



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CENTRO MULTIDISCIPLINAR - CARAÚBAS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIELA DE OLIVEIRA BANDEIRA

**DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES DA
SUBESTAÇÃO DA UFERSA – CAMPUS CARAÚBAS**

CARAÚBAS – RN

2017

GABRIELA DE OLIVEIRA BANDEIRA

**DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES DA
SUBESTAÇÃO DA UFERSA – CAMPUS CARAÚBAS**

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA),
Centro Multidisciplinar – Caraúbas para a
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica

Orientador: Prof. Me. Rodrigo Prado de
Medeiros

CARAÚBAS – RN

2017

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

BBAND Bandeira, Gabriela.
EIRAd DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CONTRA
 SOBRECORRENTES DA SUBESTAÇÃO DA UFERSA ? CAMPUS
 CARAÚBAS / Gabriela Bandeira. - 2017.
 54 f. : il.

 Orientador: Rodrigo Prado.
 Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
Elétrica, 2017.

 1. Proteção. 2. sobrecorrente. I. Prado,
Rodrigo , orient. II. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

GABRIELA DE OLIVEIRA BANDEIRA

**DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES DA
SUBESTAÇÃO DA UFERSA – CAMPUS CARAÚBAS**

Monografia apresentada à
Universidade Federal Rural do Semi-
Árido – UFERSA, Campus Caraúbas
para a obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica

APROVADA EM: 16/10/17

BANCA EXAMINADORA


Prof. Me. Rodrigo Prado de Medeiros - UFERSA

Presidente


Prof. Dr. Humberto Dionísio de Andrade - UFERSA

Primeiro Membro


Prof. Me. Juan Rafael Filgueira Guerra - UFERSA

Segundo Membro

DEDICATÓRIA

Ao meus pais, João de Deus Bandeira e Maria
Gilvânia, e ao meu irmão Demétrius.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que nos deu a vida e a força para vencer todas as adversidades.

Aos meus familiares, por todo amor e por sempre incentivarem meu crescimento acadêmico.

Ao meu orientador Rodrigo Prado de Medeiros, por toda a atenção e conhecimento transmitido, não só durante a elaboração desse trabalho, como também durante o curso.

Ao professor Marcos Dias e a Rafael Lucas, ambos da UFRN, pela colaboração e conhecimentos transmitidos durante a elaboração desse trabalho.

Ao engenheiro eletricitista da COSERN, George Denner, pelo fornecimento dos dados necessários para o projeto.

Aos membros da banca, pela disponibilidade de avaliar esse trabalho.

RESUMO

Diversos tipos de falhas ou avarias podem ocorrer em uma rede elétrica. Portanto, é imprescindível que os equipamentos que compõem a rede elétrica e estejam submetidos a alguma condição de defeito sejam protegidos da maneira mais confiável possível. Nesse contexto, um sistema de proteção deve ser capaz de assegurar a desconexão de um determinado trecho do sistema elétrico que esteja submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos, a exemplo dos curtos-circuitos. Dentre os tipos de proteção, em sistemas de distribuição de energia elétrica, a proteção contra sobrecorrentes é usualmente utilizada como proteção contra curtos-circuitos. Este trabalho apresenta como objetivo principal o dimensionamento da proteção contra sobrecorrentes da subestação da UFERSA – campus Caraúbas, de modo a realizar a coordenação entre o sistema de proteção geral da UFERSA e o relé de proteção da COSERN, garantindo a seletividade do sistema.

ABSTRACT

Several types of faults can occur in an electrical power system. Therefore, it is imperative that the equipments that compose the electrical power system and are subject to some defect condition are protected in the most reliable way possible. In this context, a protection system must be capable of ensuring the disconnection of a certain part of the electrical power system that is subjected to any abnormality that causes it to operate outside the considered limits, such as short circuits. Among the protection types, in electrical distribution systems, overcurrent protection is usually used as protection against short circuits. The main objective of this work is to design the overcurrent protection of the UFERSA - Caraúbas campus substation, in order to coordinate the UFERSA general protection system with the COSERN protection relay, ensuring system selectivity.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relações de transformação nominais para TCs	30
Tabela 2 – Coeficientes K , α , β e L	32
Tabela 3 – Dados fornecidos pela concessionária	44
Tabela 4 – Ajustes do relé do cliente.....	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sequência positiva.....	12
Figura 2 – Sequência negativa.....	13
Figura 3 – Sequência zero	13
Figura 4 – Transformador delta-estrela aterrado	15
Figura 5 – Circuitos de sequência do transformador	15
Figura 6 – Circuito de sequência para curto-circuito trifásico	16
Figura 7 – Circuito de sequência para curto-circuito bifásico.....	18
Figura 8 – Circuito de sequência para curto-circuito fase-terra	19
Figura 9 – Circuito de sequência para curto-circuito fase-terra mínimo.....	21
Figura 10 – Chave seccionadora seca.....	22
Figura 11 – Chave seccionadora com fusíveis	23
Figura 12 – Disjuntor a óleo	24
Figura 13 – Disjuntor a vácuo	24
Figura 14 – Disjuntor a gás.....	25
Figura 15 – Curva característica de um relé de tempo definido.....	26
Figura 16 – Curva característica de um relé de tempo inverso	26
Figura 17 – Arquitetura básica de um relé digital	27
Figura 18 – Relé digital	28
Figura 19 – Transformador de corrente	29
Figura 20 – Transformador de potencial	31
Figura 21 – Sistema elétrico	31
Figuras 22 – Curva de atuação de relés digitais: a) normalmente inversa; b) muito inversa.....	34
Figuras 23 – Curva de atuação de relés digitais: c) normalmente inversa; d) muito inversa.....	35
Figura 24 – Diagrama da rede de distribuição da UFERSA.....	39
Figura 25 – Cubículo de medição e proteção	40
Figura 26 – Transformadores de corrente	41
Figura 27 – Transformadores de potencial	41
Figura 28 – Quadro de medição	42
Figura 29 – Eletroduto de ligação.....	42
Figura 30 – Chave seccionadora instalada	43
Figura 31 – Relé digital e disjuntor	43
Figura 32 – Coordenograma de fase.....	49
Figura 33 – Coordenograma de neutro	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
DEC	Duração de Interrupção Equivalente por Consumidor
FEC	Frequência de Interrupção Equivalente por Consumidor
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
NBR	Norma Brasileira
RTC	Relação de Transformação de Corrente
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.....	12
2.1 COMPONENTES SIMÉTRICAS	12
2.2 CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO	15
2.3 CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO	16
2.4 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA	17
2.5 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO	18
3 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE	20
3.1 DISPOSITIVOS QUE COMPÕEM SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	21
3.1.1 Chave Seccionadora	22
3.1.2 Disjuntores	23
3.1.3 Relés de sobrecorrente	25
3.1.4 Transformadores de Corrente.....	28
3.1.5 Transformadores de Potencial	30
3.2 SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO DE RELÉS DE SOBRECORRENTE	31
4 METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO.....	36
4.1 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR DE CORRENTE	36
4.2 AJUSTE DA UNIDADE TEMPORIZADA	37
4.2.1 Ajuste da unidade de fase (51F)	37
4.2.2 Ajuste da unidade de neutro (51N)	37
4.3 AJUSTE DA UNIDADE INSTANTÂNEA	38
4.3.1 Ajuste da unidade de fase (50F)	38
4.3.2 Ajuste da unidade de neutro (50N)	38
5 ESTUDO DE CASO	39
5.1 SUBESTAÇÃO UFERSA CARAÚBAS.....	39
5.2 DADOS FORNECIDOS PELA CONCESSIONÁRIA.....	44
5.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO.....	45
5.4 AJUSTES.	47
5.5 COORDENOGRAMAS	49
6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	51
REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade tornou-se uma das principais necessidades para uma boa qualidade de vida e desenvolvimento econômico. Com os avanços tecnológicos, até mesmo simples atividades do cotidiano requerem a energia elétrica. Para que os consumidores tenham acesso à energia elétrica, existe um complexo sistema de potência, comumente dividido em 3 subsistemas: geração, transmissão e distribuição.

Na geração, ocorre a conversão de alguma forma de energia em energia elétrica, por exemplo, a energia mecânica do movimento das turbinas de uma hidrelétrica. Essa etapa geralmente ocorre longe dos grandes centros de consumo, tornando necessária a próxima etapa do sistema. Na transmissão, a energia elétrica é transportada desde a geração até os grandes centros de consumo. Porém, ainda na geração, existem subestações elevadoras, que aumentam o nível de tensão, para que os condutores das linhas de transmissão tenham suas dimensões reduzidas. Na próxima etapa, a distribuição, a energia é transformada (subestação abaixadora) e distribuída aos consumidores.

Todo esse sistema deve obedecer aos padrões legais estabelecidos para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, garantindo assim a continuidade necessária e a qualidade exigida.

Ao longo de todo o percurso, é improvável que esse complexo sistema esteja imune a falhas, as quais podem ser responsáveis por danos aos elementos que o compõem (ARAÚJO et al., 2005). Assim, faz-se necessário o uso de métodos de proteção, para que os efeitos das falhas que venham a ocorrer sejam minimizados.

Segundo Mamede Filho e Mamede (2011), a principal função de um sistema de proteção é assegurar a desconexão de um determinado trecho do sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos, através de dispositivos ajustados de acordo com as características do sistema a ser protegido, de forma automática e em tempo curto. Além disso, o sistema de proteção tem a função de fornecer informações necessárias aos responsáveis por sua operação, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e otimizar a recomposição do sistema. Portanto, O dimensionamento da proteção é realizado para que o sistema elétrico possa funcionar com maior grau de confiabilidade, sendo necessário que os componentes de proteção e seus parâmetros de atuação sejam bem definidos, baseados nas características do sistema em questão. Além disso, o sistema geral de proteção da unidade de consumo deve permitir coordenação com o sistema de proteção da concessionária, além de ser

dimensionado e ajustado de modo a permitir adequada seletividade entre os dispositivos de proteção da instalação (NBR 14039, 2005).

Sobrecorrentes são usualmente os eventos transitórios mais comuns que ocorrem nos sistemas elétricos de forma geral (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Para reduzir os danos causados por esses eventos, é indicado o uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, como disjuntor, relé e chave seccionadora. Para que esses dispositivos trabalhem da melhor forma possível, é necessária uma análise do circuito a ser protegido para que os dispositivos sejam ajustados na melhor maneira.

Esse trabalho propõe o dimensionamento da proteção contra sobrecorrentes da subestação da UFERSA – Campus Caraúbas. O principal objetivo do estudo realizado neste trabalho é definir os ajustes necessários dos dispositivos de proteção de forma a manter a área afetada por anomalias elétricas a menor possível, otimizando a qualidade e o tempo de continuidade do serviço.

Este trabalho está estruturado da seguinte estrutura:

No capítulo 2 é apresentado um estudo teórico sobre a análise de curtos-circuitos, levando-se em consideração que os ajustes de proteção são feitos baseados nessas análises.

No capítulo 3 é realizada uma fundamentação teórica sobre a proteção contra sobrecorrentes, com ênfase na descrição dos dispositivos envolvidos nesse tipo de proteção e na idéia de seletividade e coordenação entre relés.

No capítulo 4, a metodologia de dimensionamento dos ajustes dos dispositivos de proteção é descrita.

