



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE PALMAS
CURSO GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

RICHELLY DAYENNE FERREIRA PONTES

**COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AJUSTE PARA PROTEÇÃO DE
SOBRECORRENTE DE SUBESTAÇÕES PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS
EM MÉDIA TENSÃO**

Palmas /TO
2019

RICHELLY DAYENNE FERREIRA PONTES

COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AJUSTE PARA PROTEÇÃO DE
SOBRECORRENTE DE SUBESTAÇÕES PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM
MÉDIA TENSÃO

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT -
Universidade Federal do Tocantins – Campus
Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica
para obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador
e pela Banca Examinadora.

Orientador: Prof. Dr. Adélcio Maximiano Sobrinho

Palmas/TO
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins

- P814c Pontes, Richelly Dayenne Ferreira.
COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AJUSTE PARA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DE SUBESTAÇÕES PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM MEDIA TENSÃO. / Richelly Dayenne Ferreira Pontes. – Palmas, TO, 2019.
58 f.

Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2019.
Orientador: Adelício Maximiano Sobrinho

1. Subestação. 2. Proteção. 3. Comparativo de normas. 4. Sobrecorrente. I.
Título

CDD 621.3

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

RICHELLY DAYENNE FERREIRA PONTES

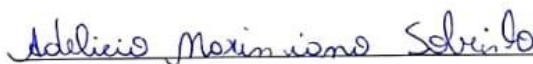
COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AJUSTE PARA PROTEÇÃO DE
SOBRECORRENTE DE SUBESTAÇÕES PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM
MÉDIA TENSÃO

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT -
Universidade Federal do Tocantins – Campus
Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica
para obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador
e pela Banca Examinadora.

Orientador: Prof. Dr. Adélcio Maximiano Sobrinho

Data de aprovação: 13 / 08 / 2019

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Adélcio Maximiano Sobrinho. Orientador, UFT



Prof(a). MSc. Gisele Souza Parmezani Marinho. Examinadora, UFT



Prof. MSc. Aley Monteiro Júnior. Examinador, UFT

Aos meus familiares e a todos que me apoiaram e torceram para que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecer à Deus por permitir realizar o sonho da formação superior em uma Universidade Federal, por ter me concedido força, persistência, paciência e saúde para superar as dificuldades e não desistir.

Aos meus familiares, Maria das Graças, Rosiane, Elizângela, Rosemary, pelo amor incondicional, incentivo, apoio, carinho, dedicação a minha educação, por tanto trabalho para poder me proporcionar o melhor, apesar de todas as dificuldades sempre me mantiveram de pé, acreditaram no meu potencial, apoiaram minha trajetória, abriram portas para o meu futuro, pela motivação e suor em prol dos meus sonhos, sem vocês nada disso teria acontecido.

Aos meus irmãos Victor e Davi e aos meus primos Enzo, Alice e Miguel por tanto amor e carinho.

Ao meu namorado Ricardo, pelo cuidado, confiança, carinho, dedicação e ajuda nos anos de faculdade.

Aos meus amigos que fizeram parte da minha trajetória durante a faculdade, que compartilharam os momentos bons e ruins comigo, as alegrias e os desesperos, que de alguma forma contribuíram para o meu crescimento profissional e pessoal.

Ao IEEE por me proporcionar viver experiências ímpares, a me ensinar a liderar, a conhecer novos lugares, novas pessoas, desenvolver projetos, tentar mudar o meio em que vivo e ajudar pessoas ao meu redor com atitudes pequenas que fazendo trabalho de formiguinha torna-se grandioso.

Ao meu professor e orientador Adélcio Maximiano Sobrinho pela paciência, pelo tempo dedicado à orientação deste trabalho de graduação, e por sempre acreditar no meu potencial.

A todos os meus professores que contribuíram imensamente para a minha formação, que ensinaram não só como mestres, mas também como pais.

A Universidade Federal do Tocantins, pela oportunidade de cursar Engenharia Elétrica. Enfim, a todos que contribuíram para a realização deste feito, muito obrigada.

RESUMO

A subestação é um dos elementos mais significativos do sistema elétrico, sendo assim, tem de ser bem protegida, para que não haja interrupções na execução de suas funções tornando-a confiável. Desta forma, realizar estudos sobre o aprimoramento de suas proteções é indispensável, tendo em vista o fornecimento de energia de qualidade para os consumidores assim como manter o fluxo ininterrupto mitigando as faltas elétricas e evitar possíveis danos. O presente trabalho tem como objetivo fazer o comparativo entre as metodologias de ajuste de proteção para uma subestação com demanda contratada de 350 kW, composta por um transformador de 500kVA, de acordo com as concessionárias Energisa do estado do Tocantins e Cemig do estado de Minas Gerais. Realizou-se um estudo bibliográfico das normas técnicas de cada uma das concessionárias, dimensionou-se o transformador de corrente, calculou-se os ajustes de proteção instantâneo e temporizado. Em seguida, desenvolveu-se uma metodologia para calcular os parâmetros da parte ativa do transformador, utilizando o *software OCTAVE*. Esses parâmetros calculados são necessários para realizar a análise transitória da corrente *inrush* via simulações através do *software ATPDraw*.

Palavras-chaves: Subestação. Proteção. Comparativo de normas.

ABSTRACT

The substation is one of the most significant element of the electrical system, thus it has to be well protected so that aren't any interruptions in the execution of its functions, making it reliable. In this way, making studies about the enhancement of its protections is indispensable, owing to the supply of quality energy to the consumers as well as to keep an uninterrupted flow, mitigating the electrical drops and avoid possible damage. The present paper has as its goal to make a comparative between the protection adjustment methodologies to a substation with required demand of 350 KW, composed by a 500KVA transformer, according to the dealerships Energisa from the Tocantins state and Cemig from the Minas Gerais state. A bibliographic study on the dealerships technical standards was performed, it was then scaled the current transformer, calculated the instant and timed protection adjustments. After that it was developed a methodology to calculate the parameters of the active part of the transformer, utilizing the Matlab software, these calculated parameters are necessary to make a transient analyze on the inrush current, through simulations on the OCTAVE software.

Key-words: Substation, Protection, Technical Standards comparative

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo de transmissão e distribuição de energia	15
Figura 2 - Esquema de um transformador de corrente	22
Figura 3- Transformador de corrente com polaridade	22
Figura 4 - Representação de um sistema elétrico com falha	26
Figura 5 - Coordenograma de ajuste de proteção de sobrecorrente de fase e neutro de acordo com Cemig	35
Figura 6 - Coordenograma do ajuste de proteção de sobrecorrente de fase de acordo com Energisa ...	37
Figura 7 - Coordenograma de ajuste de proteção de sobrecorrente de neutro de acordo com Energisa	38
Figura 8 - Curvas de sobrecorrente de fase da Cemig e da Energisa	40
Figura 9 - Curvas de sobrecorrente de neutro da Cemig e da Energisa	40
Figura 10 - Circuito utilizado para simulação no software ATPDraw	41
Figura 11 - Parâmetros utilizados para parametrização da chave trifásica do circuito	42
Figura 12 - Atributos característicos do transformador.....	43
Figura 13 - Resultado da simulação de corrente inrush.	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação nominal para TC	25
Tabela 2 - Coeficiente para ajuste de tempo de relé	28
Tabela 3 - Pontos ANSI e respectivos tempos máximos de duração de acordo com a impedância	31
Tabela 4 - Comparativo entre ND 5.3 e NDU 002	33
Tabela 5 - Valores obtidos por meio do ajuste de proteção da Cemig	36
Tabela 6 - Valores obtidos por meio do ajuste de proteção de fase da Energisa	37
Tabela 7 - Valores obtidos por meio do ajuste de proteção de neutro da Energisa	38
Tabela 8 - Comparação entre os valores obtidos dos ajustes de proteção de ambas as concessionárias	39
Tabela 9 - Tabela dos parâmetros utilizados no transformador	42

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ANSI - *American National Standards Institute*;

FP - Fator de potência;

FSC - Fator de sobrecorrente;

$I_{CC\ 3\phi}$ - Corrente de curto circuito trifásica;

IDC - Corrente referente a demanda contratada;

I_m - Corrente de magnetização;

I_n - Corrente nominal do transformador (A);

I50 – Proteção com a função de sobrecorrente instantânea de fase;

I50N – Proteção com a função de sobrecorrente instantânea de neutro;

I51 - Proteção com a função de sobrecorrente temporizada de fase;

I51N - Proteção com a função de sobrecorrente temporizada de neutro;

I_{ptc} - Corrente nominal no lado primário do TC (A);

I_{stc} - Corrente nominal no lado secundário do TC (A);

K e α - Coeficientes relativos ao tipo de curva característica do relé;

M - Múltiplo da corrente de ajuste;

ND - Norma de Distribuição;

NDU - Norma de Distribuição Unificada;

P - Demanda máxima em kW;

RTC - Relação de transformação do TC;

$S_{nominal}$ - Potência de cada transformador que compõe a subestação;

t - Tempo de atuação do relé;

TC - Transformador de corrente;

V - Tensão nominal entre fases em kV;

$V_{nominal}$ - Tensão de fornecimento do consumidor;

Z% - Impedância percentual do transformador.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	15
1.1 Justificativa	16
1.2 Objetivos.....	17
1.2.1 Objetivos Geral	17
1.2.2 Objetivos Específicos	17
1.3 Metodologia.....	18
1.3.1 Metodologia de pesquisa	18
1.3.2 Procedimentos Metodológicos	18
1.4 Estrutura do Trabalho	19
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1 Definições importantes segundo as normas NDU 002 e ND 5.3	20
2.1.1 Consumidor.....	20
2.1.2 Unidade consumidora.....	20
2.1.3 Demanda.....	20
2.1.4 Demanda Contratada	20
2.1.5 Demanda Medida	21
2.1.6 Carga Instalada.....	21
2.1.7 Carga Especial.....	21
2.2 Transformadores de corrente – TC	21
2.3 Diferenças entre os transformadores corrente de medição e proteção	23
2.4 Relés de Sobrecorrente.....	24
2.5 Dimensionamento dos TC’S.....	24
2.6 Coordenação dos relés.....	26
2.7 Atendimento de consumidor em média tensão (MT)	28
3 METODOLOGIA PARA AJUSTE DE PROTEÇÃO DE ACORDO COM AS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA CEMIG E ENERGISA	28
3.1 Metodologia de ajuste de acordo com a norma da concessionária Cemig	29
3.2 Metodologia para ajuste de proteção secundária conforme norma da concessionária Energisa	31
3.3 Comparativo de ajuste entre as normas ND 5.3 Cemig e NDU 002 Energisa.....	32
4 RESULTADOS E ANÁLISES.....	34
4.1 Caracterização da subestação	34
4.2 Simulação da corrente <i>inrush</i> via software ATPDraw	41
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	45
5.1 Trabalhos futuros.....	46
APÊNDICE A – CÓDIGO UTILIZADO NOS PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR.....	49
APÊNDICE B – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER A CURVA DE COORDENAÇÃO DO RELÉ DE SOBRECORRENTE DA CONCESSIONÁRIA CEMIG	51
APÊNDICE C – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER A CURVA DE COORDENAÇÃO DO	

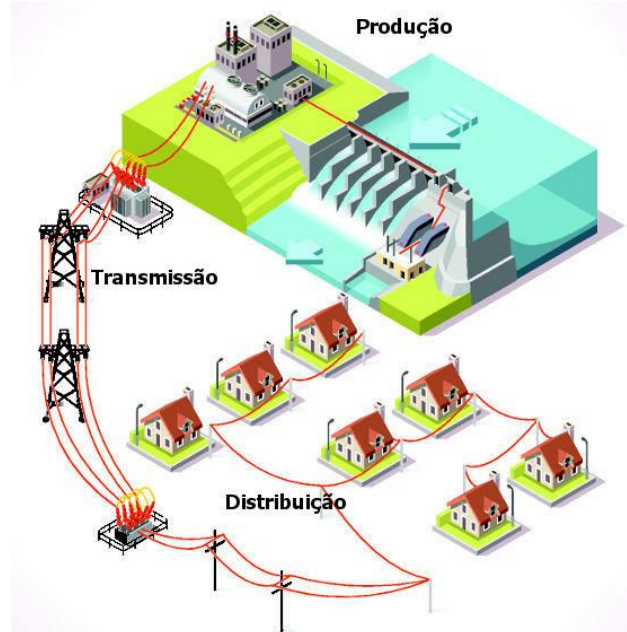
RELÉ DE SOBRECORRENTE DA CONCESSIONÁRIA ENERGISA	53
APÊNDICE D – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER COMPARAÇÃO ENTRE AS DUAS CURVAS DE SOBRECORRENTE DE FASE	55
APÊNDICE E – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER COMPARAÇÃO ENTRE AS DUAS CURVAS DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO.....	56
APÊNDICE F - PARÂMETROS UTILIZADOS NO TRANSFORMADOR	58

1 INTRODUÇÃO

Considerada o elemento essencial da vida moderna, a energia elétrica é o elemento básico para o desenvolvimento da nação. Ao ocorrer uma falha no sistema elétrico e verificar-se uma interrupção na entrega de energia do consumidor, gera-se um caos. Existem setores que não devem parar de usufruir de tal elemento, pois podem sofrer danos irreparáveis como por exemplo: hospitais, indústrias, entre outros. À vista disso, é necessário estar atento a qualquer anormalidade que venha a ocorrer no sistema e com isso, tornar as faltas mínimas ou mesmo inexistentes. Desta forma, existem várias maneiras de manter o sistema seguro e estável, dentre elas, a mais importante é o uso de equipamentos de proteção.

