menor, por serem materiais comumente comercializados. Portanto, o investimento para aquisição é menor, resultando em maiores valores de VPL e TIR.

A Tabela 23, apresenta um comparativo entre os valores presentes líquidos, conforme Tabelas 17, 19 e 22.

Tabela 23 - Resultados das análises de VPL

Potência	TD autoprotegido	QGP-DJ	QJP-NH
45 kVA	R\$ 65.764.741,32	R\$ 74.277.381,39	R\$ 72.741.845,64
75 kVA	R\$ 91.025.832,38	R\$ 103.674.518,49	R\$ 101.747.018,59
112,5 kVA	R\$ 27.507.092,09	R\$ 41.509.959,53	R\$ 39.202.034,02
150 kVA	R\$ 684.251,16	R\$ 4.503.120,07	R\$ 3.793.969,30

Fonte: Elaboração própria (2024).

De acordo com o exposto acima, a alternativa de proteção QGP-DJ apresenta, para toda a faixa de potência nominal, melhor desempenho econômico, quando comparada com as demais alternativas, devendo-se apenas observar que a alternativa de proteção QGP-NH apresenta desempenho econômico não muito diferente.

Por apresentar maior investimento inicial, a alternativa que contempla o TD autoprotegido apresenta menores valores de VPL (menor viabilidade econômica), e esse fato fica mais evidente para as potências de 112,5 kVA e 150 kVA."

Nota-se que o VPL do QGP-DJ é maior do que o VPL do QGP-NH, devido ao valor de investimento menor do QGP-DJ e o custo extra de reposição anual de fusíveis NH no QGP-NH, embora as diferenças sejam menos significativas que as diferenças observadas na comparação com o TD autoprotegido. Ou seja, as duas alternativas que contemplam o uso de QGP apresentam desempenhos econômicos próximos.

Por fim, observa-se, para as as potências de 112,5 kVA e 150 kVA, considerando as três alternativas de proteção na BT, uma redução de desempenho econômico diretamente relacionada com os menores valores de taxa de falha. Para menores valores de taxa de falha, a expectativa de retorno com as falhas evitadas diminui.

Ou seja, existe a tendência de que qualquer alternativa de proteção para transformadores de distribuição apresente resultados econômicos mais significativos, na medida em que a taxa de falha aumente.

5 CONCLUSÃO

As proteções contra curto-circuito e sobrecarga são primordiais aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além da preservação dos equipamentos elétricos, o correto dimensionamento de um sistema de proteção traz maior segurança para a operação do sistema elétrico e seus usuários.

Do ponto de vista técnico, a proteção por meio do disjuntor termomagnético se mostra eficiente, já que a atuação de sobrecarga se dá pela função térmica, através do dispositivo bimetálico. Dessa forma, são toleradas sobrecorrentes de acordo com a curva de atuação do DJ, durante os picos de carga do sistema. Desta forma, o DJ não secciona o circuito para qualquer variação de carga acima da corrente nominal do mesmo.

A função de proteção contra curto-circuito do disjuntor termomagnético se dá por atuação instantânea, onde, em caso de um curto-circuito, o dispositivo magnético realiza o seccionamento e abertura dos contatos do disjuntor. Portanto, através das análises por coordenograma de proteção, é possível especificar corretamente as características do DJ caixa moldada para o TD.

O CSP instalado no TD autoprotegido, conforme especificado pelo fabricante, é dimensionado seguindo os padrões estabelecidos pela ANSI/IEEE C57.91-1981. Isso indica que o dispositivo é calibrado para proteger o TD de acordo com os padrões de suportabilidade estabelecidos pela IEEE. Além disso, o coordenograma de atuação apresentado pelo fabricante demonstra a seletividade na proteção para curto-circuito em relação à curva de suportabilidade do TD.

A facilidade na instalação do TD autoprotegido, sem a necessidade de componentes de proteção instalados externamente, e a operação de rearme do CSP através de vara de manobra contribuem para uma análise positiva do ponto de vista técnico. No entanto, a falta do dispositivo de atuação magnética nas potências de 45 e 75 kVA pode comprometer a proteção contra curto-circuito nesses casos.

Outro ponto a ser observado no TD autoprotegido é a sinalização de sobrecarga e o dispositivo de emergência. Portanto, é possível observar se o TD já está em sobrecarga, através do sinal luminoso e acionar o dispositivo de emergência, onde haverá um fator de sobrecarga, evitando a atuação constante da proteção.

A proteção por meio de fusível NH também se mostra eficiente, devido à sua alta capacidade de interrupção de curto-circuito. Porém, devido a característica de atuação do fusível NH, após a atuação, há a necessidade de substituição do fusível, o que acaba gerando custos extras e possíveis substituições incorretas por valores de corrente diferentes das definidas para a potência do TD.

Para a avaliação econômica, foram levantados os custos dos sistemas de proteção propostos e custos com a falha anual por sobrecarga e curto-circuito. Então, foi realizado o estudo econômico através do VPL e da TIR. Desta forma, foi possível observar os indicadores econômicos nas diferentes faixas de potência e tipo de proteção.

A proteção com menor custo agregado foi o disjuntor termomagnético instalado em QGP-DJ. Em todas as faixas de potência, o QGP-DJ apresentou o maior VPL e maior TIR, indicando ser o investimento com maior retorno entre os analisados.

O QGP-NH apresentou valores de investimentos e VPL e TIR próximos aos do QGP-DJ. Porém, a necessidade de substituição do fusível NH para o restabelecimento da falha acaba gerando custos extras, o que agrega um maior valor no período de operação.

A proteção do TD autoprotegido acaba tendo o maior valor de investimento entre os analisados. Isso ocorre devido à complexidade do projeto, já que o CSP é instalado internamente ao TD, aumentando as dimensões e, consequentemente, o volume de óleo do transformador. Além disso, a facilidade na operação e instalação do TD também agrega um valor maior ao dispositivo.

Comparando as análises, a proteção por disjuntor termomagnético do tipo caixa moldada, instalada em QGP, acaba sendo a mais viável economicamente. Isso se deve ao menor valor de investimento comparado ao TD autoprotegido e à operação sem a necessidade de reposição de componentes, como o fusível NH.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR. **5356-7**: Transformadores de Potência - Parte 7 Guia de Carregamento para Transformadores Imersos em Líquido Isolante. Rio de Janeiro, 2017.

ABNT NBR. **5440**: Transformadores para redes aéreas de distribuição - Requisitos. Rio de Janeiro, 2014.

ANEEL. **ANEEL divulga desempenho e ranking das distribuidoras sobre fornecimento de energia em 2021**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-divulga-desempenho-e-ranking-das-distribuidoras-sobre-fornecimento-de-energia-em-2021>. Acesso em: 11 mar. 2023.

ANEEL. **MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO MCPSE**, Brasília - DF, 2015. Disponível em: [Manual de Controle Patrimonial - MCPSE \(aneel.gov.br\)](Manual de Controle Patrimonial - MCPSE (aneel.gov.br)). Acesso em: 02 mai. 2024.

ANEEL. **Taxa Regulatória de Remuneração do Capital**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 5/2020-SRM/ANEEL, Brasília - DF, 2020. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/quest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=39490&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 25 mar. 2024.

ANEEL. **Taxa Regulatória de Remuneração do Capital da Distribuição**. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.4, Brasília - DF, 2020. Disponível em: [Nota Técnica Principal \(aneel.gov.br\)](Nota Técnica Principal (aneel.gov.br)). Acesso em: 02 mai. 2024.

BIM, Edson. **Máquinas Elétricas e Acionamento**. São Paulo: Grupo GEN, 2018.

CAMARGOS, Marcos Antônio D. **Matemática Financeira - Aplicada a produtos financeiros e à análise de investimentos**. São Paulo: Editora Saraiva, 2017.

CELESC. **E-313.0002**: Estruturas para redes aéreas convencionais de distribuição. 20 dez. 2021. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/especificacao-de-equipamentos-e-materiais>. Acesso em: 10 mar. 2023.

CELESC. **E-313.0019**: Transformadores para redes aéreas de distribuição. 24 out. 2022. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/especificacao-de-equipamentos-e-materiais>. Acesso em: 18 mar. 2023.

CELESC. **Taxa de avaria de TDs 2022 (arquivos Internos)**. Florianópolis, 2022.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. São Paulo: Grupo A, 2013.

CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas**, 17ª edição. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2021.

DIAS, Roberto de Vasconcellos *et al.* **Transformador de Distribuição de Classe 85°C Autoprotegido**. 6f. 2017. (Artigo científico), Rio de Janeiro - RJ, 2017.

Disponível em: <http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2017/09/Transformador-de-Distribui%C3%A7%C3%A3o-de-Classe-85%C2%BAC-Autoprotegido.pdf>. Acesso em: 09 mar. 2023.

FILHO, João M. **Instalações Elétricas Industriais**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2023.

FILHO, João M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2019.

FILHO, João M. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2020.

FILIPPO, Guilherme *et al.* Análise de Falhas de Transformadores em Redes Aéreas de Distribuição. In: **CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA**, V., 2009, Belém do Pará.

GEDRA, Ricardo L.; BARROS, Benjamim Ferreira de; BORELLI, Reinaldo. **Geração Transmissão distribuição**. São Paulo: Editora Saraiva, 2014.

HASTINGS, David F. **Análise Financeira de Projetos de Investimento de Capital**. São Paulo: Editora Saraiva, 2013.

IEEE. **IEEE Std C37.91-2021 (Revision of IEEE Std C37.91-2008)**: Guide for Protecting Power Transformers. Mar., 2021.

IEEE. **IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)**: Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. Dez., 2011.

IEEE. **IEEE Std C57.109-2018 (Revision of IEEE Std C57.109-1993)**: Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration. Set., 2018.