O capítulo 5 apresenta os detalhes abordados no estudo de caso envolvendo o dimensionamento do relé da subestação da UFERSA campus Caraúbas.

Por fim, o capítulo 6 apresenta os resultados e as conclusões do trabalho elaborado.

2 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Segundo Kindermann (1997), o curto-circuito é causado pela conexão de dois ou mais pontos que estão em diferentes potenciais elétricos, resultado em altas correntes capazes de elevar a temperatura, podendo causar danos ao circuito elétrico em questão e pode ser extremamente prejudicial aos equipamentos que constituem o sistema.

O estudo de curtos-circuitos em projetos de proteção é de extrema importância, visto que possibilita o correto dimensionamento dos ajustes dos dispositivos de proteção.

Para facilitar a análise de curtos-circuitos, esse capítulo aborda uma breve explicação sobre componentes simétricas.

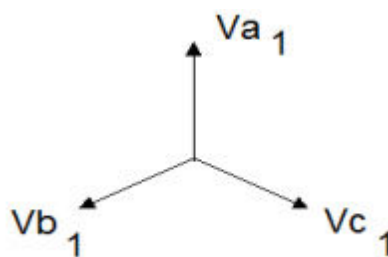
2.1 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Em análise de sistemas trifásicos equilibrados e simétricos, podemos utilizar apenas uma de suas fases e o neutro, tanto em condições normais de funcionamento quanto em ocorrência de falhas. Porém, em circuitos não equilibrados, a análise deve ser feita com todas as fases, o que torna mais complexa.

Em 1918, Dr. Charles .L. Fortesue publicou o trabalho intitulado de “*Method of Symmetrical Applied to the Solution of Polyphase Networks*”, em que estabeleceu que um sistema de determinado número de fasores desequilibrados pode ser decomposto em um mesmo número de fasores equilibrados. No caso de sistemas trifásicos, os três fasores desequilibrados podem ser decompostos em três fasores equilibrados e recebem os nomes de sequência positiva, negativa e zero.

As componentes de sequência positiva são constituídas por três fasores (V_{a1} , V_{b1} , V_{c1}) equilibrados, ou seja, de mesmo módulo, defasados em 120° . Essa componente possui sequência de fase igual ao do sistema original e é representado pelo índice 1. A Figura 1 ilustra essa sequência.

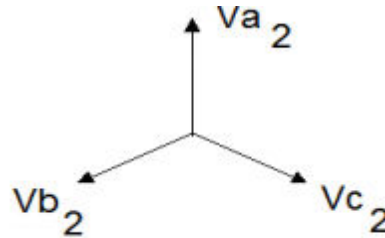
Figura 1 - Sequência positiva



Fonte: Mascarenhas (2016).

As componentes de sequência negativa são constituídas também por três fasores (V_{a2} , V_{b2} , V_{c2}) de mesmo módulo e defasados em 120° . Sua sequência de fase é inversa ao do sistema original. A Figura 2 ilustra a sequência negativa.

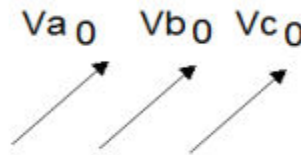
Figura 2 - Sequência negativa



Fonte: Mascarenhas (2016).

Já as componentes de sequência zero são compostas por três fasores de mesmo módulo (V_{a0} , V_{b0} , V_{c0}) mas não defasados entre si. Possui a mesma sequência de fase que o sistema original. A Figura 3 ilustra a sequência zero.

Figura 3 - Sequência zero



Fonte: Mascarenhas (2016).

Em termos de corrente, pode-se fazer as seguintes relações matemáticas:

$$I = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = I_0 \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} + I_2 \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} + I_1 \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha \\ \alpha^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_0 & I_1 & I_1 \\ I_0 & \alpha^2 I_1 & \alpha I_2 \\ I_0 & \alpha I_1 & \alpha^2 I_2 \end{bmatrix}, \quad (1)$$

em que α representa uma rotação anti-horária de 120° . As componentes I_0 , I_1 e I_2 correspondem as componentes de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente.

Ainda estendendo a Equação 1, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_0 & I_1 & I_1 \\ I_0 & \alpha^2 I_1 & \alpha I_2 \\ I_0 & \alpha I_1 & \alpha^2 I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha \\ \alpha^2 \end{bmatrix}, \quad (2)$$

em que o termo T se refere a matriz de transformação de componentes simétricas, dada por:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Pelas propriedades de matrizes, ao inverter a matriz T, tem-se a seguinte:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Dessa forma, tem-se que:

$$T^{-1}T \begin{bmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{bmatrix} = T^{-1} \begin{bmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Assim, observa-se que:

$$\begin{bmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Em termos de sistemas, pela Equação 1, tem-se:

$$IA = (I0 + I1 + I2), \quad (7)$$

$$IB = (I0 + \alpha^2 I1 + \alpha I2), \quad (8)$$

$$IC = (I0 + \alpha I1 + \alpha^2 I2), \quad (9)$$

e pela Equação 6, obtém-se as seguintes igualdades:

$$I0 = \frac{1}{3}(IA + IB + IC), \quad (10)$$

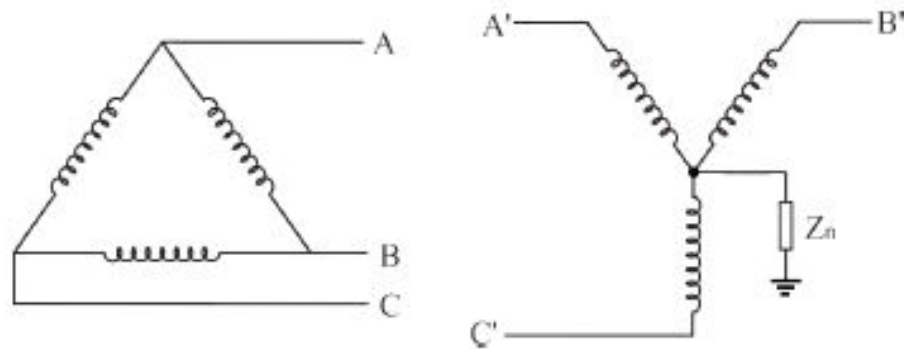
$$I1 = \frac{1}{3}(IA + \alpha IB + \alpha^2 IC), \quad (11)$$

$$I2 = \frac{1}{3}(IA + \alpha^2 IB + \alpha IC), \quad (12)$$

Para a análise de curtos-circuitos, é preciso conhecer os elementos presentes no circuito. Estes podem ser representados por impedâncias. Para análise de transformadores, por exemplo, existe uma particularidade em sua representação, já que cada esquema de ligação e tipo de transformador tem uma representação diferente. Por esse trabalho se basear em um estudo de dimensionamento da proteção geral da subestação da UFERSA Caraúbas, na qual todos os transformadores são instalados em rede aérea primária de distribuição de 13,8 kV,

apresentando esquema de ligação delta-estrela com centro aterrado, neste trabalho será abordado apenas esse tipo de ligação de transformadores trifásico, como mostrado na Figura 4.

Figura 4 - Transformador delta-estrela aterrado



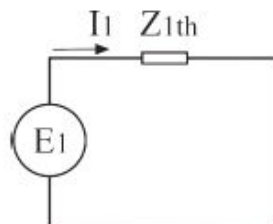
Fonte: França (2015).

Com as informações dos circuitos de sequência, é possível calcular os valores de curtos-circuitos. Para efeitos de dimensionamento da proteção, serão consideradas apenas as impedâncias de sequência equivalentes de *Thévenin* (Z_{Th}) no ponto de entrega (valores fornecidos pela concessionária COSERN), visto que essas impedâncias levam em consideração todas as impedâncias localizadas à montante da subestação da UFERSA.

2.2 CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

O curto-circuito trifásico ocorre entre as três fases, sendo suas correntes equilibradas. Portanto, considera-se apenas o modelo de sequência positiva. Para a avaliação de curtos-circuitos trifásicos, é preciso levar em consideração apenas a impedância equivalente de *Thevenin* na sequência positiva. Na Figura 5 é ilustrado o circuito de sequências equivalente genérico para um curto-circuito trifásico.

Figura 5 - Circuito de sequência para curto-circuito trifásico



Fonte: França (2015).

Por meio da análise deste circuito, tem-se que:

$$I_{cc,3\phi} = I_1 = \frac{E}{Z_{1Th}}, \quad (13)$$

em que $I_{cc,3\phi}$ corresponde à corrente de curto-circuito trifásico e Z_{1Th} corresponde ao valor da impedância equivalente de *Thevenin* de sequência positiva.

2.3 CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO

Também conhecido como curto-circuito fase-fase, ocorre quando há o contato entre duas fases do sistema elétrico. O seu circuito de sequência é composto pela associação série entre os componentes de sequência positiva e negativa da impedância equivalente de *Thevenin*, conforme ilustrado na Figura 6.

Para essa análise, considerando que as fases B e C estão em contato, tem-se que:

$$I_A = 0, \quad (14)$$

$$I_B = -I_C. \quad (15)$$

Uma análise do circuito da Figura 4 fornece a seguinte condição:

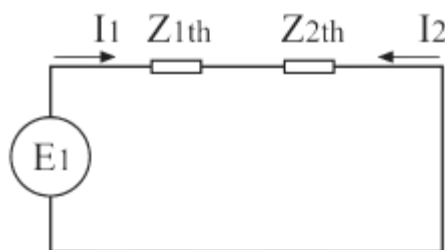
$$I_1 = -I_2 = \frac{E}{Z_{1Th} + Z_{2Th}}. \quad (16)$$

Considerando $Z_{1Th} = Z_{2Th} = Z_{Th}$, tem-se que a corrente de curto-circuito bifásica pode ser dada como:

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E}{Z_{Th}}, \quad (17)$$

em que $I_{cc,2\phi}$ corresponde à corrente de curto-circuito bifásico.

Figura 6 - Circuito de sequência para curto-circuito bifásico



Fonte: França (2015).

2.4 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA

Nesse tipo de curto-circuito, uma das fases do sistema entra em contato com a terra. Por ser um curto-circuito desequilibrado, o seu circuito de sequência é formado pela associação entre as sequências positiva, negativa e zero, conforme ilustrado na Figura 7. Para realizar a análise do circuito da Figura 7, considera-se que o curto-circuito ocorra na fase A, como segue:

$$I_B = I_C = 0, \quad (18)$$

$$I_A = I_{CC,\phi T}, \quad (19)$$

$$I_0 = I_1 = I_2. \quad (20)$$

Utilizando os métodos de análise de circuitos, tem-se que:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{(Z_{1Th} + Z_{2Th} + Z_{0Th})}. \quad (21)$$

Sabendo que $Z_{1Th} = Z_{2Th}$, então:

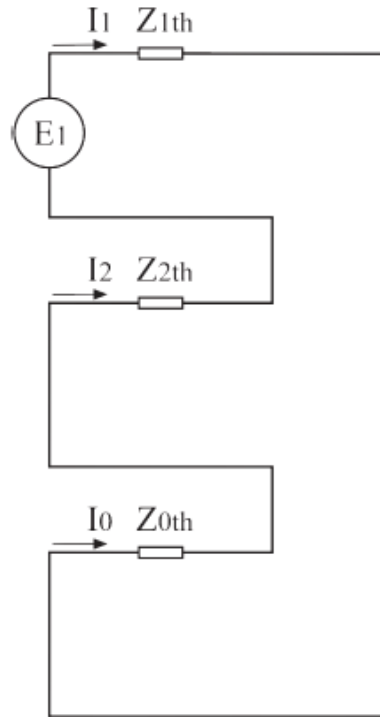
$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{(2Z_{1Th} + Z_{0Th})}, \quad (22)$$

de tal maneira que:

$$I_{CC,\phi T} = 3I_0 = \frac{3E}{(2Z_{1Th} + Z_{0Th})}. \quad (23)$$

em que $I_{CC,\phi T}$ corresponde à corrente de curto-circuito fase-terra.