Barreto (2013) destaca que sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro é um sistema altamente interligado, e tende a cada vez mais interligar-se, tornando-o flexível, contínuo, econômico, seguro e confiável. Para que esse sistema funcione, é necessário que haja zelo com todas as estruturas que o compõem. Desta forma, torna-se fundamental que o sistema de operação das subestações seja confiável, pois é um dos elementos mais significativo do sistema. O caminho que a energia elétrica percorre desde a sua produção até a entrega ao consumidor é exemplificado na Figura 1.

Figura 1 - Processo de transmissão e distribuição de energia



Fonte: Brasil Escola, 2019.

Ao sair da usina geradora, que pode ser hidrelétrica, termelétrica, entre outras, a energia elétrica passa pela subestação elevadora, para elevar a tensão de geração para a tensão de transmissão, que será transmitida pelas torres de transmissão.

Quando chega na próxima subestação a tensão é reduzida para tensão de subtransmissão, em seguida, na subestação de distribuição, a tensão é reduzida de subtransmissão para tensão de distribuição primária. Essa energia é distribuída em tensão de distribuição primária para consumidores que necessitam ser atendidos com tensões elevadas. Como as residências são atendidas em tensão secundária, a tensão primária passa pelos transformadores e é entregue a população.

Muzy (2012) menciona em sua monografia que as subestações consistem em um conjunto de dispositivos industriais conectados, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas, que almeja controlar o fluxo de potência, alterar tensões e modificar a natureza da corrente elétrica, além de assegurar a proteção do sistema elétrico. São, portanto, locais de entrada e saída de linhas de transmissão ou distribuição.

1.1 Justificativa

A proteção de subestações é de extrema importância para que não haja nenhum dano na mesma quando ocorrer algum surto na rede, independente do fator que o causou. Deve-se sempre fazer uso de medidas preventivas para que não seja necessário utilizar ações corretivas.

Com isso, diminuiria o deslocamento de funcionário para fazer reparos, assim como, a remoção tanto de equipamentos como de circuitos que estejam operando em condições anormais, e quando for necessário retirar equipamentos ou circuitos defeituosos do sistema, não haver interferência desordenada nos demais elementos da rede.

Afim de manter a segurança do sistema, o mesmo tem de ser munido de dispositivos de proteção que devem ser alocados e dimensionados em concordância com as normas técnicas vigentes. Tal qual Negrão (2005) afirma, a rede elétrica detém de diversos dispositivos distintos de proteção os quais necessitam estar correlacionados, de forma que ao ocorrer uma falha no sistema, a mesma consiga ser isolada sem afetar as outras partes, ou seja, os dispositivos devem ser coordenados para uma operação seletiva.

Dito isto, o intuito da coordenação dos dispositivos de proteção segundo Negrão (2015, p. 24, apud ANDERSON, 1999) é:

- Restringir interrupções do sistema apenas aos componentes sob condição de falta;
- Realizar o isolamento da falha no menor tempo possível, visando redução dos danos.

Diz-se que dois dispositivos estão coordenados se seus ajustes permitem que aquele que se situa mais adiante do ponto falta possa eliminar a condição indesejada caso o dispositivo que estiver mais próximo da falta falhe na atuação. Deve-se ter em mente que a coordenação deve visar a melhor relação entre fatores de segurança, custo, previsão de expansão do sistema, flexibilidade, dentre outros. (NEGRÃO, 2015, p.24)

Nesse sentido, faz-se necessário os ajustes de proteção para que haja uma boa coordenação dos dispositivos. Com isso, o estudo das normas técnicas e das metodologias de ajuste de proteção são fundamentais para que o sistema se mantenha seguro e estável.

1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho de conclusão de curso são segmentados em objetivos gerais e específicos.

1.2.1 Objetivos Geral

O objetivo deste trabalho é fazer o comparativo entre as metodologias de ajuste de proteção para uma subestação com demanda contratada de 350 kW, composta por um transformador de 500KVA, de acordo com as concessionárias Energisa do estado do Tocantins e Cemig do estado de Minas Gerais.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos, que irão enriquecer o objetivo geral, citado, são os seguintes:

- Estudo das normas de distribuição das concessionárias Energisa e Cemig – Norma de Distribuição Unificada (NDU) -002 e Norma de Distribuição (ND) -5.3 respectivamente;
- Estudo do conceito de transformador de corrente – TC, subestação particular, corrente de *inrush*, ajustes de proteção temporizada e instantânea;
- Estudo dos critérios de dimensionamento dos TC'S;
- Dimensionar os transformadores de corrente, ajustes temporizados e instantâneos;
- Coordenar as proteções dimensionadas;
- Fazer simulações da corrente *inrush* no *software ATPDraw*;
- Comparar as metodologias de ajustes de proteção das concessionárias Energisa e Cemig.

1.3 Metodologia

1.3.1 Metodologia de pesquisa

Adota-se o método comparativo como metodologia de pesquisa em virtude da essência do trabalho que é a conferência entre duas metodologias de ajuste de proteção. Este método proporciona o tratamento dos dados com o intuito de obter semelhanças ou discrepâncias que possam ser verificadas, assim como as relações entre as duas. Desta forma, após os cálculos será possível analisar qual das duas metodologias é mais segura para a proteção da subestação proposta.

a. Sob o ponto de vista de sua natureza

Pesquisa básica, pois tem o objetivo de gerar novos conhecimentos sem aplicação prática prevista.

b. Sob o ponto de vista da forma de abordagem do problema

Pesquisa qualitativa.

c. Sob o ponto de vista de seus objetivos

Pesquisa exploratória, em razão de que será feito um estudo de caso para melhor compreensão dos resultados da comparação entre as metodologias de ajuste de proteção.

1.3.2 Procedimentos Metodológicos

Este trabalho adequa-se a uma pesquisa bibliográfica, visto que a metodologia se dará principalmente por estudo das normas de distribuição das concessionárias Energisa e Cemig, assim como buscar passagens bibliográficas em livros, artigos científicos, teses, páginas de pesquisa e desenvolvimento disponíveis na internet, sobre concepções relevantes a serem retratadas nos capítulos posteriores. Esses estudos teóricos proporcionarão uma base sólida de conceitos, propiciando a execução dos cálculos e simulações de forma precisa.

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho foi estruturado em 5 capítulos correlacionados. O Capítulo 1, Introdução, é o capítulo introdutório, desta forma, contextualiza o tema proposto neste trabalho, bem como o problema de pesquisa, justificativa, objetivos gerais e específicos e metodologia do tema sendo referenciado por revisão bibliográfica.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica acerca dos conceitos básicos da subestação, consumidores, demanda, carga, dimensionamento de transformadores de corrente. Desta forma, neste capítulo são descritos os principais conceitos que serão necessários ter conhecimento para o desenvolvimento do trabalho. Expressa-se a diferença entre os transformadores de corrente de medição e proteção, coordenação de relés, relés de sobrecorrente, critérios para atendimento de consumidor em média tensão.

No Capítulo 3, explana-se sobre a metodologia de ajuste de proteção secundária de acordo com as normas técnicas das concessionárias Cemig e Energisa e faz-se a comparação entre as tais metodologias. São realizados os cálculos de corrente nominal, corrente de magnetização e ponto ANSI dos transformadores, em seguida faz-se a comparação dos resultados.

No Capítulo 4 realizou-se um estudo de caso onde emprega-se uma subestação particular com seus parâmetros descritos, realiza-se os cálculos de dimensionamento do transformador de corrente e os ajustes temporizados e instantâneos. Fez-se ainda, as simulações no *software* ATPDraw, após calcular os parâmetros por via *software* OCTAVE.

No Capítulo 5 apresenta – se resultados e análises feitas após os cálculos e simulações. Por fim, faz-se as considerações finais do trabalho, relacionando os objetivos identificados inicialmente com os resultados alcançados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica de conceitos importantes para o desenvolvimento do trabalho. Para isso, são utilizadas as normas técnicas das concessionárias Energisa e Cemig, que são NDU 002 e ND 5.3 respectivamente, assim como livros, artigos e sites de pesquisa e desenvolvimento, para que haja melhor entendimento do conteúdo.

2.1 Definições importantes segundo as normas NDU 002 e ND 5.3

2.1.1 Consumidor

De acordo com a Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3, define-se consumidor como sendo uma pessoa física ou jurídica ou comunhão de fato ou de direito legalmente representada, que requisitar uma solicitação de energia elétrica e encarregar-se de arcar com o pagamento das contas mensais assim como todas as responsabilidades regulamentares e contratuais.

2.1.2 Unidade consumidora

É o agrupamento de instalações e equipamentos elétricos de um único consumidor, que recebe a energia elétrica em um só ponto de entrega, no mesmo nível de tensão e obtém medição individual, de acordo com Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3.

2.1.3 Demanda

A demanda consiste na média das potências ativas ou reativas, requerida ao sistema elétrico de potência pela parcela da carga instalada em atividade contida na unidade consumidora, em um espaço de tempo específico. Essa demanda é fornecida em kVA, segundo Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3.

2.1.4 Demanda Contratada

Demanda contratada é definida como sendo a demanda de potência ativa fornecida pela concessionária no ponto de entrega, de acordo com valor e período de vigência determinados no contrato de fornecimento. Obrigatoriamente tem de ser paga, mesmo que não seja utilizada ao longo do período de faturamento, e é declarada em quilowatts (kW), em conformidade com Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3.

2.1.5 Demanda Medida

É definida como sendo a mais alta demanda de potência ativa verificada por meio de medição, completada durante o intervalo de 15 (quinze) minutos no decorrer do período de faturamento. Também é expressa em quilowatts (kW), assim como a demanda contratada, de acordo com a Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3.

2.1.6 Carga Instalada

Equivale a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos presentes na unidade consumidora, onde tais equipamentos devem estar em condições de funcionamento. A soma dessas potências é dada em quilowatts (kW). Em concordância com a Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3.

2.1.7 Carga Especial

Segundo a Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e a Norma de Distribuição (ND) 5.3, carga especial é o dispositivo que possa vir trazer malefícios a qualidade do fornecimento de energia a outros consumidores, devido as suas características de funcionamento ou potência.

2.2 Transformadores de corrente – TC

Os transformadores de corrente são dispositivos fundamentais em uma subestação, desta forma, requerem atenção especial. Estão divididos de acordo com a função que exercem, podendo ser de proteção ou medição.

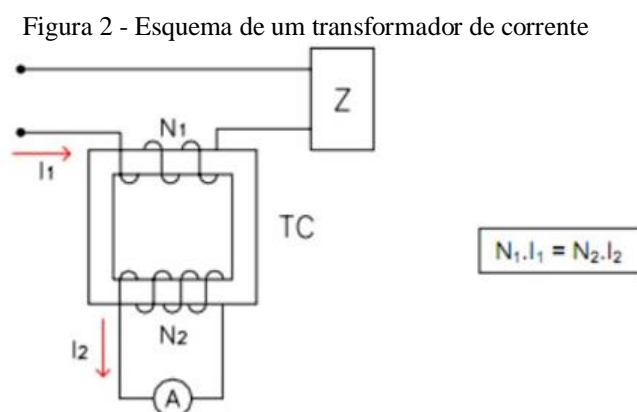
Segundo Mamede Filho (2010) o TC consiste em um dispositivo capaz de diminuir a corrente que circula no enrolamento primário para um valor rebaixado no enrolamento secundário, de maneira proporcional. É formado por um enrolamento primário feito geralmente de poucas espiras de cobre, um núcleo de ferro e um enrolamento secundário para corrente nominal padronizada, regularmente de 5A. Por exemplo, para um TC com relação de transformação de 100:5 e tem corrente primária de 80 A, será fornecido em seu enrolamento secundário uma corrente de 4A.