IPEA. **REMUNERAÇÃO DE CAPITAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA**, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: [Cap11.pmd \(ipea.gov.br\)](http://www.ipea.gov.br/Cap11.pmd). Acesso em: 15 mai. 2024.

JORDÃO, Rubens G. **Transformadores**. São Paulo: Editora Blucher, 2002.

KAGAN, Nelson. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Blucher, 2010.

KETRANS. (USA) **Three Phase Circuit Breaker (63~ 420A)**. 2021. Disponível em: <http://www.ketranele.com/col.jsp?id=134>. Acesso em: 16 nov 2023.

MAK, José *et al.* **Desenvolvimento de Metodologia e Dispositivo de Proteção de Transformadores de Distribuição para Minimização de Queimas**. 11f. 2006. (Artigo científico), Porto Velho - RO, 2006. Disponível em:

<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2017/09/Desenvolvimento-de-Metodologia-e-Dispositivo-de-Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Transformadores-de-Distribui%C3%A7%C3%A3o-para-Minimiza%C3%A7%C3%A3o-de-Queimas.pdf>.

Acesso em: 09 mar. 2023.

NERY, Norberto. **Instalações Elétricas – Princípios e Aplicações**, 3ª edição. São Paulo: SRV Editora LTDA, 2018.

PUCCINI, Abelardo de L. **Matemática Financeira**, 11ª edição. São Paulo: Editora Saraiva, 2022.

ROMAGNOLE. **Transformador de distribuição trifásico autoprotegido**.

Disponível em: [Transformador Distr. Trifásico Autoprotegido \(romagnole.com.br\)](http://romagnole.com.br/Transformador%20Distr.%20Trif%C3%A1sico%20Autoprotegido).

Acesso em: 25 mai 2023.

SIMONE, Gilio A. **Transformadores - Teoria e Exercícios**. São Paulo: Editora Saraiva, 2010.

SOBRINHO, José Dutra V. **Matemática Financeira**, 8ª edição. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2018.

THE ARDRY GROUP. **CSP Circuit Breaker - Three Phase**. Disponível em:

<https://www.ardry.com/shop/csp-circuit-breaker-three-phase-3p/>. Acesso em: 20 mai. 2024.

TRONCHONI, Alex B. **Identificação de Causas de Desligamentos Não Programados em Redes de Distribuição**. 2008. 131 f. Dissertação

(Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008. Disponível em:

<https://tede2.pucrs.br/tede2/bitstream/tede/2994/1/403015.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2023.

WEG. **Disjuntores em Caixa Moldada DWP**. Disponível em:

https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Circuitos-El%C3%A9tricos/Disjuntores/Caixa-Moldada/Disjuntores-em-Caixa-Moldada-DWP/Disjuntores-em-Caixa-Moldada-DWP/p/MKT_WDC_BRAZIL_MOLDED_CASE_CIRCUIT_BREAKERS_DWP.

Acesso em: 22 mai. 2024.

WEG. **Fusíveis Tipo NH - gL/gG**. Disponível em:

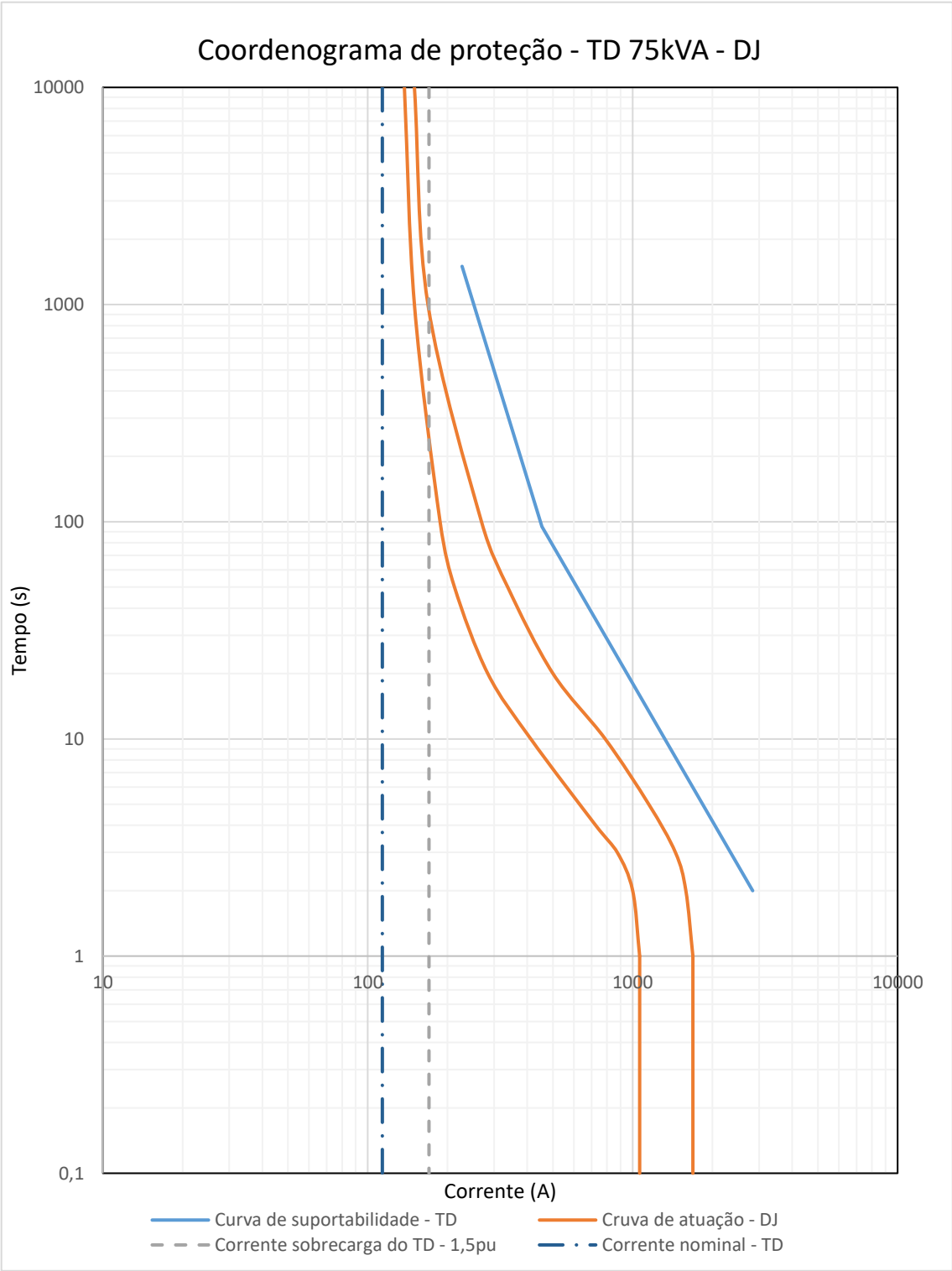
https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Circuitos-El%C3%A9tricos/Fus%C3%ADveis/gL-gG-%28A%C3%A7%C3%A3o-retardada%29/Fus%C3%ADveis-Tipo-NH---gL-Gg/Fus%C3%ADveis-Tipo-NH---gL-gG/p/MKT_WDC_BRAZIL_FUSES_TYPE_NH_GLGG. Acesso em: 20 mai. 2024.

WEG. **Seccionadoras Saca-Fusíveis FSW**. Disponível em:

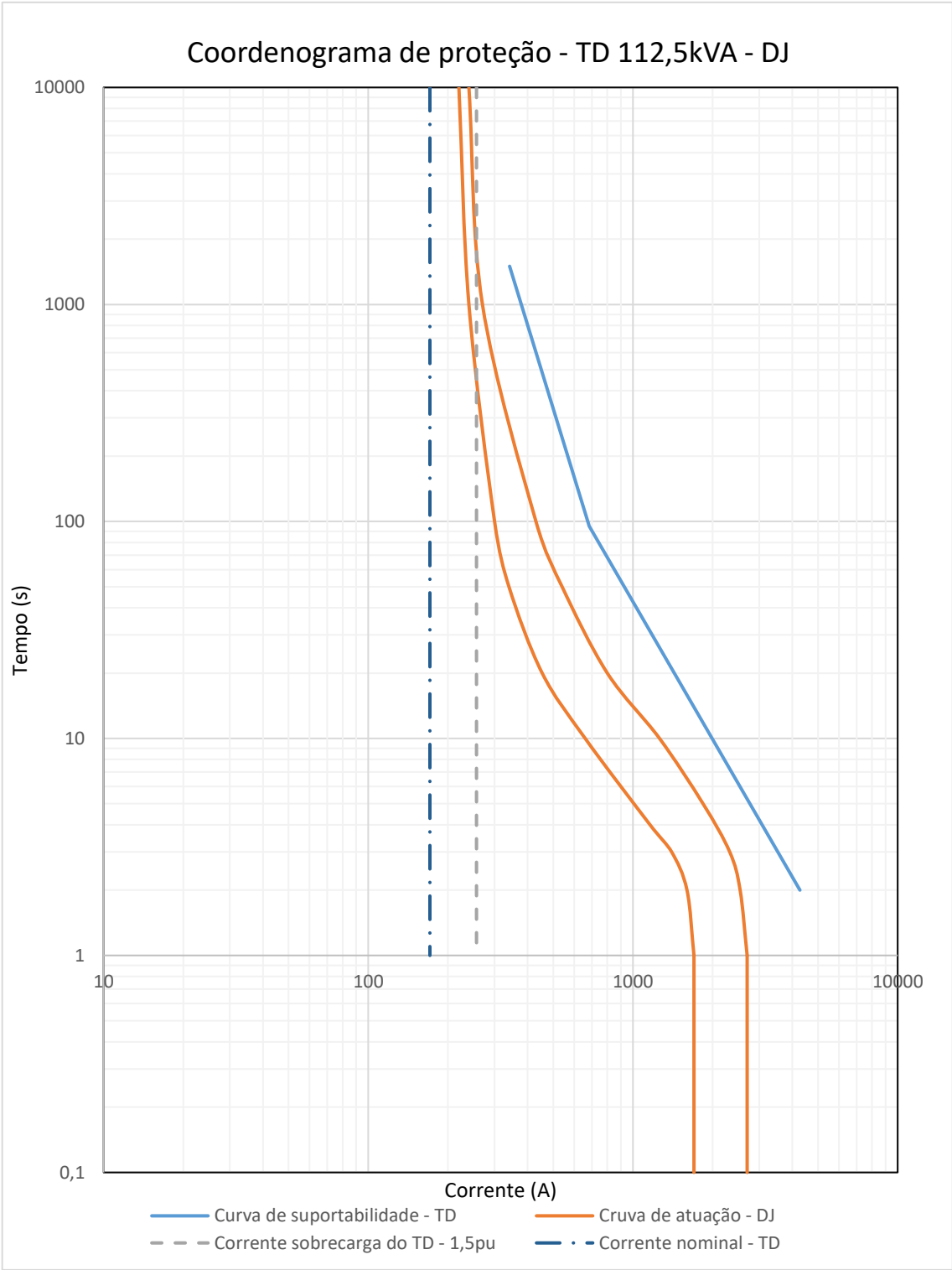
https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Circuitos-El%C3%A9tricos/Chaves-Seccionadoras/Seccionadoras-Saca-Fus%C3%ADveis-FSW/Seccionadoras-Saca-Fus%C3%ADveis-FSW/p/MKT_WDC_BRAZIL_FUSE_SWITCH_DISCONNECTORS_FSW. Acesso em: 20 mai. 2024.