Figura 7 - Circuito de sequência para curto-circuito fase-terra



Fonte: França (2015).

2.5 CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA MÍNIMO

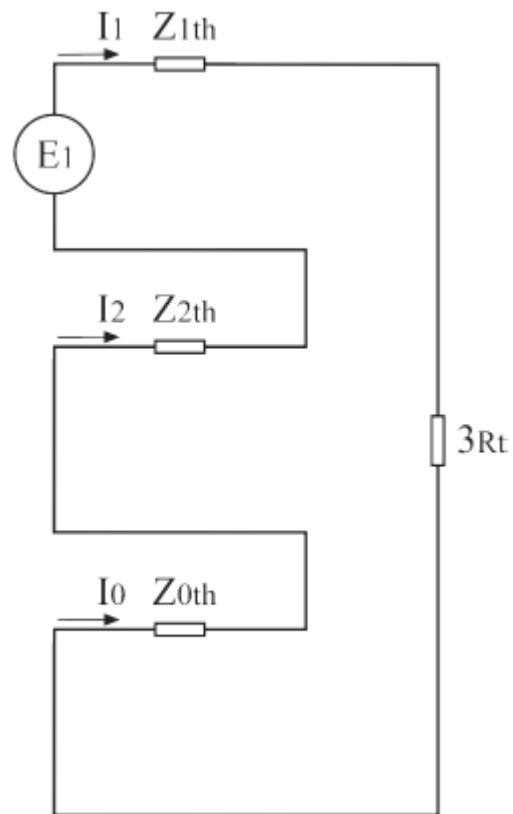
Esse tipo de curto-circuito ocorre entre uma das fases e a terra, considerando a existência de uma impedância de defeito (Rt). Da mesma forma que o curto-circuito fase-terra, o curto fase-terra mínimo também é desequilibrado e seu circuito de sequência é formado pela associação entre as sequências positiva, negativa e zero, além de levar em consideração a presença de Rt , conforme ilustrado na Figura 8.

Similarmente ao curto-circuito fase-terra, a análise do circuito de sequências para o curto-circuito fase-terra mínimo revela que:

$$I_{CC,\phi T,mín} = 3I_0 = \frac{3E}{(2Z_{1Th} + Z_{0Th} + 3Rt)}, \quad (24)$$

em que $I_{CC,\phi T,mín}$ corresponde à corrente de curto-circuito fase-terra mínimo.

Figura 8 - Circuito de sequência para curto-circuito fase-terra mínimo



Fonte: França (2015).

3 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES

Na operação dos sistemas elétricos de potência ocorrem, com uma certa frequência, falhas em seus equipamentos que ocasionam interrupções no fornecimento de energia aos consumidores, o que reduz a qualidade do serviço prestado. Dessas falhas, a mais recorrente em sistemas de potência é o curto-circuito, que origina correntes elevadas que circulam em todos os elementos energizados, podendo causar grandes quedas de tensão ao longo de todo o sistema elétrico, ocasionando, em algumas situações, danos irreparáveis ao sistema e aos consumidores. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011)

Para que esses danos sejam minimizados, deve-se existir um sistema de proteção adequado. Esse sistema tem como função proteger a integridade física dos operadores, consumidores e animais; evitar ou minimizar danos materiais; retirar de operação um equipamento ou parte do sistema que apresente defeitos; assegurar a continuidade do serviço; diminuir despesas com manutenção corretiva e melhorar os índices DEC (duração de interrupção equivalente por consumidor) e FEC (frequência de interrupção equivalente por consumidor) (ALMEIDA, 2002).

Como premissas básicas, um sistema de proteção deve apresentar (ALMEIDA, 2002):

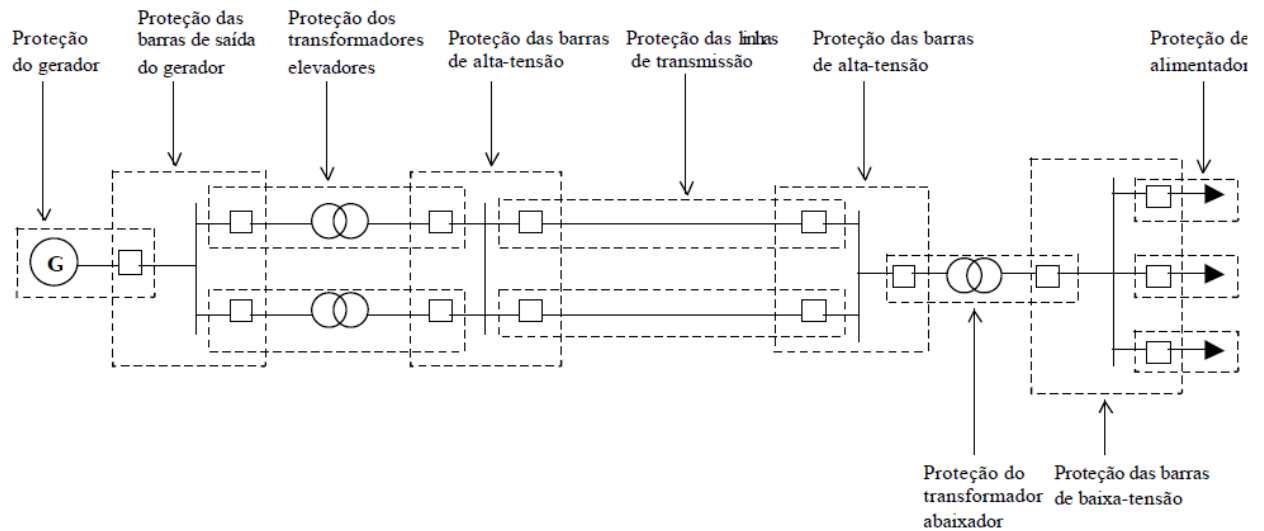
- Confiabilidade: capacidade do sistema de proteção em operar com segurança e de maneira correta, sob diversas circunstâncias e avarias;
- Velocidade: o sistema deve possibilitar o desligamento do trecho ou equipamento protegido no menor tempo possível;
- Sensibilidade: o sistema deve reagir às irregularidades com menor margem possível de tolerância entre a operação e não operação, não confundindo com a operação normal do sistema.
- Seletividade: capacidade do sistema em reconhecer e selecionar apenas as condições em que deve operar, evitando que partes não defeituosas sejam desligadas indevidamente;

Os níveis de atuação de um sistema de proteção dividem-se em três:

- Principal: Em caso de defeito na zona protegida, é quem primeiro deve atuar;
- Retaguarda: Atua apenas quando ocorrer falha na proteção principal e,
- Auxiliar: Composta por funções auxiliares das proteções principais e retaguarda. Usada como sinalização, alarme, temporização, intertravamento, etc.

Na Figura 9, pode-se ilustrar os níveis de atuação da proteção de um sistema elétrico, desde geração, transmissão e distribuição. Os retângulos tracejados limitam as zonas de proteção, e onde se interceptam atuam como principal ou de retaguarda, a depender da localização da falta (ALMEIDA, 2002).

Figura 9 – Proteção de um sistema elétrico em alta-tensão



Fonte: Almeida (2002).

De uma maneira geral, os sistemas elétricos são protegidos contra sobrecorrentes por meio do uso de fusíveis e relés que acionam disjuntores, e também contra sobretensões, a partir do uso de pára-raios (ALMEIDA, 2002). Para que esses componentes funcionem adequadamente e que o sistema de proteção seja eficaz, é necessário que o seu dimensionamento seja correto, observando critérios como seletividade e coordenação.

Em situações nas quais a corrente que circula na instalação ultrapassa o valor nominal, pode ocorrer um aumento de temperatura nos condutores, o que prejudica o funcionamento do sistema, já que componentes da rede podem ser danificados. Portanto, é importante que toda a instalação elétrica seja devidamente protegida contra esses efeitos citados.

Emprega-se, portanto, dispositivos de proteção com função de proteger a rede contra os efeitos de correntes elevadas. Estes dispositivos devem interromper a corrente que circula no circuito, automaticamente, sempre que a intensidade de corrente atingir valores que podem causar danos.

3.1 DISPOSITIVOS QUE COMPÕEM SISTEMA DE PROTEÇÃO

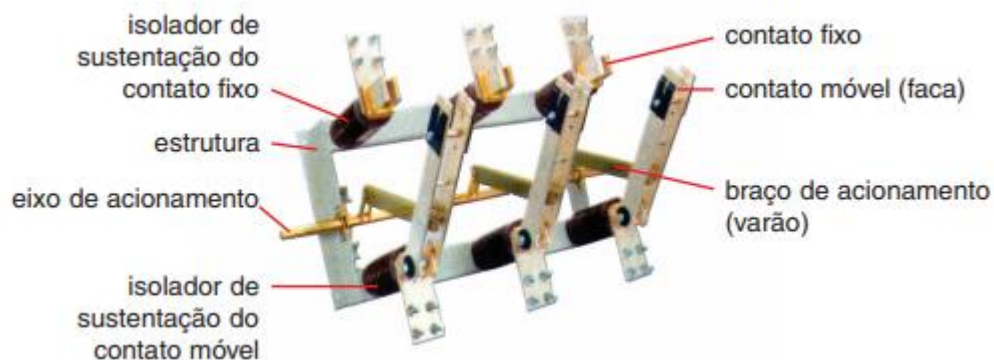
Nessa seção serão apresentadas as funções dos principais equipamentos que constituem um sistema de proteção em um sistema elétrico.

3.1.1 Chave seccionadora

São dispositivos destinados a realizar manobras de abertura e fechamento de um circuito elétrico sem carga (BARROS; GEDRA, 2011). Em condições normais e com seus contatos fechados, as chaves seccionadoras devem ser capazes de manter a condução de sua corrente nominal.

As chaves seccionadoras utilizadas em subestações são, geralmente, trifásicas e com acionamento simultâneo das três fases por intermédio de um comando único. Cada fase é equipada por um isolador para a sustentação do contato fixo e por outro isolador para a sustentação do contato móvel, que está ligado a um eixo rotativo que pode ser acionado por um bastão de manobra ou de alavanca (BARROS; GEDRA, 2011). Na Figura 10 é ilustrado um tipo de chave seccionadora.