É importante que o secundário do TC não fique aberto quando estiver sem carga, pois surgirão tensões elevadas pelo fato de não haver o efeito desmagnetizante no secundário. Com

isso, a corrente que circula no enrolamento secundário será a mesma do enrolamento primário, o que leva a danificar a isolação do TC além de pôr em risco a vida das pessoas que estão operando o mesmo (Mamede 2010).

De acordo com Silva (2014) os transformadores de corrente têm como principais funções alimentar instrumentos elétricos de medição, controle ou proteção. Desta forma, devem fornecer no enrolamento secundário uma corrente proporcional a do enrolamento primário, isolar os equipamentos de medição e/ou relés do circuito primário de alta tensão do sistema e conceder corrente de dimensão adequada para serem usadas nos equipamentos de medição, controle e proteção.

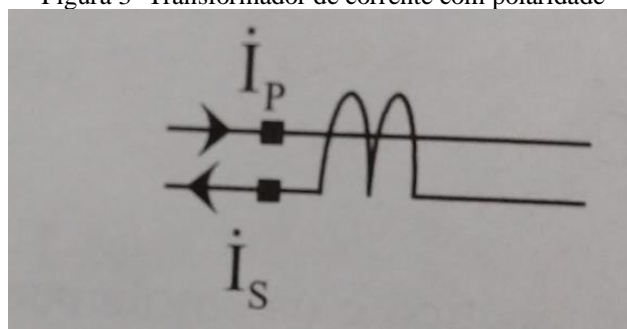
Na Figura 2, é possível observar um TC que tem um amperímetro ligado em seu enrolamento secundário. O número de bobinas do enrolamento primário (N_1) multiplicado à corrente primária (I_1) é igual ao número de bobinas no enrolamento secundário (N_2) multiplicado à corrente secundária (I_2) (MUZY, 2012).



Fonte: Muzy (2012)

De acordo com Kindermann (2012), os terminais dos transformadores de corrente devem ser adequadamente identificados para facilitar a ligação correta. Nesse contexto, a NBR 6856 determina que os TCs têm de ser fabricados com as polaridades da Figura 3.

Figura 3- Transformador de corrente com polaridade



Fonte: Kindermann (2012).

Percebe-se que a corrente primária I_p entra pela marca da polaridade no enrolamento primário e a corrente secundária I_s sai pela marca da polaridade no enrolamento secundário, sendo assim, as correntes I_p e I_s estão em fase.

As formas mais usuais dos fabricantes identificarem os enrolamentos dos TCs de mesma polaridade, é usar buchas de cores diferentes e marcas definitivas em baixo ou alto relevo.

2.3 Diferenças entre os transformadores corrente de medição e proteção

Os transformadores de corrente designados para desempenhar a função de medição, devem manter os equipamentos a que estão ligados (amperímetros, medidores, etc.) protegidos durante uma falha no sistema.

A referência Mamede Filho (2010) cita que caso ocorra um curto-circuito durante uma medição, é importante que a corrente no enrolamento secundário do TC não se eleve proporcionalmente a corrente do enrolamento primário. Nessa situação, é preferível que o TC sature, o que proporcionará uma autoproteção aos equipamentos de medição conectados ao enrolamento secundário.

Em sua monografia Silva (2014) declara que os TC'S de medição possuem boa precisão, tendo dentre suas classes de exatidão uma que permite o erro de medição de apenas 0,3%, além de ter corrente de saturação reduzida, sendo ela 4(quatro) vezes a corrente nominal.

Já os transformadores de correntes designados à proteção de sistemas elétricos são equipamentos habilitados para transformar elevadas correntes de sobrecarga ou de curto-circuito em pequenas correntes, o que permite a operação dos relés sem que estes estejam em ligação direta com o circuito primário da instalação. Tem como característica a baixa precisão, podendo ter 10% de erro de medição por exemplo, e possui alta corrente de saturação, sendo ela 20 (vinte) vezes a corrente nominal. (SILVA,2014).

Dito isto, observa-se que o transformador de corrente designado para medição, tem que manter a precisão para transformar as correntes nominais do sistema em correntes que podem ser medidas pelos equipamentos de medição, já o transformador de corrente que exercerá a função de proteção, podem ser menos precisos e não podem saturar durante situações normais, quando houver sobrecorrente e curto-circuito.

Como os transformadores de corrente tem características diferentes para o tipo de função que irão desempenhar no sistema elétrico, é necessário que se faça o uso desses

equipamentos de acordo com sua finalidade.

2.4 Relés de Sobrecorrente

O relé de sobrecorrente é um equipamento de proteção com o objetivo de monitorar 24 horas por dia determinadas grandezas elétricas e controlar a abertura de disjuntores, no momento de alguma anormalidade na rede elétrica que resultam em sobrecargas e/ou curto-circuito. Podem ser eletromecânicos, estáticos ou numéricos. (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

O trabalho de Mascarenhas (2016), afirma que os relés de sobrecorrente, no que diz respeito a atuação, desempenha funções diferentes conforme tabela ANSI, onde associa-se um número a cada uma dessas funções, como por exemplo as proteções 50 e 51. Desta forma, tem-se relé instantâneo e temporizado de fase e neutro como sendo 50/51 e 50N/51N.

2.5 Dimensionamento dos TC'S

Para que se possa definir os valores de relés de proteção, deve-se primeiramente dimensionar o transformador de corrente. Segundo Mascarenhas (2016, p. 36, apud KINDERMANN,2005) A relação de transformação nominal (RTC) do transformador de corrente é a razão da corrente primária nominal (I_{ptc}) pela corrente secundária nominal (I_{STC}), como indica a Equação 1.

$$RTC = \frac{I_{ptc}}{I_{STC}} \quad (1)$$

Em que:

RTC é a relação de transformação do TC;

I_{ptc} é a corrente nominal no lado primário do TC;

I_{STC} é a corrente nominal no lado secundário do TC;

A Tabela 1 sintetiza a relação de transformação dos TC'S de acordo com a corrente primária.

Tabela 1 - Relação nominal para TC

Corrente nominal primária (A)	Relação de transformação (RTC)	Corrente nominal primária (A)	Relação de transformação (RTC)	Corrente nominal primária (A)	Relação de transformação (RTC)
5	1	100	20	1200	240
10	2	150	30	1500	300
15	3	200	40	2000	400
20	4	250	50	2500	500
25	5	300	60	3000	600
30	6	400	80	4000	800
40	8	500	100	5000	1000
50	10	600	120	6000	1200
60	12	800	160	8000	1600
75	15	1000	200		

Fonte: Mascarenhas (2016)

Já com o conceito de relação de transformação do TC em mente dimensiona-o, segundo dois critérios (KINDERMANN, 2005):

- Critério da corrente nominal a partir da Equação 2:

$$I_n = \frac{\sum S_{\text{nominal}}}{\sqrt{3} V_{\text{nominal}}} \quad (2)$$

Onde:

I_n é a corrente nominal do transformador;

S_{nominal} é a potência de cada transformador que compões a subestação ;

V_{nominal} é a tensão de fornecimento do consumidor;

- Critério do curto circuito a partir da Equação 3.

$$I_{\text{PTC}} = \frac{I_{\text{CC } 3\phi}}{\text{FSC}} = \frac{I_{\text{CC } 3\phi}}{20} \quad (3)$$

Onde:

$I_{\text{CC } \text{máx}}$ é a máxima corrente de curto circuito no ponte de entrega do consumidor;

FSC é o fator de sobrecorrente que na maioria das vezes corresponde a 20 de acordo com a norma ANSI.

Adota-se o valor mais alto encontrado entre esses dois critérios e o valor mais próximo da corrente primária descrita na Tabela 1. Esse valor será a representação da corrente primária (IPTC) do TC. Considerando a corrente do enrolamento secundário do TC igual a 5A (valor padronizado no Brasil), a Equação 4 calcula a relação de transformação do TC (MASCARENHAS, 2016).

$$RTC = \frac{I_{PTC}}{5} \quad (4)$$

Em que:

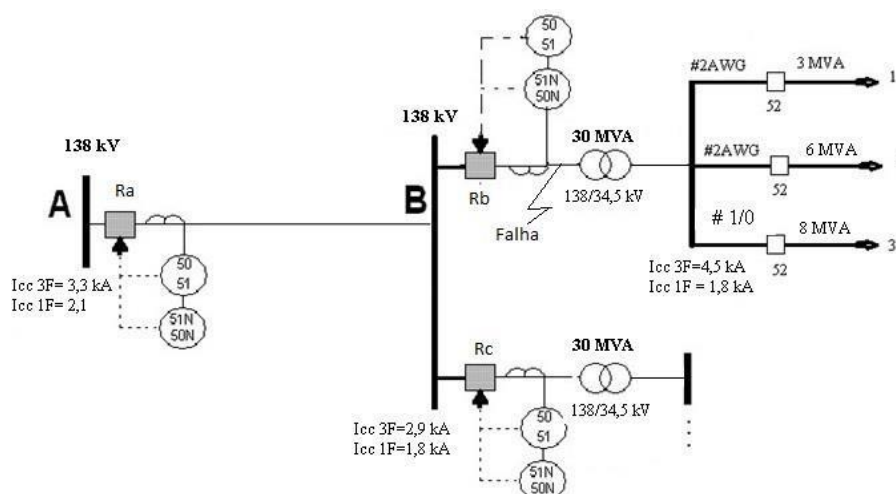
I_{PTC} é a corrente primária do transformador de corrente.

2.6 Coordenação dos relés

Um sistema de coordenação compõe-se de um dispositivo protetor e um protegido. O dispositivo protetor é instalado próximo a carga onde fará a primeira proteção, já o dispositivo protegido realiza a proteção de retaguarda, ou seja, só atua caso o dispositivo protetor falhar. (MASCARENHAS, 2016).

Ao analisar a Figura 4, e também considerar uma falta no ponto indicado, o equipamento mais próximo deverá atuar e isolar o trecho defeituoso. Partindo desse pressuposto, o restante do alimentador continuará energizado e alimentando os demais trechos de rede que não apresentam defeito.

Figura 4 - Representação de um sistema elétrico com falha



Fonte: Adaptado da prova de proteção.

O relé de sobrecorrente **Ra** protege o trecho entre as barras **A** e **B**, o relé **Rb** protege o circuito conectado à barra **B** e o relé **Rc** protege o circuito conectado à barra **C**. Caso ocorra uma falha no ponto indicado, o relé responsável por fazer a proteção é o **Rb**, pois ele está mais próximo do ponto da falta, já o relé **Ra** entra em ação somente se o **Rb** não funcionar de maneira correta. Desta forma, o tempo de atuação do relé **Rb** deve ser menor que o tempo de atuação do relé **Ra**.

A coordenação de dois relés ocorre quando se determina os tempos de atuação dos mesmos. Depende de tempos diferentes para a mesma corrente de curto circuito. Sendo assim, fica assegurado uma sequência de seletividade na abertura dos disjuntores, sempre almejando eliminar o defeito, diminuindo ao máximo o número de consumidores que terão o recebimento de energia interrompido (KINDERMANN, 2005).

O ajuste do tempo de operação de um relé digital é feito para as unidades temporizadas (MAMEDE FILHO, 2011) se dá pela Equação 5:

$$t = \frac{K \cdot dt}{(M^\alpha - 1)} \quad (5)$$

Em que:

t é o tempo de atuação do relé;

M é o múltiplo do ajuste;

dt é o dial do relé;

K e α são coeficientes relativos ao tipo de curva característica do relé.

A Tabela 2 relaciona os valores das constantes presentes na Equação 5 de ajuste do tempo de um relé de curvas inversas.

Tabela 2 - Coeficiente para ajuste de tempo de relé

Tipo de Curva	K	A
Moderadamente Inversa	0,14	0,02
Normalmente Inversa (NI)	0,05	0,04
Muito Inversa (MI)	13,5	1
Extremamente Inversa (EI)	80	2

Fonte: Adaptado de Kindermann 2005

2.7 Atendimento de consumidor em média tensão (MT)

Para que um consumidor seja atendido em média tensão (13,8KV ou 34,5KV), é necessário abranger alguns dos critérios exigidos para esse atendimento. Verifica-se essa necessidade de acordo com a carga que o consumidor declara.