ANEXOS

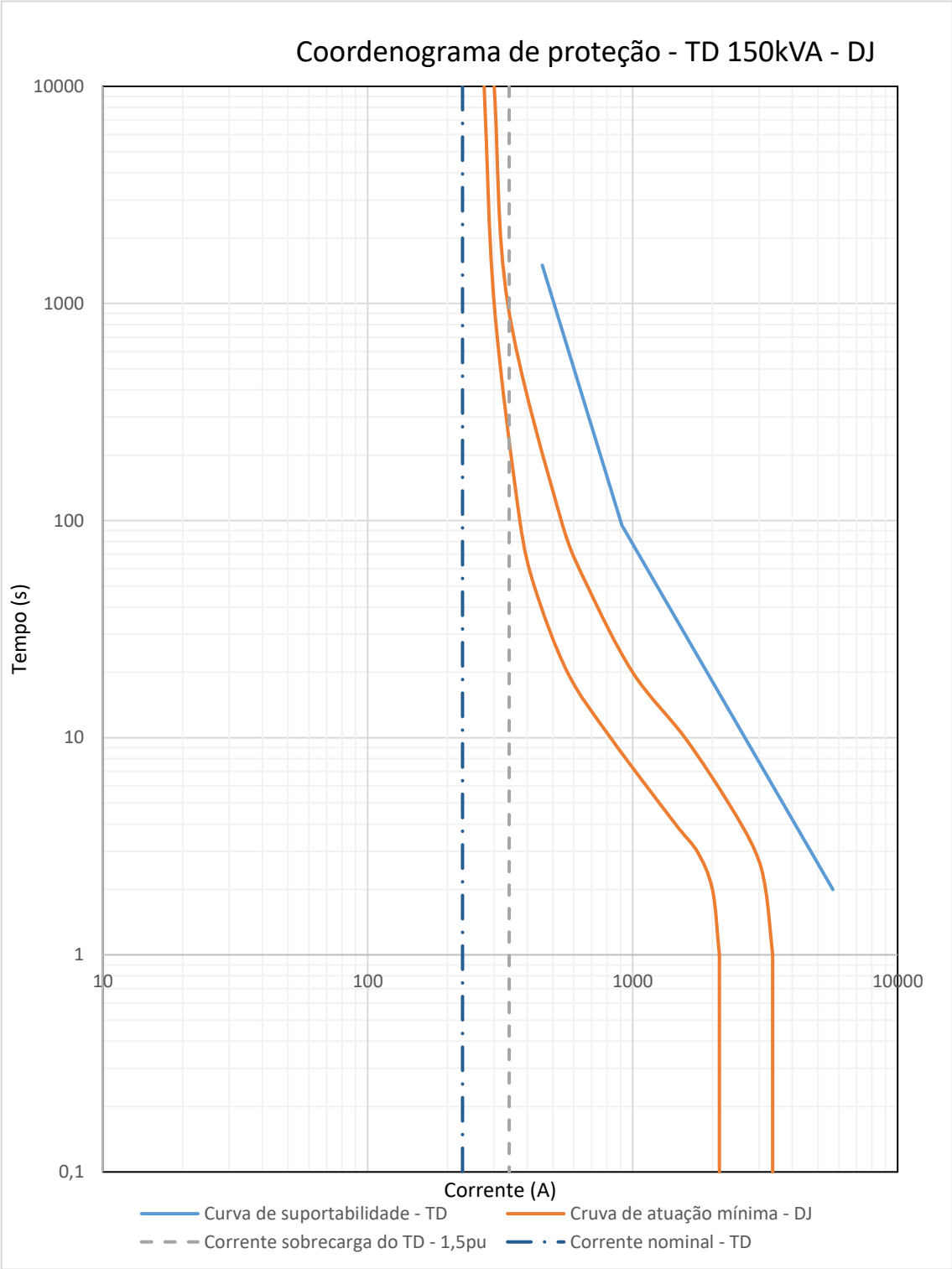
ANEXO A – Coordenograma de proteção QGP-DJ



Fonte: Elaboração própria (2024).

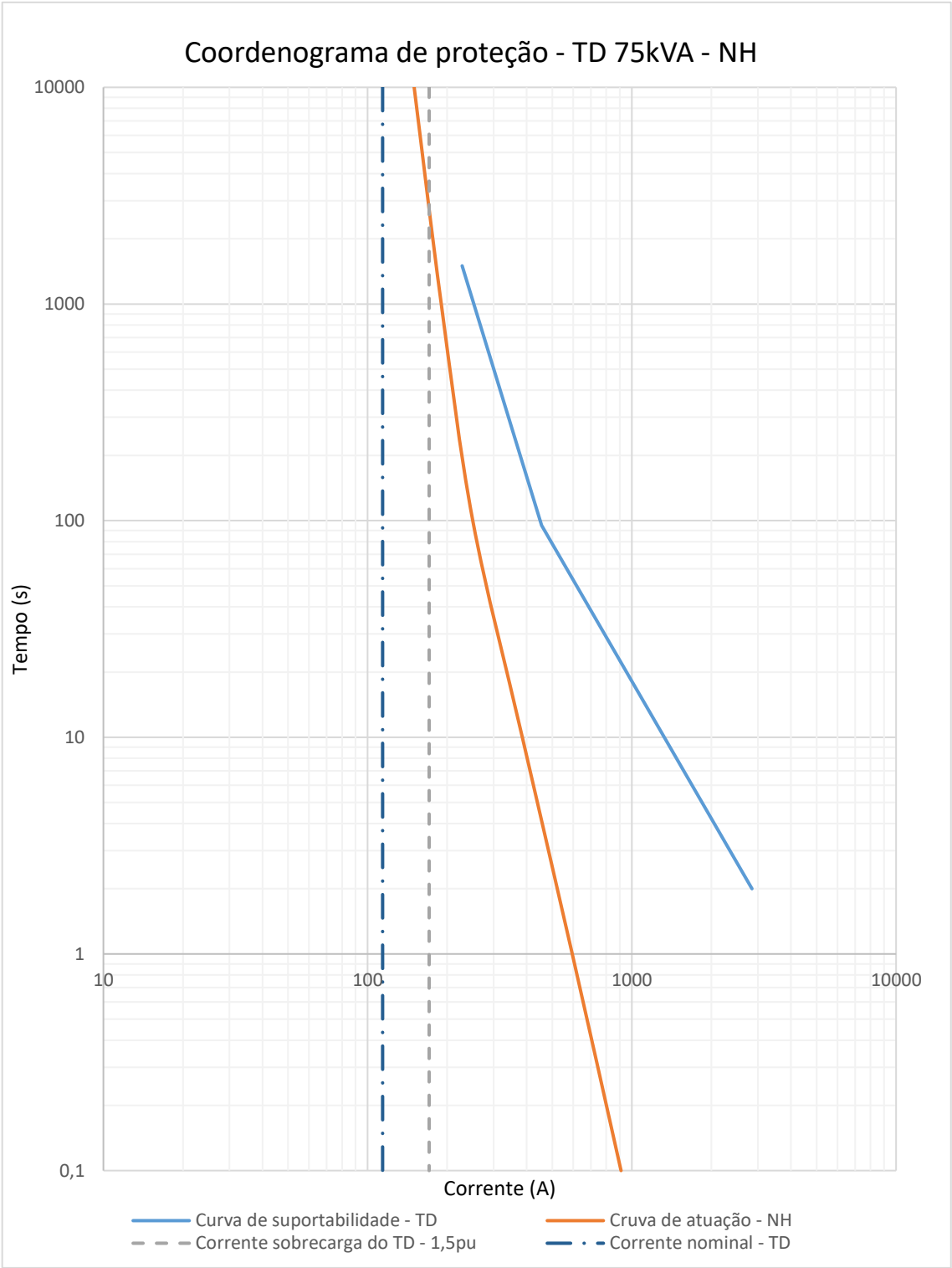


Fonte: Elaboração própria (2024).