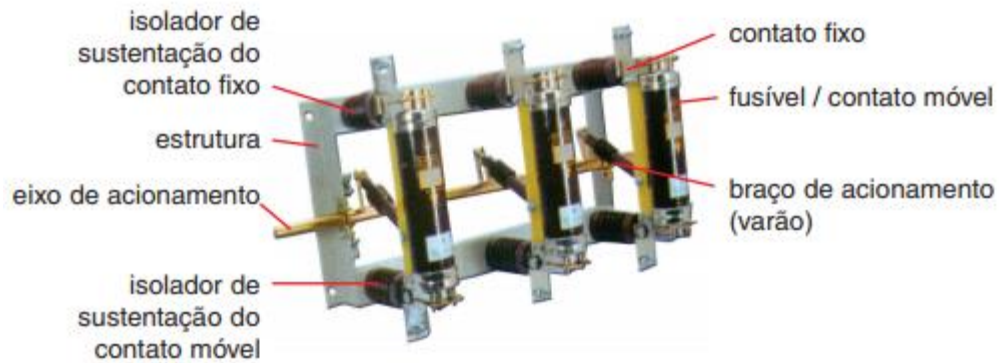
Figura 10 - Chave seccionadora seca



Fonte: Abramam (2017).

As chaves seccionadoras também podem ser dotadas de fusíveis. Nesse caso, a interrupção da alimentação acontece com a queima do fusível, sem ser necessário a abertura da seccionadora. Na Figura 11 é ilustrada uma chave seccionadora com a presença de fusíveis.

Figura 11- Chave seccionadora com fusíveis



Fonte: Abramam (2017).

3.1.2 Disjuntores

O disjuntor é um equipamento elétrico destinado a interromper correntes elétricas em determinados pontos de circuitos elétricos. Sua principal função é suspender as correntes de defeito de um circuito durante o menor intervalo de tempo possível. Além disso, também é responsável por interromper correntes de circuitos que operam em plena carga e em vazio, e por energizar os mesmos circuitos em condições de operação normal ou em falta (MAMEDE FILHO, 2013).

A operação de abertura ou fechamento de um disjuntor ocorre por meio de uma ação manual, via botões de liga e desliga situados na parte frontal do equipamento, ou via sinal elétrico enviado às bobinas de abertura e de fechamento. Ao receber um comando de abertura, por exemplo, os contatos do disjuntor se separam. Devido à energia armazenada no circuito, há o surgimento de um arco elétrico. Esse arco elétrico age como um canal condutor, formado num meio fortemente ionizado, e precisa ser extinto o mais rápido possível. Os disjuntores exercem essa função através de um dielétrico utilizado para desionizar o meio logo após a passagem da corrente (MASCARENHAS, 2016). Essa forma de efetuar a extinção do arco elétrico é exatamente a característica que define o tipo do disjuntor, como segue:

- **Disjuntores a óleo**: utilizam óleo isolante como elemento de extinção. Esse óleo é injetado com uma temperatura menor e com a rigidez dielétrica maior, diretamente no ponto onde está formado o arco elétrico. A Figura 12 ilustra um disjuntor a óleo.

Figura 12 - Disjuntor a óleo



Fonte: Beghim (2017).

- Disjuntores a vácuo: utilizam o vácuo para extinção do arco elétrico. É um dos sistemas mais eficientes para extinção de arco, pois no vácuo não há decomposição de gases, sendo o mais utilizado nas faixas de tensão entre 13,8 kV e 34,5 kV nas subestações de consumidores e nas distribuidoras de energia. A Figura 13 ilustra um disjuntor a vácuo.

Figura 13 - Disjuntor a vácuo



Fonte: Bizrice (2017).

- Disjuntores a gás: utilizam o gás hexafluoreto de enxofre (SF_6). Em condições normais é altamente isolante, inerte, não inflamável, não tóxico e inodoro. A Figura 14 ilustra um disjuntor a gás.

Figura 14 - Disjuntor a gás



Fonte Alibaba (2017).

- Disjuntores de sopro magnético: os contatos abrem-se no ar, empurrando o arco elétrico para dentro das câmaras de extinção, onde ocorre a interrupção, devido a um aumento na resistência do arco e, conseqüentemente, na sua tensão.

3.1.3 Relés de sobrecorrente

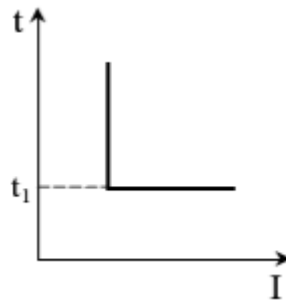
Relé de proteção de sobrecorrente é aquele que responde à corrente que flui no elemento do sistema que se quer proteger quando o módulo dessa corrente supera o valor previamente ajustado.

A proteção com relé de sobrecorrente é a proteção mais econômica de todas as proteções utilizadas nos sistemas de potência, e é utilizada em alimentadores de média tensão, linhas de transmissão, geradores, motores, reatores e capacitores e, de forma geral, nos esquemas de proteção onde são necessários tempos de operação inversamente proporcionais às correntes que circulam no sistema (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Segundo a norma IEC 60255 (2009), existem os seguintes tipos de relé de sobrecorrente:

- Relés de tempo definido: Trata com diferentes níveis de corrente, usando diferentes tempos de operação. Nesse caso, o disjuntor mais próximo ao defeito é acionado no tempo mais curto, sendo os disjuntores restantes acionados sucessivamente, com atrasos maiores em direção à fonte (ou seja, ocorrendo diferença entre os tempos de acionamento para mesma corrente). O ajuste de atraso nesse caso é independente do valor de sobrecorrente requerido para operação do relé. Na Figura 15 é ilustrada a curva característica de operação:

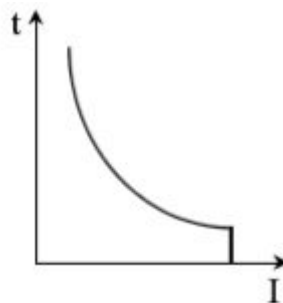
Figura 15 - Curva característica de um relé de tempo definido



Fonte: Breda (2009).

- Relés de tempo inverso: Esse tipo de relé opera em tempo inversamente proporcional à corrente de falta. Essa característica é sua principal vantagem, já que tem tempos de acionamentos menores com correntes muito elevadas e sem risco de perda de seletividade. São classificados de acordo com sua curva característica, que indica a velocidade de operação como inversa, muito inversa ou extremamente inversa. A curva característica de um relé de tempo inverso pode ser vista na Figura 16.

Figura 16 - Curva característica de um relé de tempo inverso



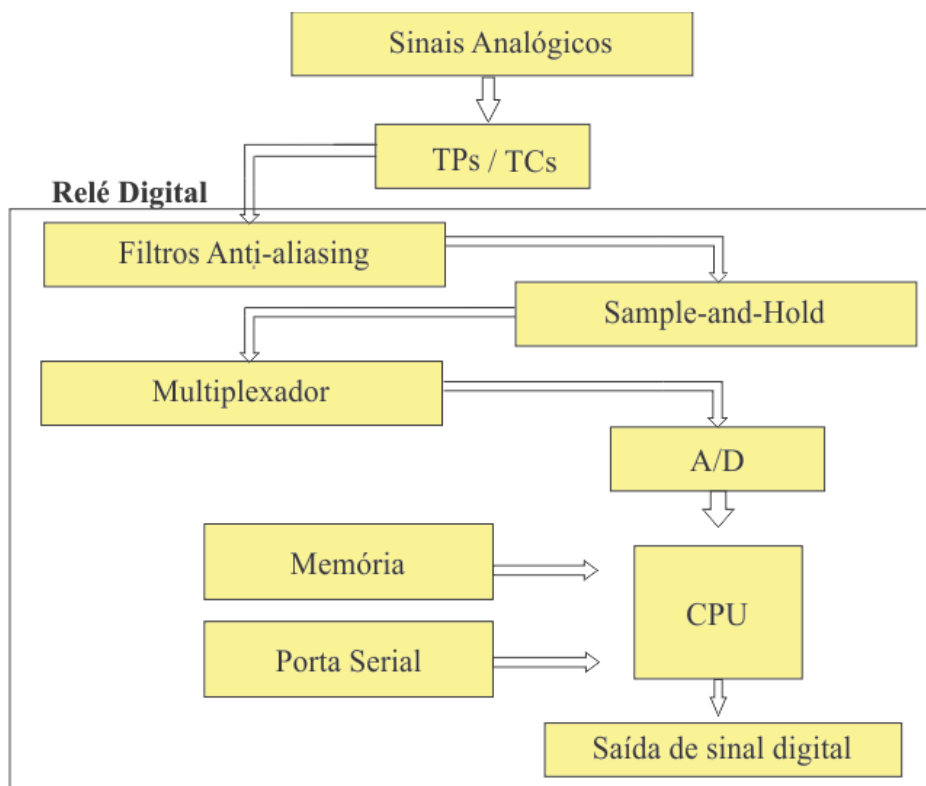
Fonte: Breda (2009).

Os ajustes do relé de sobrecorrente possuem um elemento instantâneo (função 50) e um elemento temporizado (função 51) na mesma unidade. Esses elementos são explicados a seguir:

- Função 50 (independente do tempo): O relé atua sempre que a corrente superar um valor mínimo pré-estabelecido (corrente de ajuste) num tempo que independe do valor da corrente que superar o mínimo.
- Função 51 (dependente do tempo): O tempo de atuação do relé é inversamente proporcional ao valor da corrente, ou seja, para correntes maiores do que a corrente mínima de atuação (corrente de ajuste), corresponde a um decréscimo do tempo de operação do relé.

Atualmente, com o rápido avanço da tecnologia, é possível a utilização de relés digitais. Estes são relés eletrônicos gerenciados por microprocessadores, nos quais os sinais de entrada das grandezas e parâmetros digitais são controlados por um software. Esses equipamentos apresentam alto grau de confiabilidade, já que possuem algoritmos de autodiagnostico. Essa função permite ao relé fazer uma verificação contínua de seu hardware e software, detectando quaisquer anormalidades dentro de seus sistemas sem a necessidade de desligar periodicamente o relé para testes de confiabilidade (MARTINS, 2012). Na Figura 17, é ilustrada a arquitetura básica de um relé digital.

Figura 17 – Arquitetura básica de um relé digital



Fonte: Autoria própria.

O sinal analógico é tratado pelos TCs e TPs, que tem como objetivo reduzir a corrente e o potencial para valores que possam ser lidos pelo relé. A partir daí, o sinal é processado e na CPU acontece a execução dos programas de proteção, para que seja realizado o controle da proteção do sistema.

Os valores desejáveis para cada função de proteção são inseridos através de uma interface disponibilizada pelo programa do fabricante do relé, que processa a lógica da proteção através de um algoritmo. A Figura 18 mostra a interface de um relé digital.

Figura 18 - Relé digital



Fonte: NEI (2016).

Segundo Martins (2012), são destacadas, ainda, algumas vantagens dos relés digitais, tais como:

- Oscilografia e análise de sequências de eventos: O relé permite que sejam gravadas amostras dos valores de tensão e corrente antes, durante e depois de eventos ocorridos no sistema elétrico. Esses dados são importantes para análise desses eventos e estudos de ações que possam prevenir para ocorrência de novos.
- Localização de defeito: Ao determinar o ponto de defeito, é possível reduzir o número de faltas permanentes, através de manutenção corretiva em equipamentos em pontos indicados pela reincidência de faltas transitórias, tais como as causadas por queimadas, descargas atmosféricas ou equipamentos danificados.
- Recurso de comunicação: Pelos seus canais de comunicação normatizados, o relé pode se comunicar com qualquer outro equipamento transmitindo assim qualquer informação que possa ser útil para a estabilidade do sistema elétrico.