De acordo com a Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 e Norma de Distribuição (ND) 5.3, tais critérios são: a carga instalada tem de ser acima de 75KW; Ou uma das seguintes condições: um motor trifásico maior que 40cv; um motor monofásico maior que 7,5cv; aparelho de solda elétrica, trifásico, a transformador, com mais de 30KVA; aparelho de raio-X com potência superior a 20KVA; equipamentos especiais, ou seja, qualquer equipamento que possa provocar perturbação na rede elétrica de distribuição secundária. Além de que a demanda contratada deve ser no máximo 2.500KW.

De acordo com as normas NDU 002 e ND 5.3 tem-se que para os fornecimentos de demanda até 300 kW a medição será na baixa tensão e para os fornecimentos de demanda acima de 300KW a medição será na média tensão.

3 METODOLOGIA PARA AJUSTE DE PROTEÇÃO DE ACORDO COM AS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA CEMIG E ENERGISA

Neste Capítulo 3, serão verificadas as metodologias de ajuste das proteções de uma subestação particular conforme as normas de distribuição de energia da concessionária Cemig e da concessionária Energisa.

O cálculo da corrente de demanda contratada no lado de média tensão para ambas as

concessionárias é realizado pela Equação 6. Considerando a potência de demanda contratada em kW de acordo com o projeto e o fator de potência mínimo exigido por norma de 0,92.

$$I_{DC} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot FP} \quad (6)$$

Em que:

I_{DC} é a corrente referente a demanda contratada;

P é a demanda contratada em kW;

V é a tensão nominal entre fases em kV;

FP é o fator de potência mínimo exigido pela ANEEL.

3.1 Metodologia de ajuste de acordo com a norma da concessionária Cemig

A norma da concessionária Cemig para fornecimento de energia para consumidores atendidos em média tensão é a ND 5.3, a qual, é denominada Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea.

A norma ND 5.3, estabelece que pode haver ultrapassagem de 5% da demanda contratada. Dessa forma, o ajuste da proteção temporizada (I_{51}), é calculada pela Equação 7. A curva característica para subestação particular recomendada é a Extremamente Inversa (EI).

$$I_{51} = 1,05 \cdot I_{DC} \quad (7)$$

Calcula-se também o ajuste de proteção de neutro considerando, no máximo, 1/3 da de fase., ou seja, permite um desequilíbrio do sistema em 33%. E é calculada pela Equação 8.

$$I_{51N} = (1/3) \cdot I_{51} \quad (8)$$

A corrente de magnetização (energização), também conhecida como corrente *Inrush*, para transformadores a óleo e para transformadores com isolamento e encapsulamento em epóxi de até 2000KVA, de acordo com a norma ND 5.3, é obtida pela Equação 8, com tempo de duração da ordem de 0,1s.

$$Inrush = 8 \cdot Int \quad (9)$$

Em que:

Inrush é a corrente de energização do transformador;

Int é a corrente nominal do transformador.

Já para os transformadores de potência superior a 2000 kVA o valor da corrente de magnetização e o tempo de duração deverão ser indicados pelo fabricante do transformador.

O ajuste da proteção instantânea (I_{50}), segundo a norma ND 5.3, estabelece que pode haver ultrapassagem de 5% da corrente *inrush*. Dessa forma, o ajuste da proteção instantânea (I_{50}), é calculada pela Equação 10:

$$I_{50} = 1,05 \cdot \textit{inrush} \quad (10)$$

Calcula-se também o ajuste da proteção instantânea de neutro considerando, no máximo, 1/3 da de fase., ou seja, permite um desequilíbrio do sistema em 33%. E é calculada pela Equação 11.

$$I_{50N} = (1/3) \cdot I_{50} \quad (11)$$

Define-se ponto ANSI como sendo o máximo valor de corrente que um transformador pode suportar durante um período definido de tempo sem se danificar. Como o ajuste da proteção é realizado na média tensão e o transformador tem a ligação triângulo no lado de alta, este valor é 0,58 vezes o ponto ANSI, válido somente para os transformadores de unidade consumidoras da concessionária.

Com isso, tem-se que os valores das correntes *Iansi* e *Inansi* calculadas, respectivamente pelas Equações 12 e 13.

$$Iansi = \frac{(100 \cdot Z\%)}{Int} \quad (12)$$

$$Inansi = 0,58 \cdot Iansi \quad (13)$$

Em que:

Z% é a impedância percentual do transformador;

Int é a corrente nominal do transformador;

Iansi é o valor máximo de corrente de linha que um transformador pode suportar

durante um período definido de tempo sem se danificar;

Inansi é o valor máximo de corrente de neutro que um transformador pode suportar durante um período definido de tempo sem se danificar.

A Tabela 3, define os valores dos pontos ANSI. O seu tempo de duração é definido de acordo com a impedância percentual do transformador.

Tabela 3 - Pontos ANSI e respectivos tempos máximos de duração de acordo com a impedância

Z% (Ohms)	Ponto ANSI (A)	Tempo máx.de duração (s)
Até 4	25 · In	2
Até 5	20 · In	3
Até 6	16,6 · In	4
Até 7	14,3 · In	5

Fonte: Adaptado da Cemig ND 5.3 (2019) e Energisa NDU 002 (2018)

3.2 Metodologia para ajuste de proteção secundária conforme norma da concessionária Energisa

A norma da concessionária Energisa para fornecimento de energia para consumidores atendidos em média tensão é a NDU 002. Esta norma é denominada por: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária.

A norma NDU 002, estabelece que pode haver ultrapassagem de 25% da demanda contratada. Dessa forma, o ajuste da proteção temporizada (I_{51}), é calculada pela Equação 14. A curva característica para subestação particular recomendada é a Extremamente Inversa (EI).

$$I_{51} = 1,25 \cdot I_{DC} \quad (14)$$

Calcula-se também o ajuste de proteção de neutro considerando, no máximo, 20% da corrente temporizada de fase. E é calculada pela Equação 15.

$$I_{51N} = 0,2 \cdot I_{51} \quad (15)$$

Na norma NDU 002 faz-se o cálculo de duas correntes de magnetização, a parcial e real. Desta forma, para definir o valor da corrente de magnetização (*inrush*) parcial tem-se a Equação 16.

$$I_{rush\ parcial} = 10 \cdot I_{nt} \quad (16)$$

Após encontrar a corrente $I_{rush\ parcial}$, obtém-se a corrente $I_{rush\ real}$. Para isto, utiliza-se a Equação 17.

$$I_{rush\ real} = \frac{1}{\frac{1}{I_{rush\ parcial}} + \frac{1}{I_{cc3\phi}}} \quad (17)$$

Em que:

$I_{rush\ real}$ é a corrente de energização real;

$I_{rush\ parcial}$ é a corrente de energização parcial;

$I_{cc3\phi}$ é a corrente de curto circuito trifásica.

O ajuste da proteção instantânea (I_{50}), segundo a norma NDU 002, estabelece que pode haver ultrapassagem de 10% da corrente $inrush$. Dessa forma, o ajuste da proteção instantânea (I_{50}), é calculada pela Equação 18:

$$I_{50} = 1,10 \cdot I_{rush\ real} \quad (18)$$

Calcula-se também o ajuste da proteção instantânea de neutro considerando, no máximo, 20% da corrente temporizada de fase. E é calculada pela Equação 19.

$$I_{50N} = 0,20 \cdot I_{50} \quad (19)$$

Para obter os valores dos pontos ANSI e NANSI, e seus respectivos tempos de duração, utiliza-se a Tabela 3. Da mesma forma que a norma ND 5.3.

3.3 Comparativo de ajuste entre as normas ND 5.3 Cemig e NDU 002 Energisa

A Tabela 4, indica de forma sucinta o comparativo entre as normas ND 5.3 e NDU 002, referente aos ajustes de proteção para subestações com consumidores atendidos em média tensão.

Tabela 4 - Comparativo entre ND 5.3 e NDU 002

	ND 5.3 CEMIG	NDU 002 ENERGISA
Corrente <i>Inrush</i>	$Inrush = 8 \cdot In$	$Inrush\ parcial = 10 \cdot In$ $Inrush\ real = \frac{1}{\frac{1}{Inrush\ parcial} + \frac{1}{I_{cc3\phi}}}$
I50	$I(50) = 1,05 \cdot Inrush$	$I(50) = 1,10 \cdot Inrush\ real$
I50N	$I(50N) = \frac{1}{3} \cdot I(50)$	$I(50N) = 0,20 \cdot I(51)$
I51	$I(51) = IDC \cdot 1,05$	$I(51) = IDC \cdot 1,25$
I51N	$I(51N) = \frac{1}{3} \cdot I(51)$	$I(51N) = 0,20 \cdot I(51)$

Fonte: Próprio Autor

Em que:

Inrush é a corrente de magnetização do transformador;

Inrush parcial é a corrente de magnetização parcial do transformador;

Inrush real é a corrente de magnetização do transformador calculada a partir da corrente *Inrush parcial*;

In é a corrente nominal;

I50 é a proteção com a função de sobrecorrente instantânea de fase;

I50N é a proteção com a função de sobrecorrente instantânea de neutro;

I51 é a proteção com a função de sobrecorrente temporizada de fase;

I51N é a proteção com a função de sobrecorrente temporizada de neutro;

IDC é a corrente referente a demanda contratada.

Nota-se que as variações de ajuste entre as duas normas em estudo são pouco discrepantes. Entretanto, é importante verificar qual dos ajustes oferece mais sensibilidade na proteção dos equipamentos do consumidor, pois, trata-se de proteção de uma subestação, elemento indispensável para o bom funcionamento do sistema elétrico e caso ocorra algum dano no mesmo, o consumidor pode sofrer grandes consequências.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Este capítulo apresenta um estudo de caso no qual serão realizados os cálculos para o ajuste de proteção secundária das normas técnicas ND 5.3 e NDU 002 onde o consumidor é atendido em média tensão e tem demanda contratada de 350 kw.

4.1 Caracterização da subestação

Para uma subestação de 500 kVA, que atende aproximadamente 650 residências, com demanda contratada de 350 kW, FP=0,92, alimentada por um transformador com as seguintes características: 13.8 kV/220 V, a óleo, Zp=5%, Icc3Φ=1,5 kA. De acordo com as normas ND 5.3 CEMIG E NDU 002 Energisa, tem-se:

A. Cálculos realizados de acordo com a norma ND 5.3 da concessionária CEMIG:

a) Dimensionamento dos TC's

$$\text{Pelo critério da carga: } I_n = \frac{S}{V \sqrt{3}} = \frac{500k}{13,8k \sqrt{3}} = 20,91 A \quad (20)$$

$$\text{Pelo critério do curto circuito: } I_p = \frac{I_{cc3\phi}}{20} = \frac{1,5k}{20} = 75 A \quad (21)$$

TC: 75:5

b) Corrente de partida de fase e neutro para liberar a demanda contratada, vale lembrar que a curva característica para subestação particular é a Extremamente Inversa (EI).