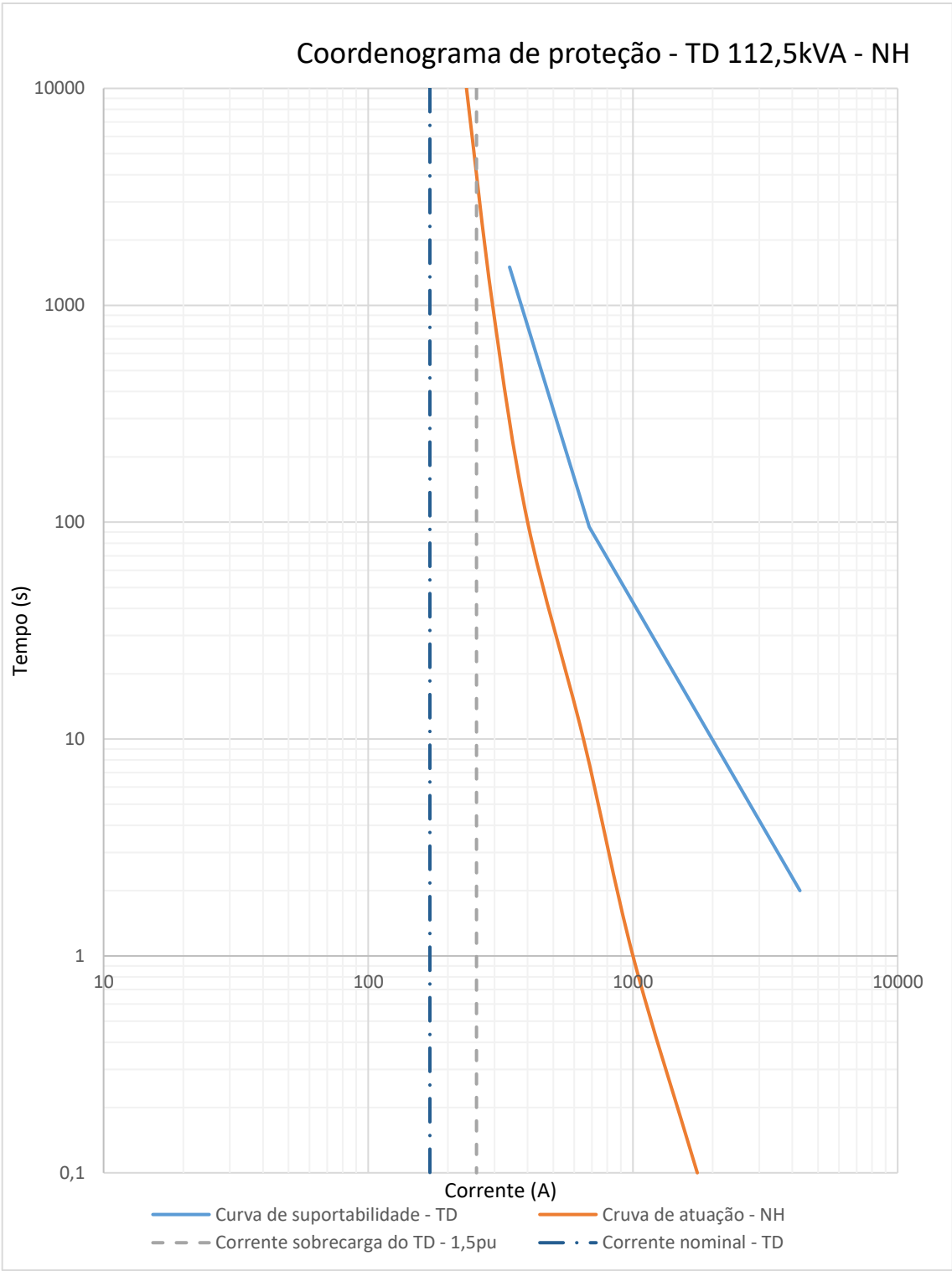


Fonte: Elaboração própria (2024).

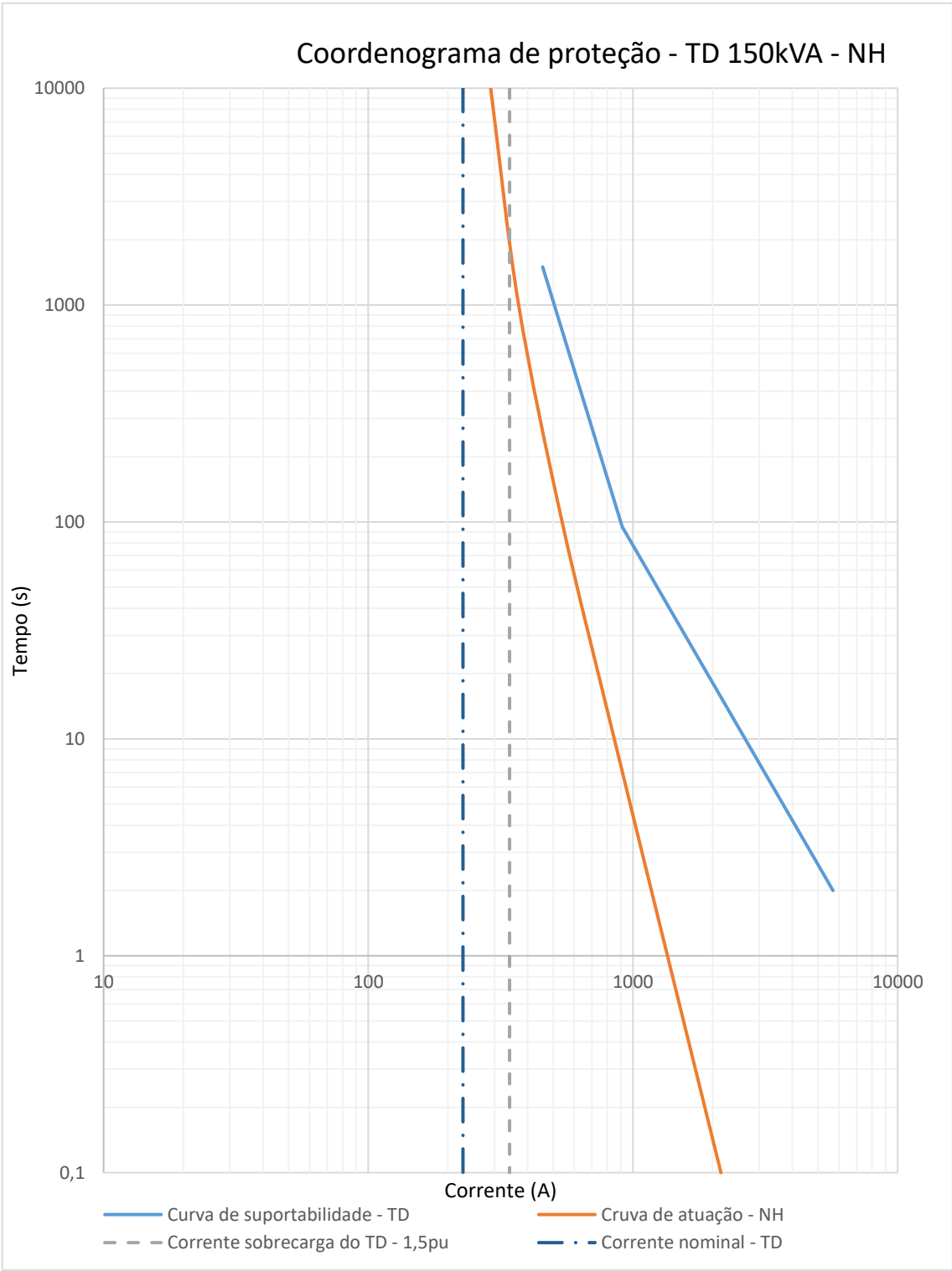
ANEXO B – Coordenograma de proteção QGP-NH



Fonte: Elaboração própria (2024).



Fonte: Elaboração própria (2024).



Fonte: Elaboração própria (2024).

ANEXO C – Fluxo de caixa para o TD autoprotegido

Fluxo de caixa - TD autoprotegido - 75 kVA					
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%				
Custo da falha anual	R\$ 2.762.132,08				
Investimento total	R\$ 28.127.212,75				
TMA (WACC)	7,423%				
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado	
0	-R\$ 28.127.212,75	-R\$ 28.127.212,75	-R\$ 28.127.212,75	-R\$	28.127.212,75
1	R\$ 3.085.025,32	-R\$ 25.042.187,43	R\$ 2.871.848,04	-R\$	25.255.364,71
2	R\$ 3.445.664,78	-R\$ 21.596.522,65	R\$ 2.985.922,08	-R\$	22.269.442,63
3	R\$ 3.848.462,99	-R\$ 17.748.059,66	R\$ 3.104.527,31	-R\$	19.164.915,32
4	R\$ 4.298.348,32	-R\$ 13.449.711,35	R\$ 3.227.843,71	-R\$	15.937.071,61
5	R\$ 4.800.825,23	-R\$ 8.648.886,11	R\$ 3.356.058,42	-R\$	12.581.013,19
6	R\$ 5.362.041,70	-R\$ 3.286.844,41	R\$ 3.489.366,02	-R\$	9.091.647,17
7	R\$ 5.988.864,38	R\$ 2.702.019,97	R\$ 3.627.968,78	-R\$	5.463.678,39
8	R\$ 6.688.962,62	R\$ 9.390.982,59	R\$ 3.772.077,05	-R\$	1.691.601,34
9	R\$ 7.470.902,35	R\$ 16.861.884,95	R\$ 3.921.909,51	R\$	2.230.308,17
10	R\$ 8.344.250,84	R\$ 25.206.135,79	R\$ 4.077.693,55	R\$	6.308.001,72
11	R\$ 9.319.693,76	R\$ 34.525.829,55	R\$ 4.239.665,55	R\$	10.547.667,26
12	R\$ 10.409.165,96	R\$ 44.934.995,52	R\$ 4.408.071,32	R\$	14.955.738,58
13	R\$ 11.625.997,47	R\$ 56.560.992,98	R\$ 4.583.166,41	R\$	19.538.904,99
14	R\$ 12.985.076,57	R\$ 69.546.069,55	R\$ 4.765.216,54	R\$	24.304.121,53
15	R\$ 14.503.032,02	R\$ 84.049.101,57	R\$ 4.954.497,97	R\$	29.258.619,50
16	R\$ 16.198.436,46	R\$ 100.247.538,03	R\$ 5.151.297,94	R\$	34.409.917,43
17	R\$ 18.092.033,69	R\$ 118.339.571,72	R\$ 5.355.915,09	R\$	39.765.832,52
18	R\$ 20.206.992,42	R\$ 138.546.564,14	R\$ 5.568.659,93	R\$	45.334.492,45
19	R\$ 22.569.189,84	R\$ 161.115.753,98	R\$ 5.789.855,32	R\$	51.124.347,77
20	R\$ 25.207.528,13	R\$ 186.323.282,11	R\$ 6.019.836,91	R\$	57.144.184,69
21	R\$ 28.154.288,17	R\$ 214.477.570,28	R\$ 6.258.953,71	R\$	63.403.138,40
22	R\$ 31.445.524,46	R\$ 245.923.094,73	R\$ 6.507.568,59	R\$	69.910.706,99
23	R\$ 35.121.506,26	R\$ 281.044.601,00	R\$ 6.766.058,81	R\$	76.676.765,80
24	R\$ 39.227.210,35	R\$ 320.271.811,34	R\$ 7.034.816,64	R\$	83.711.582,44
25	R\$ 43.812.871,24	R\$ 364.084.682,58	R\$ 7.314.249,94	R\$	91.025.832,38
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 91.025.832,38				
Taxa interna de retorno (TIR)	21,25%				