3.1.4 Transformadores de corrente

Os transformadores de corrente (TCs) são dispositivos que permitem aos equipamentos de medição e proteção funcionar adequadamente, a partir de correntes reduzidas proporcionalmente a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados (MAMEDE FILHO, 2013). Esses dispositivos permitem que os instrumentos de medição e proteção sejam

dimensionados em tamanhos reduzidos, já que os TCs transformam correntes elevadas em correntes menores por meio de uma relação de transformação.

O fator de sobrecorrente, também chamado fator de segurança, corresponde ao máximo múltiplo da corrente primária nominal para obter a máxima corrente no seu circuito primário até o limite de sua classe de exatidão. A NBR 6856 (2015) especifica o fator de sobrecorrente para serviço de proteção como sendo igual a 20 vezes a corrente nominal, ou seja, o TC não deve saturar para uma corrente primária de até 20 vezes a corrente nominal primária para carga nominal (KINDERMANN, 2005). A Figura 19 ilustra um transformador de corrente.

Figura 19 - Transformador de corrente



Fonte: Rehtom (2017).

Segundo Kindermann (2005), a relação de transformação do TC é designada como:

$$RTC = \frac{I_{PTC}}{I_{STC}}, \quad (25)$$

em que I_{PTC} corresponde à corrente passante no primário do TC e I_{STC} à corrente que circula em seu enrolamento secundário. Como os equipamentos de proteção são padronizados para 5 A, as relações de transformação do TC são convencionalmente denotadas por X/5. Os valores padronizados e suas relações nominais são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Relações de transformação nominais para TCs

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

Fonte: Adaptado de NBR 6656 (1992).

3.1.5 Transformador de potencial

Os transformadores de potencial (TPs) são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente, de acordo com tensões proporcionais às da rede a qual estão ligados (MAMEDE FILHO, 2013). Em síntese, um TP possui um enrolamento primário com muitas espiras e um enrolamento secundário dimensionado para obter-se a tensão secundária desejada. Dessa forma, os instrumentos de medição e proteção são dimensionados de forma reduzida.

Normalmente, os TPs são usados para suprir a função de equipamentos com alta impedância, como voltímetros, relés de tensão, bobinas de tensão de medidores de energia, etc. Em geral, são instalados junto aos transformadores de corrente para funções de proteção e medição em sistemas de proteção.

A estrutura de um transformador de potencial é basicamente composta por um núcleo ferromagnético construído em aço silício de alta permeabilidade, enrolamentos em cobre eletrolítico e terminais primários e secundários em latão de alta condutividade. A Figura 20 ilustra um transformador de potencial.

Figura 20 - Transformador de potencial



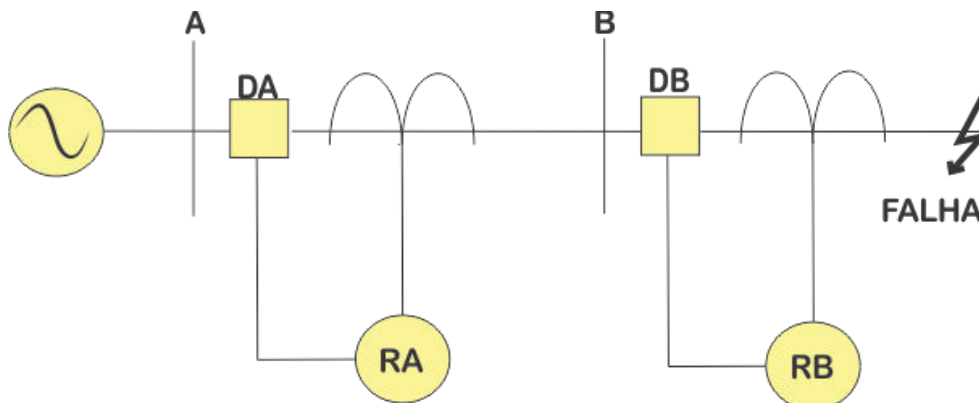
Fonte: Soluções Industriais (2017).

3.2 SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO DE RELÉS DE SOBRECORRENTE

Além de critérios como confiabilidade, velocidade e sensibilidade, um sistema de proteção deve apresentar seletividade entre os seus relés. De acordo com Barros (2011), a seletividade de um sistema de proteção é importante para fazer com que somente o dispositivo de proteção que esteja mais próximo da ocorrência do defeito atue, evitando desligamentos desnecessários dos circuitos do sistema elétrico que poderiam permanecer energizados.

Na Figura 21, é ilustrado um sistema composto pelos pontos A e B. Ocorrendo uma falha no ponto indicado, o relé R_B , estando mais próximo da ocorrência, deve possuir um tempo de atuação menor que o relé R_A . Dessa forma, o disjuntor D_B deve abrir, protegendo o circuito conectado à barra B. O disjuntor D_A deve abrir apenas se o disjuntor D_B não atuar de forma correta.

Figura 21 - Sistema elétrico



Fonte: Autoria própria.

Para esta coordenação, é preciso conhecer as diretrizes de ajustes presentes em cada dispositivo, e as limitações de coordenação fixadas pelos fabricantes (CAMINHA, 1977). A coordenação depende de uma cadeia de tempos diferentes para a mesma corrente de curto-circuito. Isso garante uma sequência de seletividade na abertura dos disjuntores, sempre objetivando eliminar o defeito e permitindo que o menor número de consumidores seja afetado com a interrupção de energia (KINDERMANN, 2005). Portanto, é preciso determinar criteriosamente os tempos de atuação de diferentes relés caso se deseje fazer um estudo de coordenação entre eles.

Para relés de sobrecorrente, o ajuste de tempo de operação é feito para as unidades temporizadas utilizando as curvas de tempo inverso. Neste tipo de relé, não se escolhe o tempo de atuação, mas sim sua curva de atuação, dependendo das características e condições de coordenação dos relés presentes na proteção (KINDERMANN, 2005). Para relés digitais, uma função é associada à sua curva normalizada. O tempo ótimo de atuação de um relé é calculado a partir da seguinte expressão:

$$t_{\text{atuação do relé}} = T_{\text{curva}} \left(\frac{K}{M^\alpha - \beta} + 1L \right) \quad (26)$$

em que T_{curva} , $t_{\text{atuação do relé}}$, M , K , α , β e L , correspondem, respectivamente, ao múltiplo de tempo das curvas de tempo do relé eletromecânico, ao tempo de atuação do relé em segundos (tempo de trip), ao múltiplo do relé e aos coeficientes fornecidos pela Tabela 2, como segue:

Tabela 2 - Coeficientes K, α , β e L

Norma	Tipo de curva	K	α	L	B
IEC	Normalmente Inversa	0,14	0,02	0	1
	Moderadamente Inversa	0,05	0,04	0	1
	Muito Inversa	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa	0,515	0,02	1,14	1
	Muito Inversa	196,1	2	4,91	1
	Extremamente Inversa	100	2	1,217	1
I ² t	Curva I ² t	100	2	0	0
todas	Tempo Definido	0	-	Qualquer	1

Fonte: Adaptado de Kindermann (2005).

Segundo Mamede e Mamede Filho (2011), o múltiplo do relé (M) é definido para as unidades temporizadas de fase e de neutro, como segue:

- Unidade temporizada de fase

$$M_{fase} = \frac{I_{cc3\phi}}{RTC \times I_{ajuste51F}}, \quad (27)$$

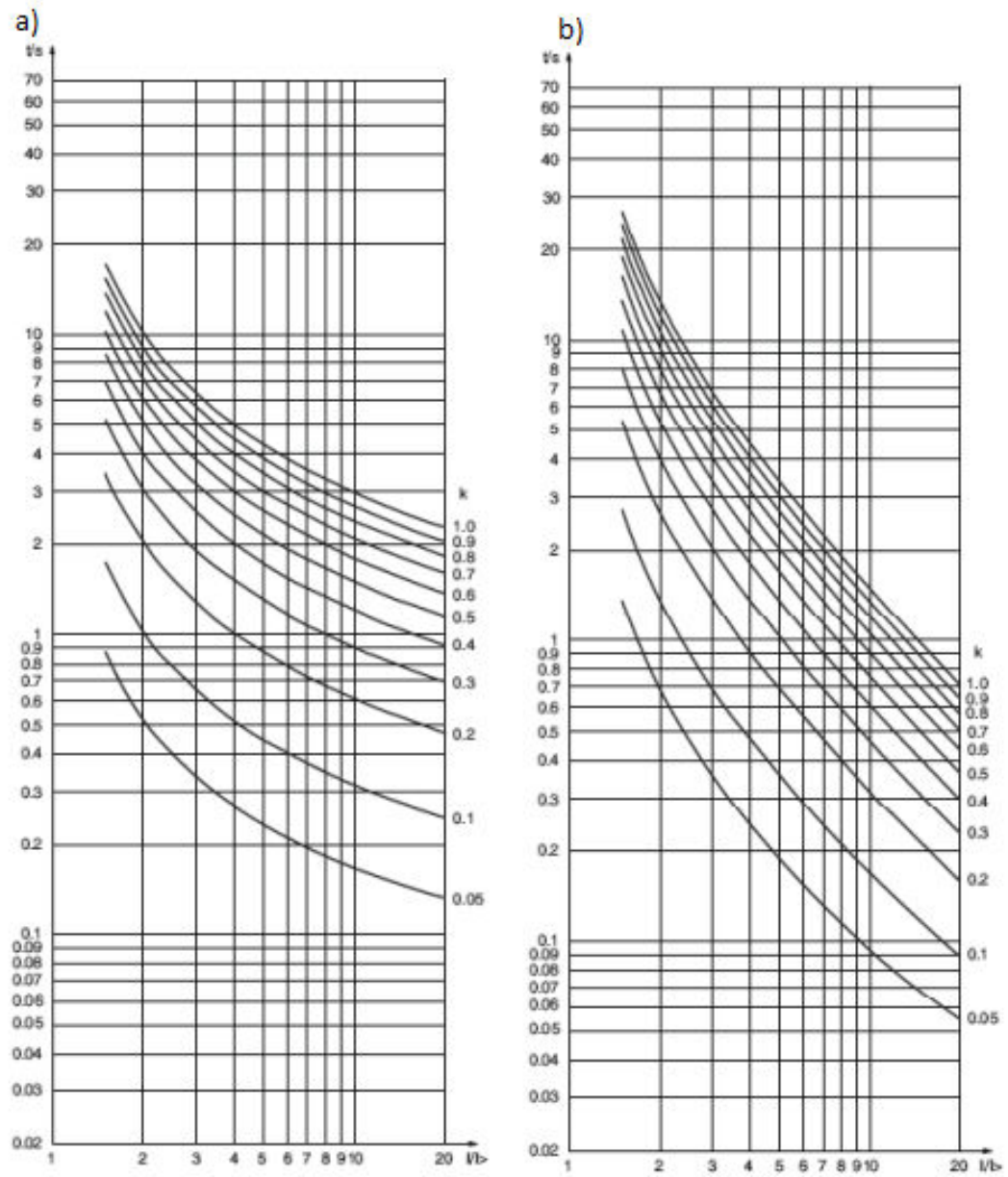
- Unidade temporizada de neutro

$$M_{neutro} = \frac{I_{cc\phi T_{\min}}}{RTC \times I_{ajuste51N}}. \quad (28)$$

De acordo com Almeida (2002), para que se obtenha seletividade entre os dois conjuntos de relé, as curvas de tempo dos relés principais deverão estar acima das curvas dos relés de retaguarda no mínimo 0,2 s, no ponto mais crítico, em todo o trecho protegido pelos relés principais.