$$I_{DC} = \frac{350}{13,8 \cdot 0,92 \cdot \sqrt{3}} = 15,91 A \quad (22)$$

$$I_{51} = 15,91 \cdot 1,05 = 16,71 A \quad (23)$$

$$I_{51N} = 16,71 \cdot 0,33 = 5,51 A \quad (24)$$

c) Corrente de magnetização do transformador

$$I_m = I_{RUSH} = 8 \cdot I_n = 8 \cdot 20,91 = 167,28 A \quad (25)$$

d) Ajuste instantâneo de fase e de neutro

$$I_{50} = I_m \cdot 1,05 = 167,28 \cdot 1,05 = 175,64 A \quad (26)$$

$$I_{50N} = I_{50} \cdot 0,33 = 175,64 \cdot 0,33 = 57,96 A \quad (27)$$

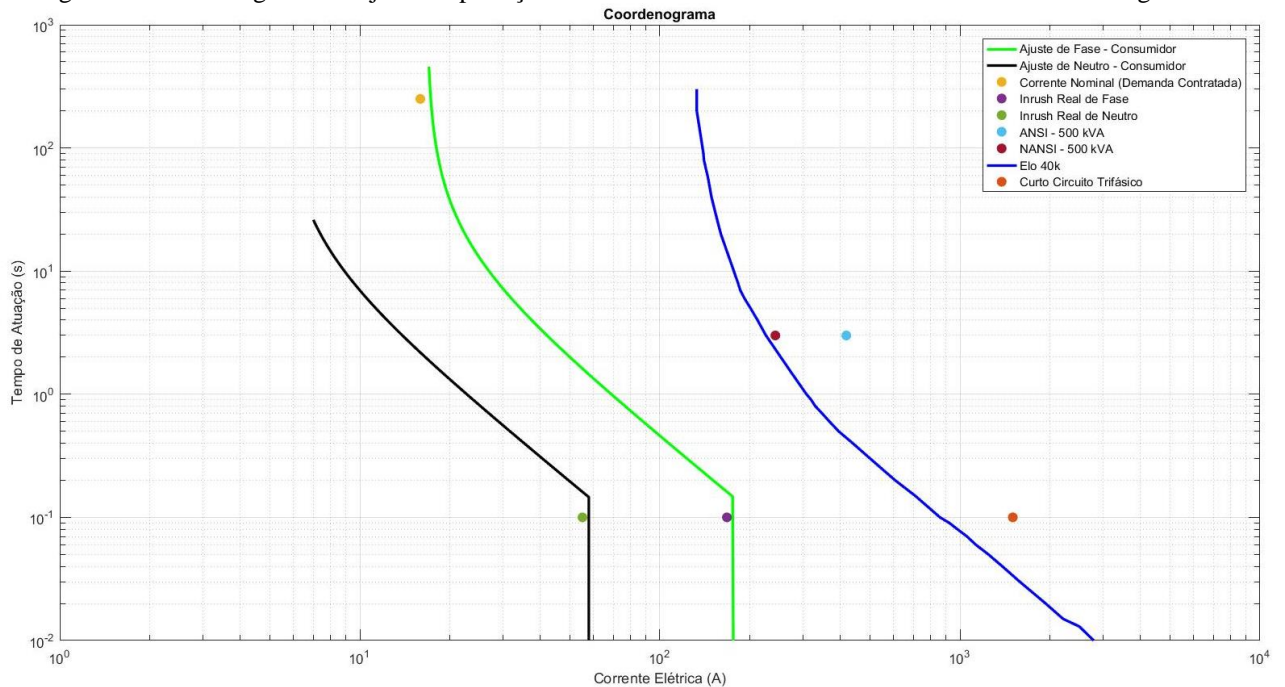
e) Pontos ANSI do transformador

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N = \frac{100}{5} \cdot 20,91 = 418,2 A \quad (28)$$

$$I_{NANSI} = I_{ANSI} \cdot 0,58 = 418,2 \cdot 0,58 = 242,55A \quad (29)$$

A Figura 5 mostra o coordenograma de ajuste de proteção de fase e neutro da subestação proposta no estudo de caso. Fez-se os cálculos dos ajustes temporizados e instantâneos de acordo com a metodologia de ajuste contida na Norma de Distribuição (ND) 5.3, da concessionária Cemig.

Figura 5 - Coordenograma de ajuste de proteção de sobrecorrente de fase e neutro de acordo com Cemig



Fonte: Própria Autora.

A Tabela 5 menciona os valores de corrente de demanda contratada (I_{DC}), corrente de magnetização (*Inrush*), ajuste de fase e neutro para a proteção 50 e 51, além das correntes I_{ANSI} e I_{NANSI} , sendo a máxima corrente de fase que o transformador suporta durante 3s sem sofrer danos e a máxima corrente de neutro que o transformador suporta durante em 3s também sem sofrer danos, respectivamente.

Tabela 5 - Valores obtidos por meio do ajuste de proteção da Cemig

I_{DC}	15,91 A
Inrush	167,28 A
Linha verde (fase)	Relé 50/51 F
Linha preta (neutro)	Relé 50/51 N
I_{ANSI}	418,2 A
I_{NANSI}	242,55 A

Fonte: Própria Autora.

B. Cálculos realizados de acordo com a NDU 002 da concessionária Energisa:

a) Dimensionamento dos TC's

$$\text{Pelo critério da carga: } I_n = \frac{S}{V \sqrt{3}} = \frac{500k}{13,8k \sqrt{3}} = 20,91 \text{ A} \quad (30)$$

$$\text{Pelo critério do curto circuito: } I_p = \frac{I_{cc3\phi}}{20} = \frac{1,5k}{20} = 75 \text{ A} \quad (31)$$

TC: 75:5

b) Corrente de partida de fase e neutro para liberar a demanda contratada

$$I_{DC} = \frac{350}{13,8 \cdot 0,92 \cdot \sqrt{3}} = 15,91 \text{ A} \quad (32)$$

$$I_{51} = 15,91 \cdot 1,25 = 19,88 \text{ A} \quad (33)$$

$$I_{51N} = 19,88 \cdot 0,20 = 3,97 \text{ A} \quad (34)$$

c) Corrente de magnetização do transformador

$$I_m = I_{RUSH\text{parcial}} = 10 \cdot I_n = 10 \cdot 20,91 = 209,1 \text{ A} \quad (35)$$

$$I_{rush\text{ real}} = \frac{1}{\frac{1}{I_{rush\text{ parcial}}} + \frac{1}{I_{cc3\phi}}} = 183,51 \text{ A} \quad (36)$$

d) Ajuste instantâneo de fase e de neutro

$$I_{50} = I_m \cdot 1,10 = 183,51 \cdot 1,10 = 201,87 \text{ A} \quad (37)$$

$$I_{50N} = I_{50} \cdot 0,20 = 201,87 \cdot 0,20 = 40,37 \text{ A} \quad (38)$$

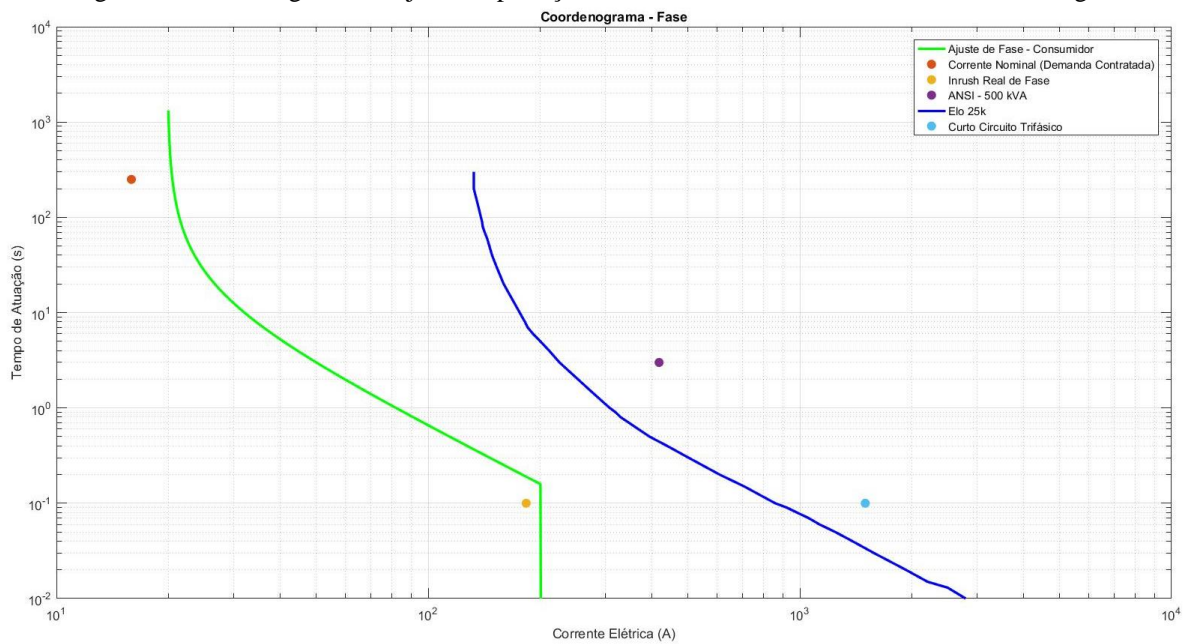
e) Pontos ANSI do transformador

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N = \frac{100}{5} \cdot 20,91 = 418,2 A \quad (39)$$

$$I_{NANSI} = I_{ANSI} \cdot 0,58 = 418,2 \cdot 0,58 = 242,55A \quad (40)$$

A figura a 6, mostra o coordenograma do ajuste de proteção de fase da subestação proposta no estudo de caso. Fez-se os cálculos de acordo com a metodologia de ajuste contida na Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002, da concessionária Energisa.

Figura 6 - Coordenograma do ajuste de proteção de sobrecorrente de fase de acordo com Energisa



A tabela 6 menciona os valores de corrente de demanda contratada (I_{DC}), corrente de magnetização (*Inrush*), ajuste de fase para a proteção 50 e 51, além das correntes I_{ANSI} e I_{NANSI} , sendo a máxima corrente de fase que o transformador suporta durante 3s sem sofrer danos e a máxima corrente de neutro que o transformador suporta durante em 3s também sem sofrer danos, respectivamente.

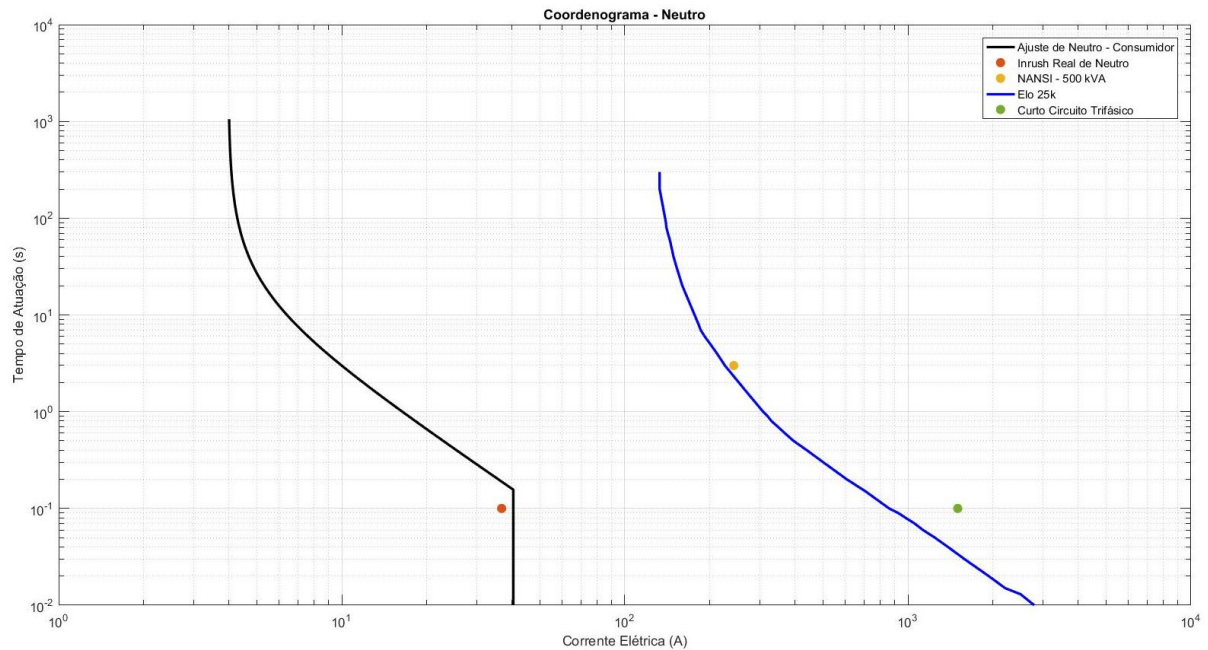
Tabela 6 - Valores obtidos por meio do ajuste de proteção de fase da Energisa

I_{DC}	15,91 A
<i>Inrush</i> real	183,51 A
Linha verde (fase)	Relé 50/51 F
I_{ANSI}	418,2 A
I_{NANSI}	242,55 A

Fonte: Própria Autora.

A figura a 7, mostra coordenograma do ajuste de proteção apenas de neutro da subestação, por meio dos ajustes feitos de acordo com a metodologia de ajuste contida na Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002, da concessionária Energisa.

Figura 7 - Coordenograma de ajuste de proteção de sobrecorrente de neutro de acordo com Energisa



Fonte: Própria Autora.

A tabela 7 menciona os valores de corrente de demanda contratada (I_{DC}), corrente de magnetização (*Inrush*), ajuste de neutro para a proteção 50 e 51, além das correntes I_{ANSI} e I_{NANSI} , sendo a máxima corrente de fase que o transformador suporta durante 3s sem sofrer danos e a máxima corrente de neutro que o transformador suporta durante em 3s também sem sofrer danos, respectivamente.

Tabela 7 - Valores obtidos por meio do ajuste de proteção de neutro da Energisa

I_{DC}	15,91 A
<i>Inrush real</i>	183,51 A
Linha preta (neutro)	Relé 50/51 N
I_{ANSI}	418,2 A
I_{NANSI}	242,55 A

Fonte: Própria Autora.