Fonte: Elaboração própria (2024).

Fluxo de caixa - TD autoprotegido - 112,5 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo da falha anual	R\$ 1.249.334,95			
Investimento total	R\$ 26.386.805,52			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 26.386.805,52	-R\$ 26.386.805,52	-R\$ 26.386.805,52	-R\$ 26.386.805,52
1	R\$ 1.395.382,20	-R\$ 24.991.423,32	R\$ 1.298.960,37	-R\$ 25.087.845,15
2	R\$ 1.558.502,38	-R\$ 23.432.920,93	R\$ 1.350.557,00	-R\$ 23.737.288,15
3	R\$ 1.740.691,31	-R\$ 21.692.229,62	R\$ 1.404.203,11	-R\$ 22.333.085,04
4	R\$ 1.944.178,13	-R\$ 19.748.051,50	R\$ 1.459.980,13	-R\$ 20.873.104,90
5	R\$ 2.171.452,55	-R\$ 17.576.598,95	R\$ 1.517.972,70	-R\$ 19.355.132,21
6	R\$ 2.425.295,35	-R\$ 15.151.303,59	R\$ 1.578.268,81	-R\$ 17.776.863,40
7	R\$ 2.708.812,38	-R\$ 12.442.491,22	R\$ 1.640.959,97	-R\$ 16.135.903,42
8	R\$ 3.025.472,55	-R\$ 9.417.018,67	R\$ 1.706.141,33	-R\$ 14.429.762,10
9	R\$ 3.379.150,29	-R\$ 6.037.868,38	R\$ 1.773.911,78	-R\$ 12.655.850,32
10	R\$ 3.774.172,95	-R\$ 2.263.695,43	R\$ 1.844.374,17	-R\$ 10.811.476,15
11	R\$ 4.215.373,77	R\$ 1.951.678,35	R\$ 1.917.635,43	-R\$ 8.893.840,73
12	R\$ 4.708.150,97	R\$ 6.659.829,31	R\$ 1.993.806,74	-R\$ 6.900.033,99
13	R\$ 5.258.533,82	R\$ 11.918.363,13	R\$ 2.073.003,68	-R\$ 4.827.030,31
14	R\$ 5.873.256,42	R\$ 17.791.619,55	R\$ 2.155.346,45	-R\$ 2.671.683,86
15	R\$ 6.559.840,09	R\$ 24.351.459,64	R\$ 2.240.959,99	-R\$ 430.723,88
16	R\$ 7.326.685,40	R\$ 31.678.145,04	R\$ 2.329.974,22	R\$ 1.899.250,35
17	R\$ 8.183.174,92	R\$ 39.861.319,97	R\$ 2.422.524,23	R\$ 4.321.774,58
18	R\$ 9.139.788,07	R\$ 49.001.108,04	R\$ 2.518.750,47	R\$ 6.840.525,05
19	R\$ 10.208.229,30	R\$ 59.209.337,34	R\$ 2.618.798,95	R\$ 9.459.324,00
20	R\$ 11.401.571,30	R\$ 70.610.908,64	R\$ 2.722.821,51	R\$ 12.182.145,51
21	R\$ 12.734.414,99	R\$ 83.345.323,63	R\$ 2.830.976,00	R\$ 15.013.121,51
22	R\$ 14.223.068,10	R\$ 97.568.391,73	R\$ 2.943.426,54	R\$ 17.956.548,04
23	R\$ 15.885.744,76	R\$ 113.454.136,49	R\$ 3.060.343,78	R\$ 21.016.891,83
24	R\$ 17.742.788,32	R\$ 131.196.924,82	R\$ 3.181.905,15	R\$ 24.198.796,98
25	R\$ 19.816.920,28	R\$ 151.013.845,10	R\$ 3.308.295,12	R\$ 27.507.092,09
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 27.507.092,09			
Taxa interna de retorno (TIR)	13,19%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Fluxo de caixa - TD autoprotegido - 150 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo anual da falha	R\$ 179.800,88			
Investimento total	R\$ 7.072.011,66			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 7.072.011,66	-R\$ 7.072.011,66	-R\$ 7.072.011,66	-R\$ 7.072.011,66
1	R\$ 200.819,60	-R\$ 6.871.192,06	R\$ 186.942,84	-R\$ 6.885.068,82
2	R\$ 224.295,41	-R\$ 6.646.896,64	R\$ 194.368,48	-R\$ 6.690.700,34
3	R\$ 250.515,55	-R\$ 6.396.381,09	R\$ 202.089,08	-R\$ 6.488.611,26
4	R\$ 279.800,82	-R\$ 6.116.580,28	R\$ 210.116,36	-R\$ 6.278.494,90
5	R\$ 312.509,53	-R\$ 5.804.070,75	R\$ 218.462,49	-R\$ 6.060.032,41
6	R\$ 349.041,90	-R\$ 5.455.028,85	R\$ 227.140,14	-R\$ 5.832.892,26
7	R\$ 389.844,89	-R\$ 5.065.183,96	R\$ 236.162,49	-R\$ 5.596.729,77
8	R\$ 435.417,76	-R\$ 4.629.766,20	R\$ 245.543,21	-R\$ 5.351.186,57
9	R\$ 486.318,10	-R\$ 4.143.448,10	R\$ 255.296,55	-R\$ 5.095.890,02
10	R\$ 543.168,68	-R\$ 3.600.279,42	R\$ 265.437,30	-R\$ 4.830.452,72
11	R\$ 606.665,10	-R\$ 2.993.614,31	R\$ 275.980,86	-R\$ 4.554.471,85
12	R\$ 677.584,25	-R\$ 2.316.030,06	R\$ 286.943,23	-R\$ 4.267.528,62
13	R\$ 756.793,85	-R\$ 1.559.236,21	R\$ 298.341,04	-R\$ 3.969.187,58
14	R\$ 845.263,05	-R\$ 713.973,16	R\$ 310.191,58	-R\$ 3.658.996,00
15	R\$ 944.074,30	R\$ 230.101,15	R\$ 322.512,85	-R\$ 3.336.483,15
16	R\$ 1.054.436,59	R\$ 1.284.537,74	R\$ 335.323,54	-R\$ 3.001.159,61
17	R\$ 1.177.700,23	R\$ 2.462.237,97	R\$ 348.643,08	-R\$ 2.652.516,52
18	R\$ 1.315.373,38	R\$ 3.777.611,35	R\$ 362.491,70	-R\$ 2.290.024,82
19	R\$ 1.469.140,53	R\$ 5.246.751,88	R\$ 376.890,41	-R\$ 1.913.134,42
20	R\$ 1.640.883,06	R\$ 6.887.634,94	R\$ 391.861,05	-R\$ 1.521.273,37
21	R\$ 1.832.702,29	R\$ 8.720.337,24	R\$ 407.426,35	-R\$ 1.113.847,02
22	R\$ 2.046.945,19	R\$ 10.767.282,42	R\$ 423.609,92	-R\$ 690.237,10
23	R\$ 2.286.233,08	R\$ 13.053.515,51	R\$ 440.436,33	-R\$ 249.800,76
24	R\$ 2.553.493,73	R\$ 15.607.009,23	R\$ 457.931,12	R\$ 208.130,35
25	R\$ 2.851.997,15	R\$ 18.459.006,38	R\$ 476.120,81	R\$ 684.251,17
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 684.251,17			
Taxa interna de retorno (TIR)	8,09%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