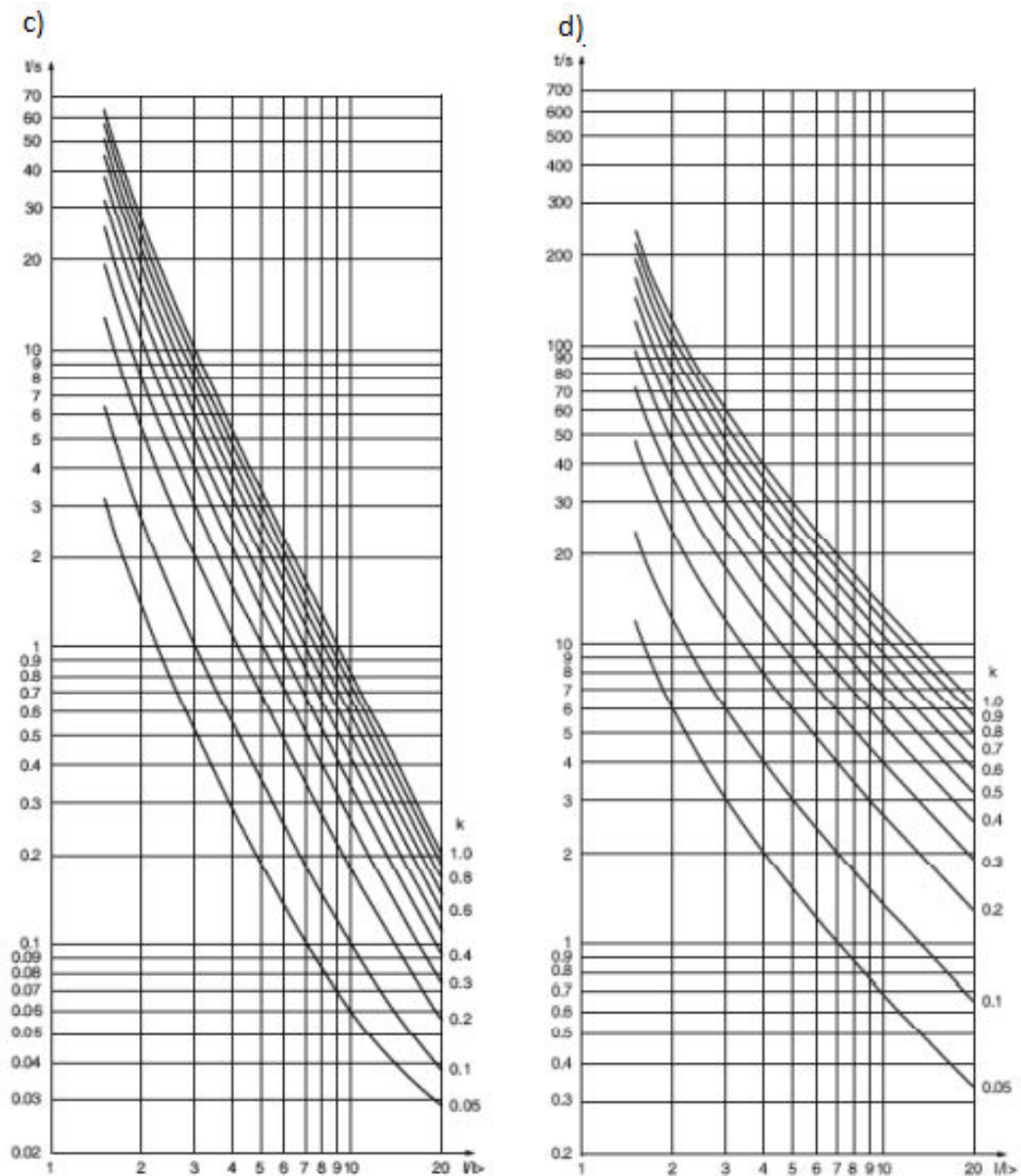
É também necessária a escolha do tipo de curva característica do relé. Segundo Mascarenhas (2016), as curvas de tempo inverso mais utilizadas são os modelos da norma IEC 60255-3 (curvas IEC), as quais apresentam diferentes inclinações. Nas Figuras 22 e 23 são ilustradas essas curvas características.

Figuras 22 - Curvas de relés digitais: a) normalmente inversa; b) muito inversa



Fonte: Silva (2008).

Figuras 23 - Curvas de relés digitais: c) normalmente inversa; d) muito inversa



Fonte: Silva (2008).

De acordo com as Figuras 22 e 23, as curvas de tempo inverso apresentam relação inversamente proporcional do tempo de atuação e dos valores de corrente de curto-circuito, ou seja, quanto maior a corrente de falta, mais rápido o relé irá atuar para proteger o sistema. A coordenação entre os relés envolvidos na proteção pode ser analisada a partir das curvas. A curva do relé mais próximo da falta deve estar à esquerda da curva do relé à montante. Em caso de não operação dos relés mais próximos da falta, os outros relés responsáveis pela proteção devem atuar, sendo o menor tempo o do relé mais próximo da falta (MASCARENHAS, 2016).

4 METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO

Geralmente, as concessionárias de serviço público de energia elétrica possuem normas próprias que regulamentam a construção das subestações do consumidor, estabelecendo critérios, condições gerais de projeto e sistemas de proteção e aterramento.

As instalações elétricas internas das unidades consumidoras devem ser projetadas, dimensionadas, especificadas e construídas de acordo com as prescrições da NBR 14.039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV e NBR 5410 – Instalações elétricas em baixa tensão, quanto aos aspectos técnicos e de segurança.

Para análise do projeto e futura ligação de uma subestação, o consumidor deve apresentar à concessionária documentos especificando detalhes do projeto, contendo memorial descritivo e desenhos. Em casos de subestações a partir de 1.000 kVA, o projeto também deve apresentar a memória de cálculo dos ajustes de proteção utilizados, com catálogo ou cópia legível em anexo contendo as características de atuação e coordenação de atuação da proteção com os ajustes indicados.

Segundo Mascarenhas (2016), para que os equipamentos sejam ajustados e dimensionados, são necessárias informações sobre os níveis de curto-circuito e as impedâncias de sequência reduzidas no ponto de entrega, bem como a tensão de fornecimento e as curvas de proteção do religador da concessionária (tipo de curva, TAPs de fase e de neutro, dial de tempo e corrente de ajuste) à montante da subestação do consumidor. Essas informações são fornecidas ao cliente pela concessionária.

Diante da posse das informações necessárias, é possível realizar o dimensionamento dos equipamentos e ajustes necessários. Nas seções a seguir são expostos os critérios de dimensionamento e coordenação dos dispositivos de proteção.

4.1 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O primeiro passo para o ajuste da corrente de atuação de um relé de sobrecorrente é o dimensionamento do TC, através da sua relação de transformação (RTC). Segundo Kindermann (2005), isso é feito a partir do cálculo da corrente primária (IPTC) do TC, seguindo dois critérios:

- Critério de carga

$$I_n = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot V_{nominal}}, \quad (29)$$

em que I_n é a corrente nominal do alimentador considerando que os transformadores operam a plena carga, $S_{nominal}$ é a potência do consumidor e $V_{nominal}$ é a tensão de fornecimento.

- Critério de curto-circuito

$$I_{PTC} = \frac{I_{CC.MÁX.}}{FSC}, \quad (30)$$

em que $I_{CC.MÁX.}$ é a máxima corrente de curto-circuito no ponto de entrega do consumidor e FSC é o fator de sobrecorrente, que equivale a 20.

O maior valor de corrente entre os dois critérios é escolhido e deve-se adotar o valor superior mais próximo da corrente primária descrita na Tabela 1. Levando sempre em consideração que o valor da corrente secundária do TC padronizado no Brasil é igual a 5 A.

4.2 AJUSTES DA UNIDADE TEMPORIZADA

4.2.1 Ajuste da unidade de fase (51F)

De acordo com Kindermann (2005), a corrente de ajuste da unidade temporizada de fase deve ser maior que a corrente nominal multiplicada pelo fator de sobrecorrente (K_{tf}), que varia de 1,2 a 1,5. Em síntese, obtêm-se a seguinte relação:

$$I_{ajuste51F} \geq \frac{K_{tf} \cdot I_n}{RTC} \quad (31)$$

4.2.2 Ajuste da unidade de neutro (51N)

Segundo Almeida (2002), a corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro (51N) deve ser ajustada de modo a ser superior que a corrente de desequilíbrio do sistema. Normalmente, essa corrente de desequilíbrio oscila entre 10 a 30% do valor da corrente nominal do sistema. Logo:

$$I_{ajuste51N} \geq \frac{(0,10 \text{ a } 0,30) \cdot I_n}{RTC} \quad (32)$$

4.3 AJUSTES DA UNIDADE INSTANTÂNEA

4.3.1 Ajuste da unidade de fase (50F)

De acordo com Almeida (2002), a corrente de ajuste da unidade instantânea de fase do relé deve ser superior à corrente nominal vezes o fator de multiplicação (3 a 8), que depende dos componentes dos circuitos (em sistemas com muitos transformadores e motores de indução, geralmente é usado como fator 8). Dessa forma:

$$I_{ajuste50F} \geq \frac{(3 \text{ a } 8) \cdot I_n}{RTC} \quad (33)$$

4.3.2 Ajuste da unidade de neutro (50N)

Segundo Almeida (2002), a corrente de ajuste de neutro deve ser maior que a corrente de desequilíbrio vezes o fator de multiplicação (3 a 8). O valor de corrente de desequilíbrio é dado pela multiplicação da corrente nominal por um valor entre 0,1 e 0,3. Assim:

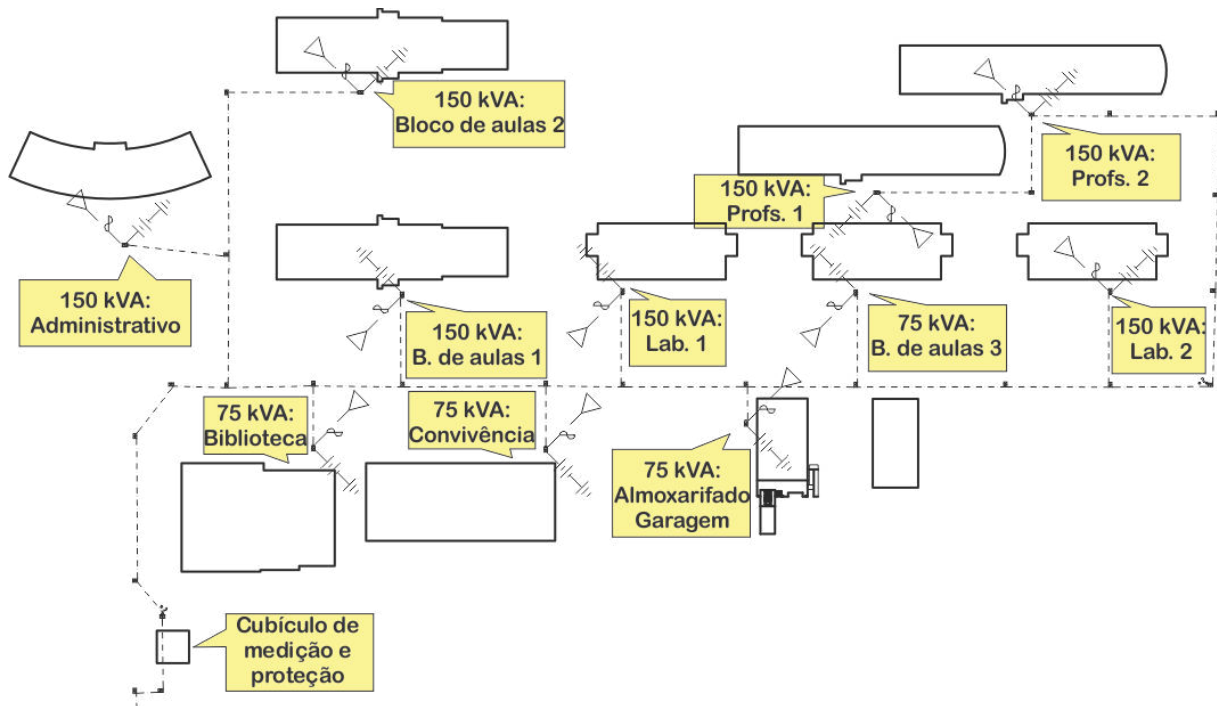
$$I_{ajuste50N} \geq \frac{(3 \text{ a } 8) \cdot (0,1 \text{ a } 0,3) \cdot I_n}{RTC} \quad (34)$$