Após a análise dos coordenogramas das duas concessionárias, percebe-se que a norma ND 5.3 da Cemig permite que o coordenograma contenha os dois ajustes de proteção juntos, de fase e neutro. Já a norma NDU 002 da Energisa, requer que os ajustes de proteção fase e neutro sejam alocados em gráficos separados.

A tabela 8 faz-se necessária para a acareação entre os valores obtidos com os cálculos realizados dos ajustes de proteção da Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 da concessionária Energisa e da Norma de Distribuição (ND) 5.3 da concessionária Cemig.

Tabela 8 - Comparação entre os valores obtidos dos ajustes de proteção de ambas as concessionárias

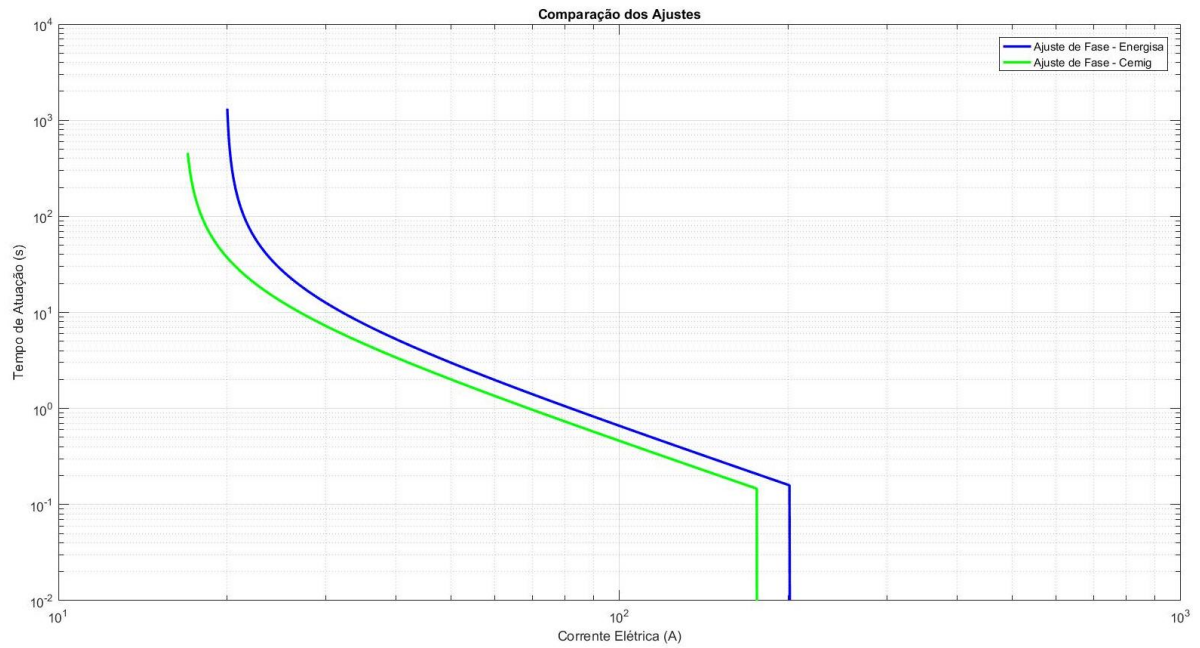
Proteção	Norma	Norma	Mais sensível
	CEMIG	ENERGISA	
Temporizada (I51)	16,71 A	19,88 A	CEMIG
Temporizada neutro (I51N)	5,51 A	3,97 A	ENERGISA
Instantânea Fase (I50)	175,64 A	201,87 A	CEMIG
Instantânea Fase neutro (I50N)	57,96 A	40,37 A	ENERGISA

Fonte: Própria Autora

Percebe-se que a corrente temporizada de fase da Cemig é mais sensível do que a da Energisa, já a corrente temporizada de neutro da Energisa é mais sensível. Da mesma forma ocorre com a corrente instantânea de fase, onde o ajuste feito pela norma técnica da Energisa é menos sensível que a da Cemig, já a corrente instantânea de neutro da concessionária Cemig é menos sensível do que a da Energisa.

A Figura 8, exibe a sobreposição das curvas de sobrecorrente de fase das normas ND 5.3 e NDU 002. Observa-se que a curva verde, que representa a curva de sobrecorrente da Cemig está posicionada antes da curva azul, que representa a curva de sobrecorrente da Energisa. Sendo assim, verifica-se que o ajuste de proteção calculado pela norma da Cemig é mais sensível que o ajuste de proteção calculado pela norma da Energisa, pois o relé de sobrecorrente desarmará mais rapidamente quando o transformador tiver uma sobrecorrente.

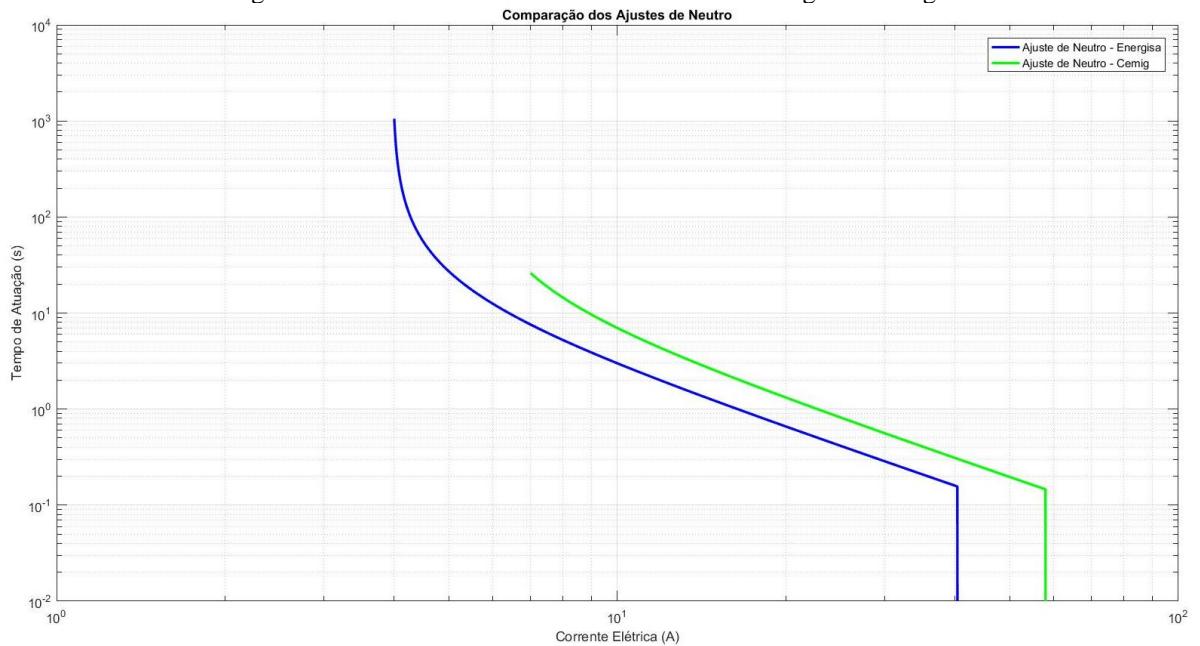
Figura 8 - Curvas de sobrecorrente de fase da Cemig e da Energisa



Fonte: Própria Autora

A Figura 9, exibe a sobreposição das curvas de sobrecorrente de neutro das normas ND 5.3 e NDU 002. Observa-se que a curva verde, que representa a curva de sobrecorrente da Cemig está posicionada antes da curva azul, que representa a curva de sobrecorrente da Energisa. Sendo assim, verifica-se que o ajuste de proteção calculado pela norma da Cemig é menos sensível que o ajuste de proteção de neutro calculado pela norma da Energisa.

Figura 9 - Curvas de sobrecorrente de neutro da Cemig e da Energisa



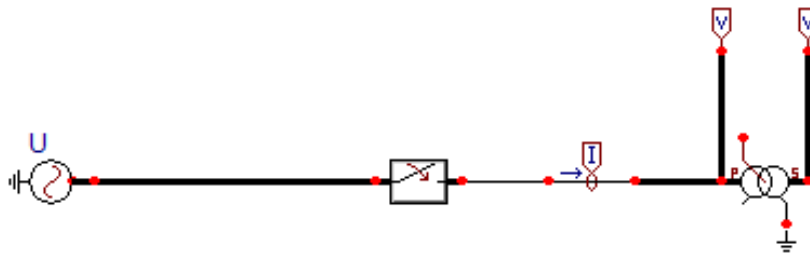
Fonte: Própria Autora

4.2 Simulação da corrente *inrush* via *software* ATPDraw

Por meio dos cálculos feitos no *software* OCTAVE, onde o código está descrito no Apêndice A, e as simulações feitas no *software* ATPDraw, obteve-se o valor de 159,86A para a corrente de energização do transformador.

O circuito utilizado na simulação no *software* ATPDraw é mostrado na Figura 10. Tem-se uma fonte de tensão trifásica, chave fusível trifásica, um amperímetro, dois voltmímetro e um transformador trifásico. Os valores utilizados para parametrizar os componentes do *software* encontram-se no Apêndice E e Tabela 9.

Figura 10 - Circuito utilizado para simulação no software ATPDraw



Fonte: Própria Autora

Na fonte de alimentação é necessário informar os valores da tensão de pico e frequência da rede.

Os parâmetros utilizados na chave trifásica estão descritos na Figura 11. O instante em que a fase A passa pelo ponto 0 da forma de onda é 0,001389, ou seja, é o instante em que a corrente *inrush* tem o seu maior pico.

Figura 11 - Parâmetros utilizados para parametrização da chave trifásica do circuito

Component: Swit_3xt.sup

Attributes

DATA	VALUE
T-cl_1	0.001389
T-op_1	3
T-cl_2	0.001389
T-op_2	3
T-cl_3	0.001389
T-op_3	3
Imar	0

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	
OUT1	ABC	

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide Lock

OK Cancel Help

Fonte: Própria Autora

Para simular a corrente *inrush* do transformador é necessário fornecer os parâmetros do transformador tais como: resistência, indutância e fluxo magnético, conforme mostra a Tabela 9 e calculados via *OCTAVE* de acordo com o Apêndice E.

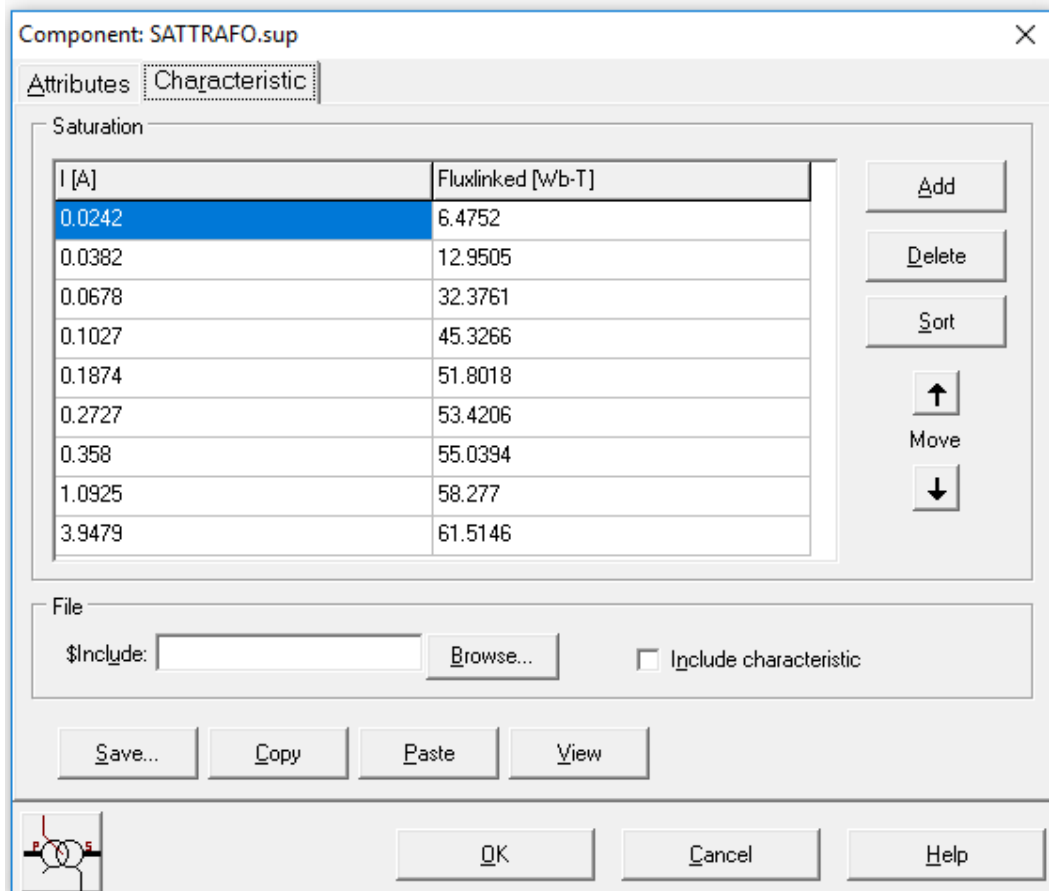
Tabela 9 - Tabela dos parâmetros utilizados no transformador

Descrição	Alta Tensão	Baixa Tensão
Tensão (kV)	13,8	0,22
Corrente de pico (A)	0,18735	...
Resistência (Ω)	6,3988	0,0016
Indutância (m Ω)	73,8482	0,0187
Resistência de magnetização (Ω)	100,230	...
Fluxo Nominal (Wb)	51,8018	...
Acoplamento	Delta	Estrela

Fonte: Própria Autora

Os componentes característicos do transformador estão exemplificados na Figura 12.