ANEXO D – Fluxo de caixa para o QGP com disjuntor caixa moldada

Fluxo de caixa - Proteção com disjuntor caixa moldada - 75 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo anual da falha	R\$ 2.762.132,08			
Investimento total	R\$ 15.478.526,64			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 15.478.526,64	-R\$ 15.478.526,64	-R\$ 15.478.526,64	-R\$ 15.478.526,64
1	R\$ 3.085.025,32	-R\$ 12.393.501,32	R\$ 2.871.848,04	-R\$ 12.606.678,60
2	R\$ 3.445.664,78	-R\$ 8.947.836,54	R\$ 2.985.922,08	-R\$ 9.620.756,52
3	R\$ 3.848.462,99	-R\$ 5.099.373,55	R\$ 3.104.527,31	-R\$ 6.516.229,21
4	R\$ 4.298.348,32	-R\$ 801.025,23	R\$ 3.227.843,71	-R\$ 3.288.385,50
5	R\$ 4.800.825,23	R\$ 3.999.800,00	R\$ 3.356.058,42	R\$ 67.672,93
6	R\$ 5.362.041,70	R\$ 9.361.841,71	R\$ 3.489.366,02	R\$ 3.557.038,94
7	R\$ 5.988.864,38	R\$ 15.350.706,08	R\$ 3.627.968,78	R\$ 7.185.007,72
8	R\$ 6.688.962,62	R\$ 22.039.668,71	R\$ 3.772.077,05	R\$ 10.957.084,77
9	R\$ 7.470.902,35	R\$ 29.510.571,06	R\$ 3.921.909,51	R\$ 14.878.994,29
10	R\$ 8.344.250,84	R\$ 37.854.821,90	R\$ 4.077.693,55	R\$ 18.956.687,83
11	R\$ 9.319.693,76	R\$ 47.174.515,67	R\$ 4.239.665,55	R\$ 23.196.353,38
12	R\$ 10.409.165,96	R\$ 57.583.681,63	R\$ 4.408.071,32	R\$ 27.604.424,70
13	R\$ 11.625.997,47	R\$ 69.209.679,10	R\$ 4.583.166,41	R\$ 32.187.591,10
14	R\$ 12.985.076,57	R\$ 82.194.755,67	R\$ 4.765.216,54	R\$ 36.952.807,64
15	R\$ 14.503.032,02	R\$ 96.697.787,69	R\$ 4.954.497,97	R\$ 41.907.305,61
16	R\$ 16.198.436,46	R\$ 112.896.224,15	R\$ 5.151.297,94	R\$ 47.058.603,55
17	R\$ 18.092.033,69	R\$ 130.988.257,83	R\$ 5.355.915,09	R\$ 52.414.518,64
18	R\$ 20.206.992,42	R\$ 151.195.250,26	R\$ 5.568.659,93	R\$ 57.983.178,57
19	R\$ 22.569.189,84	R\$ 173.764.440,10	R\$ 5.789.855,32	R\$ 63.773.033,89
20	R\$ 25.207.528,13	R\$ 198.971.968,23	R\$ 6.019.836,91	R\$ 69.792.870,80
21	R\$ 28.154.288,17	R\$ 227.126.256,39	R\$ 6.258.953,71	R\$ 76.051.824,52
22	R\$ 31.445.524,46	R\$ 258.571.780,85	R\$ 6.507.568,59	R\$ 82.559.393,10
23	R\$ 35.121.506,26	R\$ 293.693.287,11	R\$ 6.766.058,81	R\$ 89.325.451,91
24	R\$ 39.227.210,35	R\$ 332.920.497,46	R\$ 7.034.816,64	R\$ 96.360.268,55
25	R\$ 43.812.871,24	R\$ 376.733.368,70	R\$ 7.314.249,94	R\$ 103.674.518,49
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 103.674.518,49			
Taxa interna de retorno (TIR)	31,27%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Fluxo de caixa - Proteção com disjuntor caixa moldada - 112,5 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo anual da falha	R\$ 1.249.334,95			
Investimento total	R\$ 12.383.938,08			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 12.383.938,08	-R\$ 12.383.938,08	-R\$ 12.383.938,08	-R\$ 12.383.938,08
1	R\$ 1.395.382,20	-R\$ 10.988.555,88	R\$ 1.298.960,37	-R\$ 11.084.977,71
2	R\$ 1.558.502,38	-R\$ 9.430.053,49	R\$ 1.350.557,00	-R\$ 9.734.420,71
3	R\$ 1.740.691,31	-R\$ 7.689.362,18	R\$ 1.404.203,11	-R\$ 8.330.217,60
4	R\$ 1.944.178,13	-R\$ 5.745.184,06	R\$ 1.459.980,13	-R\$ 6.870.237,46
5	R\$ 2.171.452,55	-R\$ 3.573.731,51	R\$ 1.517.972,70	-R\$ 5.352.264,77
6	R\$ 2.425.295,35	-R\$ 1.148.436,15	R\$ 1.578.268,81	-R\$ 3.773.995,96
7	R\$ 2.708.812,38	R\$ 1.560.376,22	R\$ 1.640.959,97	-R\$ 2.133.035,98
8	R\$ 3.025.472,55	R\$ 4.585.848,77	R\$ 1.706.141,33	-R\$ 426.894,66
9	R\$ 3.379.150,29	R\$ 7.964.999,06	R\$ 1.773.911,78	R\$ 1.347.017,12
10	R\$ 3.774.172,95	R\$ 11.739.172,01	R\$ 1.844.374,17	R\$ 3.191.391,29
11	R\$ 4.215.373,77	R\$ 15.954.545,79	R\$ 1.917.635,43	R\$ 5.109.026,71
12	R\$ 4.708.150,97	R\$ 20.662.696,75	R\$ 1.993.806,74	R\$ 7.102.833,45
13	R\$ 5.258.533,82	R\$ 25.921.230,57	R\$ 2.073.003,68	R\$ 9.175.837,13
14	R\$ 5.873.256,42	R\$ 31.794.486,99	R\$ 2.155.346,45	R\$ 11.331.183,58
15	R\$ 6.559.840,09	R\$ 38.354.327,08	R\$ 2.240.959,99	R\$ 13.572.143,56
16	R\$ 7.326.685,40	R\$ 45.681.012,48	R\$ 2.329.974,22	R\$ 15.902.117,79
17	R\$ 8.183.174,92	R\$ 53.864.187,41	R\$ 2.422.524,23	R\$ 18.324.642,02
18	R\$ 9.139.788,07	R\$ 63.003.975,48	R\$ 2.518.750,47	R\$ 20.843.392,49
19	R\$ 10.208.229,30	R\$ 73.212.204,78	R\$ 2.618.798,95	R\$ 23.462.191,44
20	R\$ 11.401.571,30	R\$ 84.613.776,08	R\$ 2.722.821,51	R\$ 26.185.012,95
21	R\$ 12.734.414,99	R\$ 97.348.191,07	R\$ 2.830.976,00	R\$ 29.015.988,95
22	R\$ 14.223.068,10	R\$ 111.571.259,17	R\$ 2.943.426,54	R\$ 31.959.415,48
23	R\$ 15.885.744,76	R\$ 127.457.003,93	R\$ 3.060.343,78	R\$ 35.019.759,27
24	R\$ 17.742.788,32	R\$ 145.199.792,26	R\$ 3.181.905,15	R\$ 38.201.664,42
25	R\$ 19.816.920,28	R\$ 165.016.712,54	R\$ 3.308.295,12	R\$ 41.509.959,53
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 41.509.959,53			
Taxa interna de retorno (TIR)	21,62%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Fluxo de caixa - Proteção com disjuntor caixa moldada - 150kVA					
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%				
Custo anual da falha	R\$ 179.800,88				
Investimento total	R\$ 3.253.142,76				
TMA (WACC)	7,423%				
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado	
0	-R\$ 3.253.142,76	-R\$ 3.253.142,76	-R\$ 3.253.142,76	-R\$ 3.253.142,76	
1	R\$ 200.819,60	-R\$ 3.052.323,16	R\$ 186.942,84	-R\$ 3.066.199,92	
2	R\$ 224.295,41	-R\$ 2.828.027,74	R\$ 194.368,48	-R\$ 2.871.831,44	
3	R\$ 250.515,55	-R\$ 2.577.512,19	R\$ 202.089,08	-R\$ 2.669.742,36	
4	R\$ 279.800,82	-R\$ 2.297.711,38	R\$ 210.116,36	-R\$ 2.459.626,00	
5	R\$ 312.509,53	-R\$ 1.985.201,85	R\$ 218.462,49	-R\$ 2.241.163,51	
6	R\$ 349.041,90	-R\$ 1.636.159,95	R\$ 227.140,14	-R\$ 2.014.023,36	
7	R\$ 389.844,89	-R\$ 1.246.315,06	R\$ 236.162,49	-R\$ 1.777.860,87	
8	R\$ 435.417,76	-R\$ 810.897,30	R\$ 245.543,21	-R\$ 1.532.317,67	
9	R\$ 486.318,10	-R\$ 324.579,20	R\$ 255.296,55	-R\$ 1.277.021,12	
10	R\$ 543.168,68	R\$ 218.589,48	R\$ 265.437,30	-R\$ 1.011.583,82	
11	R\$ 606.665,10	R\$ 825.254,59	R\$ 275.980,86	-R\$ 735.602,95	
12	R\$ 677.584,25	R\$ 1.502.838,84	R\$ 286.943,23	-R\$ 448.659,72	
13	R\$ 756.793,85	R\$ 2.259.632,69	R\$ 298.341,04	-R\$ 150.318,68	
14	R\$ 845.263,05	R\$ 3.104.895,74	R\$ 310.191,58	R\$ 159.872,90	
15	R\$ 944.074,30	R\$ 4.048.970,05	R\$ 322.512,85	R\$ 482.385,75	
16	R\$ 1.054.436,59	R\$ 5.103.406,64	R\$ 335.323,54	R\$ 817.709,29	
17	R\$ 1.177.700,23	R\$ 6.281.106,87	R\$ 348.643,08	R\$ 1.166.352,38	
18	R\$ 1.315.373,38	R\$ 7.596.480,25	R\$ 362.491,70	R\$ 1.528.844,08	
19	R\$ 1.469.140,53	R\$ 9.065.620,78	R\$ 376.890,41	R\$ 1.905.734,48	
20	R\$ 1.640.883,06	R\$ 10.706.503,84	R\$ 391.861,05	R\$ 2.297.595,53	
21	R\$ 1.832.702,29	R\$ 12.539.206,14	R\$ 407.426,35	R\$ 2.705.021,88	
22	R\$ 2.046.945,19	R\$ 14.586.151,32	R\$ 423.609,92	R\$ 3.128.631,80	
23	R\$ 2.286.233,08	R\$ 16.872.384,41	R\$ 440.436,33	R\$ 3.569.068,14	
24	R\$ 2.553.493,73	R\$ 19.425.878,13	R\$ 457.931,12	R\$ 4.026.999,25	
25	R\$ 2.851.997,15	R\$ 22.277.875,28	R\$ 476.120,81	R\$ 4.503.120,07	
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 4.503.120,07				
Taxa interna de retorno (TIR)	14,66%				

Fonte: Elaboração própria (2024).