5 ESTUDO DE CASO

5.1 SUBESTAÇÃO UFERSA CARAÚBAS

A UFERSA – Campus Caraúbas possui em seu interior uma rede de distribuição elétrica em 13,8 kV, que alimenta os transformadores que abastecem cada prédio do campus. Como pode ser visto na Figura 24, existem 11 transformadores (7 com potência nominal equivalente à 150 kVA e 4 com potência nominal equivalente à 75 kVA). Admitindo-se que esses transformadores operem em plena carga, o campus apresenta uma carga instalada equivalente de 1.350 kVA.

Figura 24 - Diagrama da rede de distribuição da UFERSA



Fonte: Autoria própria.

Para esse total de carga instalada, a norma SM04.00-00.03 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição - 13,8 kV (2012) exigia a construção de uma subestação com características de construção definitiva, utilizando materiais incombustíveis e de estabilidade adequada, oferecendo condições de bem-estar e segurança. Na Figura 25 é ilustrado o cubículo de medição e proteção, localizado na entrada do campus (ponto de entrega da COSERN).

Figura 25 – Cubículo de medição e proteção



Fonte: Acervo SIN/UFERSA.

Nesse cubículo, é feita a medição em tensão primária, já que a norma SM04.00-00.03 (2012) exige que a medição de energia elétrica para fornecimento em tensão primária de distribuição, na classe 15 kV, ocorra no circuito primário, quando:

- O posto de transformação ou unidade consumidora possuir tensão diferente da padronizada pela concessionária;
- A capacidade instalada da subestação for superior a 225 kVA;
- Existir rede primária particular na propriedade do cliente.

Para auxílio nessa medição, são utilizados 3 transformadores de potencial (um por cada fase) e 3 transformadores de corrente (um por cada fase). Esses equipamentos presentes no cubículo do campus estão ilustrados nas Figuras 26 e 27.

O circuito medidor é instalado dentro de uma caixa de medição, padronizada pela COSERN, sendo esta conectada aos TCs e TPs por meio de um eletroduto galvanizado de $\frac{3}{4}$ ". As Figuras 28 e 29 ilustram, respectivamente, a caixa de medição instalada e o eletroduto que interliga os equipamentos.

Figura 26 – Transformadores de corrente



Fonte: Autoria própria.

Figura 27 – Transformadores de potencial



Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – Quadro de medição



Fonte: Acervo SIN/UFERSA.

Figura 29 – Eletroduto de ligação



Fonte: Acervo SIN/UFERSA.

Com relação à proteção contra sobrecorrentes, deve ser instalada no lado de média tensão uma chave seccionadora fusível tripolar de comando simultâneo. Na Figura 30 é ilustrada a chave seccionadora instalada no cubículo.

Figura 30 – Chave seccionadora instalada no cubículo



Fonte: Autoria própria.

Além disso, para subestações com potência acima de 225 kVA, é obrigatório o uso de disjuntores de alta tensão do tipo de acionamento automático na abertura e com capacidade de interrupção nominal mínima de 350 MVA, em 13,8 kV e com corrente nominal mínima de 350 A. O disjuntor deve ser equipado com relés de ação indireta de fase e neutro, 50/50N e 51/51N, com características de tempo inverso e com dispositivos de ação instantânea. A Figura 31 ilustra o disjuntor e o relé que compõem o conjunto de proteção.

Figura 31 – Relé digital e disjuntor



Fonte: Acervo SIN/UFERSA.

5.2 DADOS FORNECIDOS PELA CONCESSIONÁRIA

Para a realização do estudo de dimensionamento da proteção contra sobrecorrentes da UFERSA Caraúbas, foram solicitados junto à COSERN alguns dados referentes ao ponto de entrega (impedância de sequência e níveis de curtos-circuitos), bem como os ajustes do relé da concessionária. Esses dados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados fornecidos pela concessionária

Níveis de curto-circuito		
Trifásico	1103,11 A	
Bifásico	955,32 A	
Fase-terra	588,45 A	
Fase-terra mínimo	175,90 A	
Impedâncias reduzidas no ponto de entrega		
Z1	1,3595 + j3,5406 pu	
Z0	2,5656 + j13,5829 pu	
Tensão de base	13,8 kV	
Potência de base	100 MVA	
Ajustes do relé associado ao religador 21Y2-AAA, no alimentador AAA-01Y2		
RTC	600:5	
Relé	Fase	Neutro
Unidade 51	TAP 3 A	TAP 0,5 A
Curva	0,1 NI IEC	0,2 NI IEC
Unidade 50	TAP 22 A	TAP 6,6 A
Tempo	0,06 s	0,06 s
Neutro sensível (Unidade 51Ns)	TAP 0,10 A (secundário) 6,0 s	
Outras funções		
Fase aberta	0,30 I2/I1 com tempo definido 3,0 s	
Religamentos Automáticos		
Número de religamentos	2	
Tempo de religamentos	1,5 / 15 s	
Sequência de operações	(50/51/50N/51N) (51/51N) / (51N/51N)	
Funções que bloqueiam o religamento	51Ns / Fase aberta	
Tempo de reset	60 s	

Fonte: COSERN (2017).

5.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

- Transformador de corrente

Para o dimensionamento do TC, é preciso conhecer a corrente primária. De modo geral, a corrente primária do TC deve ser obtida respeitando-se os critérios de carga e de curto-circuito, a saber:

- Critério de carga:

Deve-se levar em consideração toda a carga instalada, que equivale a 1350 kVA, e o nível da tensão de distribuição (13,8 kV). De acordo com a equação (19), tem-se:

$$I_n = \frac{1350 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 56,49. \quad (35)$$

- Critério de curto-circuito

A corrente de curto-circuito máxima no ponto de entrega é a corrente trifásica, de acordo com os dados da tabela 2. Por meio da equação (20), obtém-se:

$$IPTC = \frac{1103,11}{20} = 55,15. \quad (36)$$

Com base nos dois critérios acima mencionados, a corrente primária do TC deverá ser maior que 56,49 A. De acordo com a Tabela 1, o valor mais próximo da corrente calculada a ser atribuído para a corrente primária do TC é igual a 60, de tal maneira que:

$$RTC = \frac{60}{5} = 12. \quad (37)$$

- Ajuste da unidade temporizada de fase (51F)

Para o ajuste da unidade 51F, admitiu-se um fator de sobrecarga de 20% (1,2), conforme sugerido em NOR.DISTRIBU-ENGE-0023 (2017). Portanto, de acordo com a equação (21), tem-se que:

$$I_{ajuste51F} \geq \frac{1,2 \cdot 56,49}{12}, \quad (38)$$

$$I_{ajuste51F} \geq 5,649. \quad (39)$$

Considerando o valor inteiro mais próximo, tem-se que o valor de ajuste da unidade temporizada de fase é igual a 6 A.

- Ajuste da unidade temporizada de neutro (51N)

O ajuste da unidade temporizada de neutro (51N) deve ser maior que a corrente de desequilíbrio do sistema. Considerando um fator de desequilíbrio igual a 0,2, de acordo com a equação 22, tem-se que:

$$I_{ajuste51N} \geq \frac{0,2 \cdot 56,49}{12}, \quad (40)$$

$$I_{ajuste51N} \geq 0,941. \quad (41)$$

Portanto, o valor de ajuste da unidade 51N foi escolhido para ser igual a 1 A.

- Ajuste da unidade instantânea de fase (50F)

O ajuste da unidade instantânea de fase deve levar em consideração situações nas quais a corrente pode se elevar bastante, porém que não seja devido a uma condição de curto-circuito, a exemplo das correntes de magnetização durante a energização dos transformadores. Para o dimensionamento da proteção, considerou-se que a corrente poderá atingir, nessas circunstâncias um valor de até 5 vezes a corrente nominal. Dessa maneira, de acordo com a equação (23), tem-se que:

$$I_{ajuste50F} \geq \frac{5 \cdot 56,49}{12}, \quad (42)$$

$$I_{ajuste50F} \geq 23,52. \quad (43)$$

Define-se então o valor de ajuste da unidade 50F como sendo igual a 24 A.

- Ajuste da unidade instantânea de neutro (50N)

O ajuste da unidade instantânea de neutro (50N) é calculado levando-se em consideração a corrente de desequilíbrio do sistema e o fator de multiplicação adotado. Desse modo, de acordo com a equação (24), tem-se que:

$$I_{ajuste50N} \geq \frac{0,2 \cdot 5 \cdot 56,49}{12}. \quad (44)$$

$$I_{ajuste50N} \geq 4,7. \quad (45)$$

O ajuste escolhido para a unidade 50N foi igual a 5 A.