Figura 12 - Atributos característicos do transformador

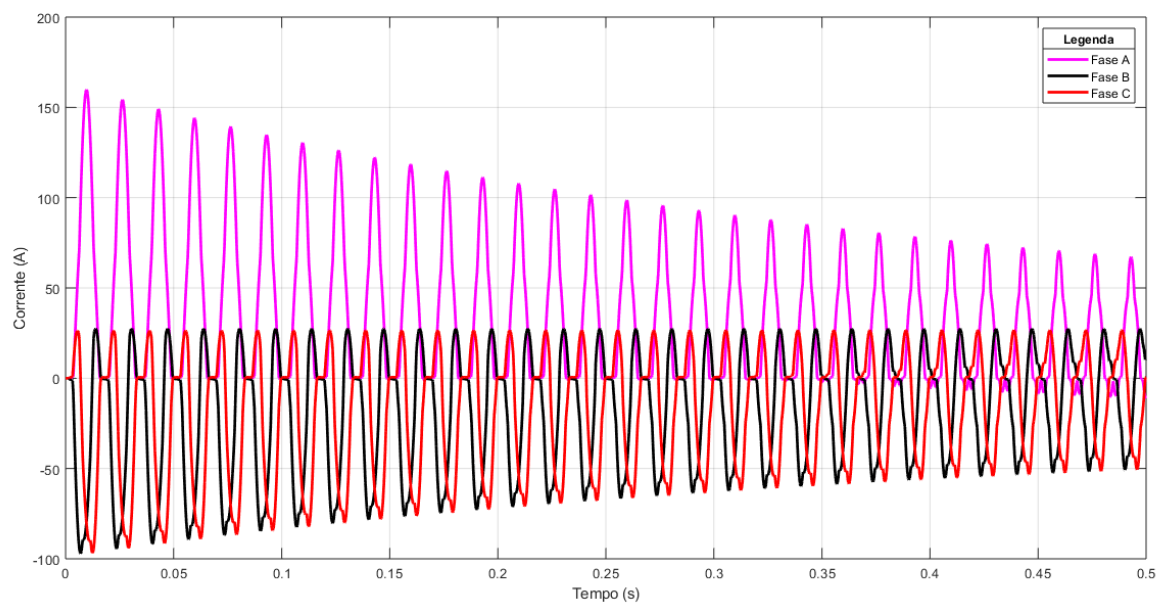


Fonte: Própria Autora

Ao dividir o valor da corrente *inrush* encontrado na simulação que é 159,86A , pela corrente nominal obtido no dimensionamento do transformador de corrente pelo critério da corrente, tem-se o valor de 7,6420 vezes a corrente nominal.

A norma técnica ND 5.3 da concessionária Cemig permite que a corrente de magnetização do transformador seja 8 vezes maior que a corrente nominal adquirida no dimensionamento do TC, já a NDU 002 da Energisa, permite que esta corrente seja 10 vezes maior que a corrente nominal. Desta forma, tem-se que a corrente *inrush* obtida na simulação é 7,6420 vezes maior que a corrente nominal do transformador, como mostra a Figura 13.

Figura 13 - Resultado da simulação de corrente *inrush*.



Fonte: Próprio autor

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com este trabalho foi possível fazer um comparativo entre duas metodologias de ajuste para proteção de subestações para consumidores atendidos em média tensão. Comparou-se as metodologias contidas nas normas ND 5.3 E NDU 002 das concessionárias Cemig e Energisa, respectivamente.

O valor do ajuste da sobrecorrente temporizada de fase da Cemig obtido foi de 16,71 (A), já para a Energisa foi de 19,88 (A). Para esse ajuste, a proteção da concessionária Cemig é mais sensível quando comparado ao ajuste da concessionária Energisa, pois, a concessionária Cemig permite uma ultrapassagem de 5% da demanda contratada e a concessionária Energisa, permite uma ultrapassagem de 25%.

O valor do ajuste da sobrecorrente temporizada de neutro da Cemig obtido foi de 5,51 (A), já para a Energisa foi de 3,97 (A). Para esse ajuste, a proteção da concessionária Energisa é mais sensível quando comparado ao ajuste da concessionária Cemig, devido ao fato de que a ND 5.3 da Cemig permitir um desequilíbrio de 1/3 contra 20% da concessionária Energisa.

O valor do ajuste da sobrecorrente instantânea de fase da Cemig obtido foi de 175,64 (A), já para a Energisa foi de 201,87 (A). Dito isto, percebe-se a proteção da concessionária Energisa é menos sensível quando comparado ao ajuste da concessionária Cemig.

O valor do ajuste da sobrecorrente instantânea de neutro da Cemig obtido foi de 57,96 (A), já para a Energisa foi de 40,37 (A). Desta forma, tem-se que se essa proteção da concessionária Energisa é mais sensível quando comparado ao ajuste da concessionária Cemig.

Analisou-se as normas em questão, fez-se um estudo sobre os conceitos pertinentes, como transformador de corrente, subestação particular, corrente *inrush*, assim como os ajustes de proteção instantâneo e temporizado. Além disso, dimensionou-se o transformador de corrente e os ajustes de proteção, além de fazer a coordenação das proteções da subestação particular e do elo fusível da derivação.

A modelagem foi realizada no *software ATPDraw*, ferramenta fundamental para a simulação da corrente transitória de energização, fazendo a utilização dos componentes existentes no *software*, e utilizando parâmetros calculados pelo *software OCTAVE*.

Esperava-se que a corrente de energização do transformador fosse 8 vezes maior que a corrente nominal, porém, por meio da simulação obteve-se 7,642 vezes maior. O valor obtido na simulação é aceitável, tendo em vista que é um valor bem próximo ao indicado pela teoria.

Para plotar as curvas de sobrecorrente do transformador, utilizou-se o *software* *OCTAVE*, desta forma, faz-se uma análise mais completa dos ajustes de proteção assim como a coordenação do mesmo.

O *software* *OCTAVE* foi fundamental também, para calcular os parâmetros do transformador afim de permitir a simulação da corrente *inrush* via *software* *ATPDraw*.

Sendo assim, foi possível analisar e comparar detalhadamente os ajustes de proteção, cumprindo com os objetivos desta pesquisa.

5.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, recomenda – se que seja feita a comparação de normas de distribuição de outros Estados do país, afim de fazer uma pesquisa exploratória. Esse estudo se faz necessário pois são através das metodologias de ajuste de proteção que o sistema se mantém seguro e estável, havendo assim, uma boa coordenação dos dispositivos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. Rio de Janeiro, 2005, 87 p.

ATPDRAW: THE GRAPHICAL PROCESSOR TO ATP ELECTROMAGNETICS TRANSIENT. 2019. Página oficial: <<https://www.atpdraw.net/>>.

BARRETO, Leandro Henrique Borges. **Sistemas de proteção, controle e supervisão em subestações de energia elétrica: uma visão geral**. 2013. 72 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

CEMIG, NORMA DE DISTRIBUIÇÃO – ND 5.3. **Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão: Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea**. Revisão 5.3 Março/2019.

ENERGISA, NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU 002. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária**. Revisão 5.1 Abril/2018.

KINDERMANN, G. Proteção de sistemas elétricos de potência. 2. ed. Florianópolis: Edição do autor, 2012, 1 v.

MAMEDE FILHO, J. Instalações elétricas industriais. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010, 296 p.

MAMEDE FILHO, J. Manual de equipamentos elétricos. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013, 669 p.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. Proteção de sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro: LTC, 2011, 605 p.

MASCARENHAS, Layse Ribeiro. **Uma metodologia para o dimensionamento da proteção contra sobrecorrente de subestações superiores A 300 kva**. 2016. 106 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Vale do São Francisco, Juazeiro, 2016.

MUZY, Gustavo Luiz Castro de Oliveira. **Subestações Elétricas**. 2012. 122 f. Monografia (Superior) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

NEGRÃO, D. L.A. **Metodologia Para a Coordenação e Seletividade da Proteção Direcional de Sobrecorrente em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica**. 2015. 145p. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

RIBEIRO, Amarolina. **Distribuição de energia elétrica no Brasil; *Brasil Escola***. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/distribuicao-energia-eletrica-no-brasil.htm>. Acesso em 09 de agosto de 2019.

SILVA, Paulo Sérgio. **Investigação sobre os efeitos da saturação em transformadores de corrente de proteção**. 2014. 56 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia de

Sistemas Elétricos de Potência, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2014.

APÊNDICE A – CÓDIGO UTILIZADO NOS PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR

```
clear
clc
close all
%DADOS DE ENTRADA
Sn = 500 %POTENCIA APARENTE EM KVA
Vat = 13.8 %LIGAÇÃO DELTA/ESTRELA
Vbt = 0.22;
Zp = 5;
Rp = 1.12;
Iop = 1.9;
Fp = 0.2;
f=60;

%1 CALCULO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO
VFAT = Vat
VFBT = Vbt/sqrt(3)
K=VFAT/VFBT

%2 CORRENTE NOMINAL DO PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO
Inat = Sn/(sqrt(3)*Vat)
Inbt = Sn/(sqrt(3)*Vbt)

Ifat = Inat/sqrt(3)
Ifbt = Inbt

%3 CORRENTE A VAZIO (eficaz)
Ioat = (Iop*Inat)/(100*sqrt(3))
Iobt = Ifbt*Iop/100

Ioatp = Ioat*sqrt(2)
Iobtp = Iobt*sqrt(2)

%PERDA A VAZIO
Po = VFAT*1000*Ioat*Fp

Po3 = Po*3

%IMPEDÂNCIA DO PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO
Sfat = Sn/3
Zbaseat = (Vat^2*1000)/Sfat
Ztat = Zbaseat*(Zp/100)
Zat = Ztat/2

Zbt = Zat/K^2

%RESISTÊNCIA DO PRIMÁRIO E DO SECUNDÁRIO
Rat = (Rp/(2*100))*Zbaseat
Rbt = Rat/K^2

%PERDAS NOS ENROLAMENTOS Pj3=(R*I^2)*3

Pj3 = (Rat*Ifat^2 + Rbt*Ifbt^2)*3

%CALCULO DA REATÂNCIA DO PRIMÁRIO E DO SECUNDÁRIO (Xat e Xbt)
```

```
Xat = sqrt(Zat^2 - Rat^2)
Xbt = sqrt(Zbt^2 - Rbt^2)
```

```
%CALCULO DAS INDUTÂNCIAS (Lat e Lbt)
```

```
Lat = (Xat/(2*pi*f))*1000 %Indutância em mH
Lbt = (Xbt/(2*pi*f))*1000 %Indutância em mH
```

```
%RESISTÊNCIA DE MAGNETIZAÇÃO
```

```
Rmagat = (Vat*1000)^2/Po3
VFBT=VFBT
Rmagbt = ((VFBT*1000)^2)/Po3
```

```
%FLUXO DE MAGNETIZAÇÃO
```

```
Fmagat = (Vat/(f*4.44))*1000
Fmagbt = ((VFBT*1000)/(f*4.44))
```

```
VFBT=VFBT
```