ANEXO E – Fluxo de caixa para o QGP com fusível NH

Fluxo de caixa - Proteção com fusível NH - 75 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo anual da falha	R\$ 2.762.132,08			
Investimento total	R\$ 16.654.296,23			
Custo estimado anual de reposição de fusíveis NH	R\$ 17.426,15			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 16.654.296,23	-R\$ 16.654.296,23	-R\$ 16.654.296,23	-R\$ 16.654.296,23
1	R\$ 3.065.562,06	-R\$ 13.588.734,17	R\$ 2.853.729,70	-R\$ 13.800.566,53
2	R\$ 3.423.926,26	-R\$ 10.164.807,91	R\$ 2.967.084,05	-R\$ 10.833.482,48
3	R\$ 3.824.183,24	-R\$ 6.340.624,67	R\$ 3.084.941,01	-R\$ 7.748.541,47
4	R\$ 4.271.230,26	-R\$ 2.069.394,41	R\$ 3.207.479,41	-R\$ 4.541.062,05
5	R\$ 4.770.537,08	R\$ 2.701.142,67	R\$ 3.334.885,23	-R\$ 1.206.176,83
6	R\$ 5.328.212,86	R\$ 8.029.355,53	R\$ 3.467.351,79	R\$ 2.261.174,96
7	R\$ 5.951.080,95	R\$ 13.980.436,48	R\$ 3.605.080,12	R\$ 5.866.255,08
8	R\$ 6.646.762,31	R\$ 20.627.198,79	R\$ 3.748.279,21	R\$ 9.614.534,29
9	R\$ 7.423.768,82	R\$ 28.050.967,61	R\$ 3.897.166,39	R\$ 13.511.700,69
10	R\$ 8.291.607,40	R\$ 36.342.575,01	R\$ 4.051.967,59	R\$ 17.563.668,28
11	R\$ 9.260.896,30	R\$ 45.603.471,31	R\$ 4.212.917,72	R\$ 21.776.586,00
12	R\$ 10.343.495,08	R\$ 55.946.966,40	R\$ 4.380.261,02	R\$ 26.156.847,02
13	R\$ 11.552.649,66	R\$ 67.499.616,05	R\$ 4.554.251,45	R\$ 30.711.098,47
14	R\$ 12.903.154,40	R\$ 80.402.770,46	R\$ 4.735.153,04	R\$ 35.446.251,51
15	R\$ 14.411.533,15	R\$ 94.814.303,61	R\$ 4.923.240,30	R\$ 40.369.491,81
16	R\$ 16.096.241,38	R\$ 110.910.544,99	R\$ 5.118.798,67	R\$ 45.488.290,48
17	R\$ 17.977.891,99	R\$ 128.888.436,98	R\$ 5.322.124,90	R\$ 50.810.415,38
18	R\$ 20.079.507,57	R\$ 148.967.944,55	R\$ 5.533.527,55	R\$ 56.343.942,93
19	R\$ 22.426.802,00	R\$ 171.394.746,55	R\$ 5.753.327,43	R\$ 62.097.270,36
20	R\$ 25.048.495,16	R\$ 196.443.241,71	R\$ 5.981.858,08	R\$ 68.079.128,43
21	R\$ 27.976.664,24	R\$ 224.419.905,95	R\$ 6.219.466,30	R\$ 74.298.594,74
22	R\$ 31.247.136,29	R\$ 255.667.042,24	R\$ 6.466.512,68	R\$ 80.765.107,41
23	R\$ 34.899.926,52	R\$ 290.566.968,77	R\$ 6.723.372,10	R\$ 87.488.479,51
24	R\$ 38.979.727,93	R\$ 329.546.696,70	R\$ 6.990.434,36	R\$ 94.478.913,87
25	R\$ 43.536.458,13	R\$ 373.083.154,83	R\$ 7.268.104,72	R\$ 101.747.018,59
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 101.747.018,59			
Taxa interna de retorno (TIR)	29,65%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Fluxo de caixa - Proteção com fusível NH - 112,5 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo anual da falha	R\$ 1.249.334,95			
Investimento total	R\$ 14.425.440,48			
Custo estimado anual de reposição de fusíveis NH	R\$ 6.176,06			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 14.425.440,48	-R\$ 14.425.440,48	-R\$ 14.425.440,48	-R\$ 14.425.440,48
1	R\$ 1.388.484,17	-R\$ 13.036.956,31	R\$ 1.292.539,00	-R\$ 13.132.901,48
2	R\$ 1.550.797,97	-R\$ 11.486.158,35	R\$ 1.343.880,55	-R\$ 11.789.020,93
3	R\$ 1.732.086,25	-R\$ 9.754.072,10	R\$ 1.397.261,47	-R\$ 10.391.759,46
4	R\$ 1.934.567,13	-R\$ 7.819.504,97	R\$ 1.452.762,76	-R\$ 8.938.996,70
5	R\$ 2.160.718,03	-R\$ 5.658.786,94	R\$ 1.510.468,64	-R\$ 7.428.528,07
6	R\$ 2.413.305,97	-R\$ 3.245.480,97	R\$ 1.570.466,68	-R\$ 5.858.061,39
7	R\$ 2.695.421,43	-R\$ 550.059,54	R\$ 1.632.847,93	-R\$ 4.225.213,46
8	R\$ 3.010.516,20	R\$ 2.460.456,66	R\$ 1.697.707,06	-R\$ 2.527.506,40
9	R\$ 3.362.445,54	R\$ 5.822.902,20	R\$ 1.765.142,49	-R\$ 762.363,91
10	R\$ 3.755.515,43	R\$ 9.578.417,63	R\$ 1.835.256,55	R\$ 1.072.892,64
11	R\$ 4.194.535,18	R\$ 13.772.952,81	R\$ 1.908.155,65	R\$ 2.981.048,29
12	R\$ 4.684.876,34	R\$ 18.457.829,15	R\$ 1.983.950,40	R\$ 4.964.998,69
13	R\$ 5.232.538,39	R\$ 23.690.367,54	R\$ 2.062.755,84	R\$ 7.027.754,53
14	R\$ 5.844.222,12	R\$ 29.534.589,66	R\$ 2.144.691,54	R\$ 9.172.446,08
15	R\$ 6.527.411,69	R\$ 36.062.001,35	R\$ 2.229.881,86	R\$ 11.402.327,93
16	R\$ 7.290.466,12	R\$ 43.352.467,47	R\$ 2.318.456,05	R\$ 13.720.783,99
17	R\$ 8.142.721,61	R\$ 51.495.189,08	R\$ 2.410.548,55	R\$ 16.131.332,53
18	R\$ 9.094.605,76	R\$ 60.589.794,84	R\$ 2.506.299,09	R\$ 18.637.631,62
19	R\$ 10.157.765,18	R\$ 70.747.560,02	R\$ 2.605.852,99	R\$ 21.243.484,61
20	R\$ 11.345.207,93	R\$ 82.092.767,94	R\$ 2.709.361,31	R\$ 23.952.845,92
21	R\$ 12.671.462,73	R\$ 94.764.230,67	R\$ 2.816.981,14	R\$ 26.769.827,06
22	R\$ 14.152.756,73	R\$ 108.916.987,40	R\$ 2.928.875,78	R\$ 29.698.702,84
23	R\$ 15.807.213,99	R\$ 124.724.201,39	R\$ 3.045.215,05	R\$ 32.743.917,89
24	R\$ 17.655.077,30	R\$ 142.379.278,69	R\$ 3.166.175,48	R\$ 35.910.093,37
25	R\$ 19.718.955,84	R\$ 162.098.234,53	R\$ 3.291.940,64	R\$ 39.202.034,02
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 39.202.034,02			
Taxa interna de retorno (TIR)	19,56%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