5.4 AJUSTES

Para verificar se o critério de seletividade relé x relé é atendido, isto é, se existirá coordenação entre o relé da concessionária (COSERN) e o relé do cliente (UFERSA), é necessário calcular os tempos de atuação dos dois relés, utilizando-se as equações 16, 17 e 18, além dos dados fornecidos pela concessionária. Levando-se em consideração que todas as curvas utilizadas nesse projeto são do tipo NI IEC, a equação (16) pode ser resumida como:

$$t_{atuação\ do\ relé} = T_{curva} \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right). \quad (46)$$

a) Tempo de atuação do relé da COSERN

De acordo com a equação (17), tem-se que:

$$M_{fase} = \frac{1103,11}{120 \times 3} = 3,064. \quad (47)$$

Substituindo o valor do múltiplo e os dados referentes à curva do relé da concessionária na equação (36), tem-se que:

$$t_{atuação\ do\ relé} = 0,1 \left(\frac{0,14}{3,064^{0,02} - 1} \right) = 0,618\ s. \quad (48)$$

Para a unidade de neutro, os valores necessários foram substituídos na equação (18):

$$M_{neutro} = \frac{175,90}{120 \times 0,5} = 2,93. \quad (49)$$

Substituindo o valor do múltiplo e os dados referentes à curva do relé da concessionária na equação (46), tem-se que:

$$t_{atuação\ do\ relé} = 0,2 \left(\frac{0,14}{2,93^{0,02} - 1} \right) = 1,28\ s. \quad (50)$$

b) Tempo de atuação do relé do consumidor

Substituindo os valores de ajustes do projeto na equação (17), tem-se que:

$$M_{fase} = \frac{1103,11}{12 \times 6} = 15,32. \quad (51)$$

Para que as curvas de atuação do relé do consumidor estejam abaixo das curvas do relé da concessionária, considerou-se que o parâmetro T_{curva} do consumidor fosse menor que o da concessionária. Assim, para a unidade de fase, adotou-se $T_{curva} = 0,05$, como segue:

$$t_{atuação\ do\ relé} = 0,05 \left(\frac{0,14}{15,32^{0,02} - 1} \right) = 0,124\ s. \quad (52)$$

Para a unidade de neutro, os valores necessários foram substituídos na equação (28):

$$M_{neutro} = \frac{175,90}{12 \times 0,5} = 14,65. \quad (53)$$

Para o cálculo do tempo para a unidade de neutro, escolheu-se $T_{curva} = 0,1$, como segue:

$$t_{atuação\ do\ relé} = 0,1 \left(\frac{0,14}{14,65^{0,02} - 1} \right) = 0,253\ s. \quad (54)$$

A seletividade pode ser verificada se a seguinte condição for atendida:

$$t_{atuação\ do\ relé\ COSERN} \geq t_{atuação\ do\ relé\ CONSUMIDOR} + 0,2\ s. \quad (55)$$

Substituindo os valores calculados para a unidade de fase, tem-se que:

$$0,618\ s \geq 0,124 + 0,2\ s, \quad (56)$$

$$0,618\ s \geq 0,324\ s, \quad (57)$$

confirmando que o critério de seletividade foi atendido para a unidade de fase.

Substituindo os valores calculados para a unidade de neutro, tem-se que:

$$1,28\ s \geq 0,253 + 0,2\ s, \quad (58)$$

$$1,28\ s \geq 0,453\ s, \quad (59)$$

confirmando, também, que houve seletividade para a unidade de neutro.

A Tabela 4 sumariza todos os ajustes obtidos para o relé do consumidor (UFERSA):

Tabela 4 – Ajustes do relé do cliente (UFERSA)

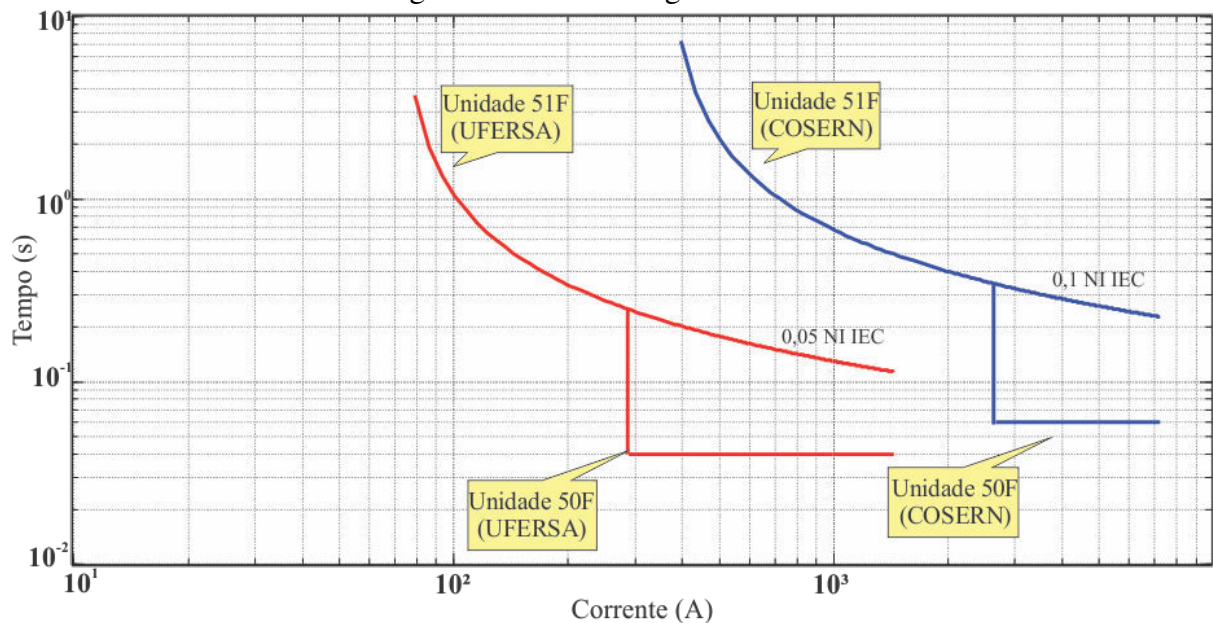
Fase		Neutro	
$I_{ajuste51F}$	6 A	$I_{ajuste51N}$	1 A
$I_{ajuste50F}$	24 A	$I_{ajuste50N}$	5 A
$t_{atuação\ do\ relé51F}$	0,124 s	$t_{atuação\ do\ relé51N}$	0,253 s
Curva	NI IEC	Curva	NI IEC
T_{curva}	0,05	T_{curva}	0,1

Fonte: Autoria própria.

5.5 COORDENOGRAMAS

Os ajustes determinados permitiram realizar a coordenação entre o relé da UFERSA e o relé da COSERN. Um coordenograma é um gráfico, geralmente plotado em escala logarítmica, que demonstra a coordenação e/ou seletividade entre diferentes equipamentos de proteção de uma rede. Com auxílio do *software Matlab*, foi possível elaborar as Figuras 32 e 33, que ilustram, respectivamente, os coordenogramas obtidos para as funções de fase e de neutro, para o relé do cliente e da concessionária.

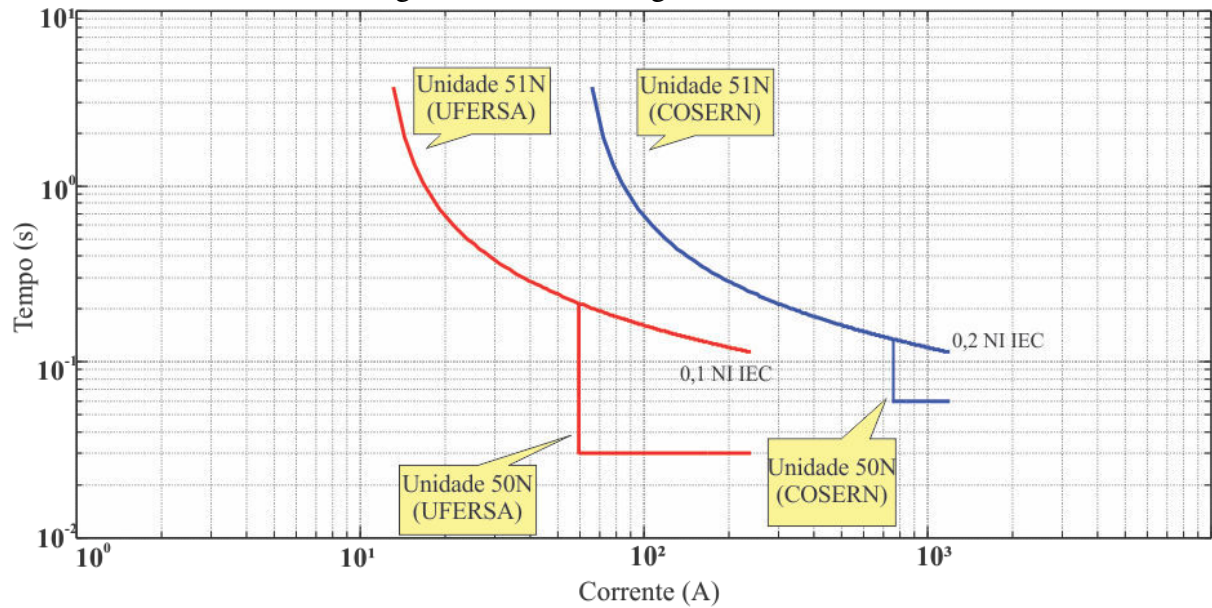
Figura 32 – Coordenograma de fase



Fonte: Autoria própria.

De acordo com as Figuras 32 e 33, a curva do relé da UFERSA posicionou-se à esquerda da curva do relé da COSERN, garantindo que a proteção principal (relé da UFERSA) atuasse em um tempo inferior à de retaguarda (relé da COSERN) nos pontos mais críticos, isto é, para as correntes de curto-circuito previstas pela concessionária, obtendo-se então a coordenação do sistema de proteção.

Figura 33 – Coordenograma de neutro



Fonte: Autoria própria.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi realizado um estudo sobre proteção de sistemas elétricos, com ênfase no dimensionamento do sistema de proteção contra sobrecorrentes da UFERSA – campus Caraúbas, com a intenção de compreender e analisar os critérios clássicos de seletividade e de coordenação. O desenvolvimento do projeto só foi permitido mediante a obtenção, junto à COSERN, dos dados de curto-circuito e impedância de *Thevenin* no ponto de entrega da concessionária. Os ajustes calculados para o relé do cliente (UFERSA) permitiram a adequada coordenação entre o relé da subestação da UFERSA e o relé da COSERN. Os coordenogramas das unidades temporizadas e instantâneas de fase e de neutro foram obtidos a partir dos ajustes considerados no projeto.

Como sugestões para trabalhos futuros, apresentam-se os seguintes pontos:

- Análise dos curtos-circuitos no lado de baixa tensão dos transformadores da UFERSA, considerando a impedância dos transformadores e a rede de distribuição interna do campus;
- Implementação das curvas de comportamento térmico dos transformadores e dimensionamento das curvas de atuação dos elos-fusíveis;
- Estudos mais aprofundados de curto-circuito considerando a contribuição das máquinas, como por exemplo, motores de indução presente nos laboratórios.

REFERÊNCIAS

- ABNT/NBR 14039: *Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.
- ABNT/NBR 6586: Transformador de corrente. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.
- ALMEIDA, M. A. D. *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*. 2002.
- ARAÚJO, Carlos André S. et al. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.
- BARROS, B. F.; GEDRA, Ricardo Luis. *Cabine Primária: Subestações de Alta Tensão de Consumidor*. 2. ed. São Paulo: Érica, 2011.
- CAMINHA, A. C. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.
- IEC 60255-121: Measuring relays and protection equipment, 2009.
- KINDERMANN, G. *Curto Circuito*. 2. ed. Porto Alegre: Edição do autor, 1997, 1v.
- KINDERMANN, G. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 2. ed. Florianópolis: Edição do autor, 2005, 1 v.
- MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- MAMEDE FILHO, J. *Manual de Equipamentos Elétricos*. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- MARTINS, Diego Luz. *Estudo de caso na automação, proteção e supervisão de uma subestação de classe 69 kV*. 2012. 93 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
- MASCARENHAS, L. R. *Uma Metodologia para o dimensionamento da proteção contra sobrecorrente de subestações superiores a 300 kVA*. 2016. 106 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Vale do São Francisco, Juazeiro, 2016.
- NOR.DISTRIBU-ENGE-0023: *Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual*. Rev. 01. Rn: COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE, 2017.
- SM 04.00-00.03: *Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição - 13,8 kV*. 5 ed. Rn: COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE, 2012.