**APÊNDICE B – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER A CURVA DE
COORDENAÇÃO DO RELÉ DE SOBRECORRENTE DA CONCESSIONÁRIA
CEMIG**

```
TMS = 0.2;
Idc = 15.91;
Inrush_real = 167.28;
Inrush_real_N = 0.33*Inrush_real;
ANSI_500 = 418.2;
NANSI_500 = 0.58*ANSI_500;
Icc3 = 1500;
Iaj_fase = 16.71;
Iaj_neutro = 5.51;
In_500 = 20.91;

beta = 80;
alfa = 2;

I_fase = (17:0.005:175.64);
size(I_fase)

I_neutro = (7:0.005:57.96);
size(I_neutro)

%Função 51 do Relé:
for ii = 1:31729
    t_fase(ii) = (beta*TMS) / (((I_fase(ii)/Iaj_fase).^alfa) - 1);
end
%Função 50 do Relé:
for ii = 31729:31729
    t_fase(ii) = 0.01;
end

%Função 51N do Relé:
for ii = 1:10193
    t_neutro(ii) = (beta*TMS) / (((I_neutro(ii)/Iaj_neutro).^alfa) - 1);
end
%Função 50N do Relé:
for ii = 10193:10193
    t_neutro(ii) = 0.01;
end

d = [300 200 150 100 90 80 70 60 50 40 30 20 15 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1.5 1
0.900 0.800 0.700...
0.600 0.500 0.400 0.300 0.200 0.150 0.100 0.090 0.080 0.070 0.060 0.050
0.040 0.030 0.020 0.015...
0.013 0.010];

e = [80 81 82.99 86.14 87.50 88.31 88.92 89.54 91.91 93.97 98.07 102.57
106.59 112.17 113.61 115.06...
118.46 121.86 124.45 132.43 140.60 157.28 171.00 192.89 199.14 206.91
217.05 228.56 245.80 269.77...
300.00 363.87 425.41 514.04 545.56 588.96 622.30 675.52 737.90 831.13
968.61 1174.90 1363.54...
1508.85 1655.15];
```

```

%Plote as curvas de corrente vs tempo

loglog (I_fase,t_fase,'Color','g','LineWidth',2.0);
hold on;
loglog (I_neutro,t_neutro,'Color','k','LineWidth',2.0);
hold on;
plot(Idc,250,'.','markersize',25.0);
hold on;
plot(Inrush_real,0.1,'.','markersize',25.0);
hold on;
plot(Inrush_real_N,0.1,'.','markersize',25.0);
hold on;
plot(ANSI_500,3,'.','markersize',25.0);
hold on;
plot(NANSI_500,3,'.','markersize',25.0);
hold on;
loglog (e,d,'Color','b','LineWidth',2.0);
hold on;
plot(Icc3,0.1,'.','markersize',25.0);
hold on;
xlabel('Corrente Elétrica (A)');
ylabel('Tempo de Atuação (s)');
title('Coordenograma');
legend('Ajuste de Fase - Consumidor','Ajuste de Neutro -
Consumidor','Corrente Nominal (Demanda Contratada)','Inrush Real de
Fase','Inrush Real de Neutro','ANSI - 500 kVA','NANSI - 500 kVA','Elo
40k','Curto Circuito Trifásico','Curto Circuito Monofásico');
%legend('Ajuste de Fase - Consumidor','I nominal - 750 kVA','Inrush 750
kVA','ANSI - 750 kVA','Elo 15k');
%legend('Ajuste de Fase - Consumidor','I nominal - 500 kVA','Inrush 500
kVA','ANSI - 500 kVA','Elo 10k');
grid on;
hold off;

```

APÊNDICE C – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER A CURVA DE COORDENAÇÃO DO RELÉ DE SOBRECORRENTE DA CONCESSIONÁRIA ENERGISA

```
TMS = 0.2;
Idc = 15.91;
Inrush_real = 183.58;
Inrush_real_N = 0.2*Inrush_real;
ANSI_500 = 418.2;
NANSI_500 = 0.58*ANSI_500;
Icc3 = 1500;
Iaj_fase = 19.88;
Iaj_neutro = 3.97;
In_500 = 20.91;

beta = 80;
alfa = 2;

I_fase = (20:0.005:201);
size(I_fase)

I_neutro = (4:0.005:40.37);
size(I_neutro)

%Função 51 do Relé:
for ii = 1:36201
    t_fase(ii) = (beta*TMS) / (((I_fase(ii)/Iaj_fase).^alfa) - 1);
end
%Função 50 do Relé:
for ii = 36201:36201
    t_fase(ii) = 0.01;
end

%Função 51N do Relé:
for ii = 1:7275
    t_neutro(ii) = (beta*TMS) / (((I_neutro(ii)/Iaj_neutro).^alfa) - 1);
end
%Função 50N do Relé:
for ii = 7275:7275
    t_neutro(ii) = 0.01;
end

d = [300 200 150 100 90 80 70 59.704 50 40 30 20 15 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1.5
1.007 0.900 0.800 0.700...
0.600 0.500 0.400 0.300 0.200 0.150 0.100 0.090 0.080 0.070 0.060 0.050
0.040 0.030 0.020 0.015...
0.013 0.010];

e = [50 50 50.94 52.28 52.62 52.84 53.46 54.33 55.06 55.98 57.62 60.16
62.69 66.46 67.45 68.62...
69.79 72.11 75.51 79.69 85.03 95.28 103.30 115.80 120.32 124.17 130.72
138.44 148.51...
165.51 189.24 229.15 267.05 323.37 347.54 369.71 397.56 425.41 468.81
521.74 596.52 726.94...
831.13 941.74 1052.35];
```

```

%Plote as curvas de corrente vs tempo

loglog (I_fase,t_fase,'Color','g','LineWidth',2.0);
hold on;
%loglog (I_neutro,t_neutro,'Color','k','LineWidth',2.0);
%hold on;
plot(Idc,250,'.','markersize',25.0);
hold on;
plot(Inrush_real,0.1,'.','markersize',25.0);
hold on;
%plot(Inrush_real_N,0.1,'.','markersize',25.0);
%hold on;
plot(ANSI_500,3,'.','markersize',25.0);
hold on;
%plot(NANSI_500,3,'.','markersize',25.0);
%hold on;
%loglog (a,b,'Color','b','LineWidth',2.0);
%hold on;
%loglog (c,d,'Color','b','LineWidth',2.0);
%hold on;
loglog (e,d,'Color','b','LineWidth',2.0);
hold on;
plot(Icc3,0.1,'.','markersize',25.0);
hold on;
%loglog (x,y,'Color','b','LineWidth',2.0);
%hold on;
%plot(Iaj_fase,200,'.','markersize',25.0);
%hold on;
xlabel('Corrente Elétrica (A)');
ylabel('Tempo de Atuação (s)');
title('Coordenograma - Fase');
legend('Ajuste de Fase - Consumidor','Corrente Nominal (Demanda
Contratada)','Inrush Real de Fase','ANSI - 500 kVA','Elo 25k','Curto
Circuito Trifásico');
%legend('Ajuste de Fase - Consumidor','I nominal - 750 kVA','Inrush 750
kVA','ANSI - 750 kVA','Elo 15k');
%legend('Ajuste de Fase - Consumidor','I nominal - 500 kVA','Inrush 500
kVA','ANSI - 500 kVA','Elo 10k');
grid on;
hold off;

```

APÊNDICE D – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER COMPARAÇÃO ENTRE AS DUAS CURVAS DE SOBRECORRENTE DE FASE

```
TMS = 0.2;
Idc = 15.91;
ANSI_500 = 418.2;
NANSI_500 = 0.58*ANSI_500;
Icc3 = 1500;
Iaj_fase_E = 19.88;
Iaj_fase_C = 16.71;

beta = 80;
alfa = 2;

I_fase_E = (20:0.005:201);
size(I_fase_E)
I_fase_C = (17:0.005:175.64);
size(I_fase_C)

%Função 51 do Relé:
for ii = 1:36201
    t_fase_E(ii) = (beta*TMS) / (((I_fase_E(ii)/Iaj_fase_E).^alfa) - 1);
end
%Função 50 do Relé:
for ii = 36201:36201
    t_fase_E(ii) = 0.01;
end

%Função 51 do Relé:
for ii = 1:31729
    t_fase_C(ii) = (beta*TMS) / (((I_fase_C(ii)/Iaj_fase_C).^alfa) - 1);
end
%Função 50 do Relé:
for ii = 31729:31729
    t_fase_C(ii) = 0.01;
end

loglog (I_fase_E,t_fase_E,'Color','b','LineWidth',2.0);
hold on;
loglog (I_fase_C,t_fase_C,'Color','g','LineWidth',2.0);
hold on;
%plot(Icc3,0.1, '.', 'markersize',25.0);
%hold on;
xlabel('Corrente Elétrica (A)');
ylabel('Tempo de Atuação (s)');
title('Comparação dos Ajustes');
legend('Ajuste de Fase - Energisa','Ajuste de Fase - Cemig');
grid on;
hold off;
```

APÊNDICE E – CÓDIGO UTILIZADO PARA FAZER COMPARAÇÃO ENTRE AS DUAS CURVAS DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO

```
TMS = 0.2;
Idc = 15.91;
ANSI_500 = 418.2;
NANSI_500 = 0.58*ANSI_500;
Icc3 = 1500;
Iaj_fase_E = 19.88;
Iaj_fase_C = 16.71;
Iaj_neutro_E = 3.97;
Iaj_neutro_C = 5.51;

beta = 80;
alfa = 2;

I_fase_E = (20:0.005:201);
size(I_fase_E)
I_fase_C = (17:0.005:175.64);
size(I_fase_C)
I_neutro_E = (4:0.005:40.37);
size(I_neutro_E)
I_neutro_C = (7:0.005:57.96);
size(I_neutro_C)

%Função 51 do Relé (Energisa):
for ii = 1:36201
    t_fase_E(ii) = (beta*TMS) / (((I_fase_E(ii)/Iaj_fase_E).^alfa) - 1);
end
%Função 50 do Relé(Energisa):
for ii = 36201:36201
    t_fase_E(ii) = 0.01;
end

%Função 51 do Relé (Cemig):
for ii = 1:31729
    t_fase_C(ii) = (beta*TMS) / (((I_fase_C(ii)/Iaj_fase_C).^alfa) - 1);
end
%Função 50 do Relé (Cemig):
for ii = 31729:31729
    t_fase_C(ii) = 0.01;
end

%Função 51N do Relé (Energisa):
for ii = 1:7275
    t_neutro_E(ii) = (beta*TMS) / (((I_neutro_E(ii)/Iaj_neutro_E).^alfa) - 1);
end
%Função 50N do Relé (Energisa):
for ii = 7275:7275
    t_neutro_E(ii) = 0.01;
end

%Função 51N do Relé (Cemig):
for ii = 1:10193
    t_neutro_C(ii) = (beta*TMS) / (((I_neutro_C(ii)/Iaj_neutro_C).^alfa) - 1);
end
%Função 50N do Relé (Cemig):
```



```
for ii = 10193:10193
    t_neutro_C(ii) = 0.01;
end

%loglog (I_fase_E,t_fase_E,'Color','b','LineWidth',2.0);
%hold on;
%loglog (I_fase_C,t_fase_C,'Color','g','LineWidth',2.0);
%hold on;
loglog (I_neutro_E,t_neutro_E,'Color','b','LineWidth',2.0);
hold on;
loglog (I_neutro_C,t_neutro_C,'Color','g','LineWidth',2.0);
hold on;
%plot(Icc3,0.1, '.', 'markersize',25.0);
%hold on;
xlabel('Corrente Elétrica (A)');
ylabel('Tempo de Atuação (s)');
title('Comparação dos Ajustes de Neutro');
%legend('Ajuste de Fase - Energisa','Ajuste de Fase - Cemig');
%grid on;
legend('Ajuste de Neutro - Energisa','Ajuste de Neutro - Cemig');
grid on;
hold off;
```

APÊNDICE F - PARÂMETROS UTILIZADOS NO TRANSFORMADOR

Component: SATTRAFO.sup

Attributes | Characteristic

	Prim.	Sec.
U [V]	13.8	0.22
R [ohm]	6.3988	0.0016
L [mH,ohm]	73.8482	0.0187

NODE	PHASE	NAME
P	ABC	X0019
S	ABC	X0023
Sat	ABC	X0003
S-N	1	


Coupling: D Y
 Phase shift: 30
 I(0)= 0.18735 Rm= 100230 3-leg core
 F(0)= 51.8018 R0= 0.5 RMS 3-winding

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide Lock

OK Cancel Help



Component: Ac3ph.sup

Attributes

DATA	VALUE
Amp.	19516.147
f	60
pha	-120
A1	0
Tstart	-1
Tstop	3

NODE	PHASE	NAME
AC3	ABC	X0015

Order: 0 Label: U

Comment:

Type of source:
 Current Voltage Hide Lock

OK Cancel Help