Fluxo de caixa - Proteção com fusível NH - 150 kVA				
Taxa de correção anual do custo do reparo	11,69%			
Custo anual da falha	R\$ 179.800,88			
Investimento total	R\$ 3.895.233,51			
Custo estimado anual de reposição de fusíveis NH	R\$ 1.554,54			
TMA (WACC)	7,423%			
Período (Ano)	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado	VP receita	Fluxo de caixa descontado
0	-R\$ 3.895.233,51	-R\$ 3.895.233,51	-R\$ 3.895.233,51	-R\$ 3.895.233,51
1	R\$ 199.083,33	-R\$ 3.696.150,18	R\$ 185.326,54	-R\$ 3.709.906,97
2	R\$ 222.356,17	-R\$ 3.473.794,00	R\$ 192.687,99	-R\$ 3.517.218,98
3	R\$ 248.349,61	-R\$ 3.225.444,39	R\$ 200.341,84	-R\$ 3.316.877,14
4	R\$ 277.381,68	-R\$ 2.948.062,71	R\$ 208.299,71	-R\$ 3.108.577,43
5	R\$ 309.807,60	-R\$ 2.638.255,11	R\$ 216.573,68	-R\$ 2.892.003,75
6	R\$ 346.024,11	-R\$ 2.292.231,00	R\$ 225.176,31	-R\$ 2.666.827,44
7	R\$ 386.474,33	-R\$ 1.905.756,68	R\$ 234.120,64	-R\$ 2.432.706,79
8	R\$ 431.653,17	-R\$ 1.474.103,50	R\$ 243.420,26	-R\$ 2.189.286,53
9	R\$ 482.113,43	-R\$ 991.990,07	R\$ 253.089,27	-R\$ 1.936.197,26
10	R\$ 538.472,49	-R\$ 453.517,58	R\$ 263.142,35	-R\$ 1.673.054,90
11	R\$ 601.419,92	R\$ 147.902,34	R\$ 273.594,76	-R\$ 1.399.460,15
12	R\$ 671.725,91	R\$ 819.628,26	R\$ 284.462,34	-R\$ 1.114.997,81
13	R\$ 750.250,67	R\$ 1.569.878,93	R\$ 295.761,61	-R\$ 819.236,20
14	R\$ 837.954,98	R\$ 2.407.833,91	R\$ 307.509,69	-R\$ 511.726,51
15	R\$ 935.911,91	R\$ 3.343.745,82	R\$ 319.724,43	-R\$ 192.002,07
16	R\$ 1.045.320,02	R\$ 4.389.065,84	R\$ 332.424,36	R\$ 140.422,28
17	R\$ 1.167.517,93	R\$ 5.556.583,76	R\$ 345.628,74	R\$ 486.051,03
18	R\$ 1.304.000,77	R\$ 6.860.584,54	R\$ 359.357,63	R\$ 845.408,65
19	R\$ 1.456.438,46	R\$ 8.317.023,00	R\$ 373.631,84	R\$ 1.219.040,50
20	R\$ 1.626.696,12	R\$ 9.943.719,12	R\$ 388.473,05	R\$ 1.607.513,55
21	R\$ 1.816.856,89	R\$ 11.760.576,01	R\$ 403.903,77	R\$ 2.011.417,32
22	R\$ 2.029.247,47	R\$ 13.789.823,48	R\$ 419.947,43	R\$ 2.431.364,75
23	R\$ 2.266.466,49	R\$ 16.056.289,97	R\$ 436.628,36	R\$ 2.867.993,10
24	R\$ 2.531.416,43	R\$ 18.587.706,40	R\$ 453.971,88	R\$ 3.321.964,98
25	R\$ 2.827.339,01	R\$ 21.415.045,41	R\$ 472.004,31	R\$ 3.793.969,30
VPL do projeto (25 anos)	R\$ 3.793.969,30			
Taxa interna de retorno (TIR)	12,88%			

Fonte: Elaboração própria (2024).

ANEXO F – Orçamento para implementação do QGP-DJ

Orçamento QGP-DJ - 45 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário orçamento 1 (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Disjuntor caixa moldada - 80A - 20 kA	1	R\$ 299,00	R\$ 299,00	R\$ 285,19	R\$ 285,19
Quadro de comando ip68 500x00x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 395,59	R\$ 395,59
Cabo de cobre 70 mm² - 0,6/1,0kV - cor preta	9	R\$ 52,00	R\$ 468,00	R\$ 50,59	R\$ 455,31
Terminal olhal bimetálico - 70 mm²	6	R\$ 37,34	R\$ 224,04	R\$ 37,34	R\$ 224,04
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 3/4" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 4,02	R\$ 24,12
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca - M10 - zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN - (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 3.454,48	Total orçamento 2	R\$ 3.288,11

Orçamento QGP-DJ - 75 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Disjuntor caixa moldada - 125A - 20 kA	1	R\$ 390,00	R\$ 390,00	R\$ 314,17	R\$ 314,17
Quadro de comando ip68 500x00x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 395,59	R\$ 395,59
Cabo de cobre 70 mm² - 0,6/1,0kV - cor preta	9	R\$ 52,00	R\$ 468,00	R\$ 50,59	R\$ 455,31
Terminal olhal bimetálico - 70 mm²	6	R\$ 37,34	R\$ 224,04	R\$ 37,34	R\$ 224,04
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 3/4" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 4,02	R\$ 24,12
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca - M10 - zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN - (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 3.545,48	Total orçamento 2	R\$ 3.317,09

Orçamento QGP-DJ - 112,5 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Disjuntor caixa moldada - 200A - 20 kA	1	R\$ 485,00	R\$ 485,00	R\$ 312,29	R\$ 312,29
Quadro de comando ip68 500x00x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 395,59	R\$ 395,59
Cabo de cobre 120mm² - 0,6/1,0kV	9	R\$ 96,00	R\$ 864,00	R\$ 89,90	R\$ 809,10
Terminal olhal bimetálico - 120 mm²	6	R\$ 60,41	R\$ 362,46	R\$ 58,78	R\$ 352,68
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 1" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 8,59	R\$ 51,54
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca - M10 - zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN - (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 4.174,90	Total orçamento 2	R\$ 3.825,06

Orçamento QGP-DJ - 150 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Disjuntor caixa moldada - 250A - 20 kA	1	R\$ 637,00	R\$ 637,00	R\$ 313,57	R\$ 313,57
Quadro de comando ip68 500x00x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 395,59	R\$ 395,59
Cabo de cobre 120mm² - 0,6\1,0kV	9	R\$ 96,00	R\$ 864,00	R\$ 89,90	R\$ 809,10
Terminal olhal bimetálico - 120 mm²	6	R\$ 60,41	R\$ 362,46	R\$ 58,78	R\$ 352,68
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 1" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 8,59	R\$ 51,54
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN – (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 4.326,90	Total orçamento 2	R\$ 3.826,34

Fonte: Elaboração própria (2024).

ANEXO G – Orçamento para implementação do QGP-NH

Orçamento QGP-NH - 45 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário orçamento 1 (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Chave seccionadora saca fusível 160A tripolar - NH00 - WEG	1	R\$ 289,00	R\$ 289,00	R\$ 310,19	R\$ 310,19
Fusível NH00 - 63A - 120kA - retardado	3	R\$ 35,99	R\$ 107,97	R\$ 49,90	R\$ 149,70
Quadro de comando ip68 500x400x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 760,10	R\$ 760,10
Cabo de cobre 70 mm² - 0,6/1,0kV - cor preta	9	R\$ 52,00	R\$ 468,00	R\$ 50,59	R\$ 455,31
Terminal olhal bimetálico - 70 mm²	6	R\$ 37,34	R\$ 224,04	R\$ 33,17	R\$ 199,02
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 3/4" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 4,02	R\$ 24,12
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN – (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 3.552,45	Total orçamento 2	R\$ 3.802,30

Orçamento QGP-NH - 75 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário orçamento 1 (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Chave seccionadora saca fusível 160A tripolar tipo NH00 - WEG	1	R\$ 289,00	R\$ 289,00	R\$ 310,19	R\$ 310,19
Fusível NH00 - 100A - 120kA - retardado	3	R\$ 39,99	R\$ 119,97	R\$ 56,87	R\$ 170,61
Quadro de comando ip68 500x400x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 760,10	R\$ 760,10
Cabo de cobre 70 mm² - 0,6/1,0kV - cor preta	9	R\$ 52,00	R\$ 468,00	R\$ 50,59	R\$ 455,31
Terminal olhal bimetálico - 70 mm²	6	R\$ 37,34	R\$ 224,04	R\$ 39,66	R\$ 237,96
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 3/4" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 4,02	R\$ 24,12
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN – (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 3.564,45	Total orçamento 2	R\$ 3.862,15

Orçamento QGP-NH - 112,5 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário orçamento 1 (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Chave seccionadora saca fusível 250A tripolar tipo NH01 - WEG	1	R\$ 772,00	R\$ 772,00	R\$ 758,90	R\$ 758,90
Fusível NH1 - 160A - 120kA - retardado	3	R\$ 42,90	R\$ 128,70	R\$ 68,90	R\$ 206,70
Quadro de comando ip68 500x400x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 760,10	R\$ 760,10
Cabo de cobre 120mm² - 0,6/1,0kV	9	R\$ 96,00	R\$ 864,00	R\$ 89,90	R\$ 809,10
Terminal olhal bimetalico - 120 mm²	6	R\$ 60,41	R\$ 362,46	R\$ 39,66	R\$ 237,96
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 1" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 8,59	R\$ 51,54
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN – (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 4.590,60	Total orçamento 2	R\$ 4.728,16

Orçamento QGP-NH - 150 kVA					
Item	Quantidade	Valor unitário orçamento 1 (R\$)	Valor total orçamento 1 (R\$)	Valor unitário orçamento 2 (R\$)	Valor total orçamento 2 (R\$)
Chave seccionadora saca fusível 250A tripolar tipo NH01 - WEG	1	R\$ 772,00	R\$ 772,00	R\$ 758,90	R\$ 758,90
Fusível NH1 - 200A - 120kA - retardado	3	R\$ 87,75	R\$ 263,25	R\$ 139,90	R\$ 419,70
Quadro de comando ip68 500x400x200mm	1	R\$ 525,00	R\$ 525,00	R\$ 760,10	R\$ 760,10
Cabo de cobre 120mm² - 0,6/1,0kV	9	R\$ 96,00	R\$ 864,00	R\$ 89,90	R\$ 809,10
Terminal olhal bimetalico - 120 mm²	6	R\$ 60,41	R\$ 362,46	R\$ 55,69	R\$ 334,14
Conector perfurante - 120mm²	3	R\$ 28,90	R\$ 86,70	R\$ 28,90	R\$ 86,70
Prensa cabo - 1" polegada	6	R\$ 9,00	R\$ 54,00	R\$ 8,59	R\$ 51,54
Suporte de poste para trafo	2	R\$ 195,00	R\$ 390,00	R\$ 195,00	R\$ 390,00
Conjunto parafuso galvanizado, duas arruelas e porca – M10 – zincado a quente	4	R\$ 6,96	R\$ 27,84	R\$ 9,61	R\$ 38,44
Trilho DIN – (metros)	1	R\$ 14,90	R\$ 14,90	R\$ 23,72	R\$ 23,72
Instalação e montagem	1	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00	R\$ 1.365,00
		Total orçamento 1	R\$ 4.725,15	Total orçamento 2	R\$ 5.037,34

Fonte: Elaboração própria (2024).