

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

JOÃO PEREIRA NETO

**PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO OS ELEMENTOS DE
SOBRECORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA**

**VITÓRIA - ES
2023**

JOÃO PEREIRA NETO

**PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO OS ELEMENTOS DE
SOBRECORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Departamento de
Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico
da Universidade Federal do Espírito Santo,
como requisito parcial para obtenção do
grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Oureste Elias Batista

**VITÓRIA - ES
2023**

JOÃO PEREIRA NETO

PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO OS ELEMENTOS DE SOBRECORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 14 de dezembro de 2023.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo
Professor orientador

Prof. Dr. Murillo Cobe Vargas
Instituto Federal do Espírito Santo
Membro convidado

Prof. Dr. Paulo José Mello Menegaz
Universidade Federal do Espírito Santo
Membro convidado

RESUMO

Aprimorar as filosofias de proteção contra sobrecorrente em redes de distribuição de energia é fundamental para assegurar um elevado nível de confiabilidade e segurança do sistema. Nesse sentido, além das funções de proteções convencionais, como as funções ANSI 50 e 51 para as proteções de fase, bem como as funções 50N e 51N, assim como 50GS e 51GS para defeitos envolvendo a terra, surgem outras abordagens mais sofisticadas nos sistemas de distribuição de energia. Um exemplo dessas abordagens avançadas são as funções ANSI 50Q e 51Q, que utilizam o domínio das componentes simétricas. É importante destacar que muitos IED's (*Intelligent Electronic Devices*) responsáveis pelo controle e proteção dos alimentadores de distribuição já são habilitados com essas funções, no entanto, nem sempre são implementadas via estudo. A aplicação dessas funções proporciona uma melhoria significativa na sensibilidade para faltas fase-fase ao longo do alimentador, sendo necessário coordenar com os componentes de fase, haja vista que essa função seria a primeira proteção a ser sensível à falta e ainda ter as funções de fase atuando como retaguarda. Sendo assim, o objetivo deste estudo foi implementar as funções do elemento de sequência 50Q e 51Q em um alimentador do modelo IEEE 34-*Node test Feeder*, e realizar um estudo comparativo com a filosofia convencional de modo a justificar sua eficácia e apresentar os resultados que otimizam o sistema de proteção. Os benefícios obtidos com o emprego dos elementos 50Q e 51Q na rede IEEE 34-*Node* são perceptíveis pois na ocorrência de um curto-circuito fase-fase a corrente de sequência negativa possui uma taxa de variação muito maior se comparada com a grandeza convencional de fase, ou seja, sua sensibilidade é associada a este fator que por fim consegue otimizar o tempo de atuação das proteções contra sobrecorrentes e curto-circuitos em redes de distribuição aéreas.

Palavras-chave: IED. Proteção de redes de distribuição. Elemento de sequência negativa.

ABSTRACT

Improving overcurrent protection strategies in power distribution networks is crucial for ensuring a high level of system reliability and safety. In this context, beyond conventional protection functions like ANSI 50 and 51 for phase protection, as well as 50N and 51N, and 50GS and 51GS for ground faults, sophisticated approaches are emerging in power distribution systems. One example of these advanced approaches is the ANSI 50Q and 51Q functions, which leverage the domain of symmetrical components. It is worth noting that many Intelligent Electronic Devices (IEDs) responsible for controlling and protecting distribution feeders are already equipped with these functions, but they are not always implemented through studies. Applying these functions significantly improves sensitivity to phase-to-phase faults along the feeder, requiring coordination only with the phase components, as this function would be the first protection to be sensitive to the fault, with the phase functions acting as a backup. Therefore, the aim of this study was to implement the functions of the 50Q and 51Q sequence elements in a feeder using the IEEE 34-Node Test Feeder model and conduct a comparative study with conventional philosophies to justify its effectiveness and present results that optimize the protection system. The benefits obtained with the use of 50Q and 51Q elements in the IEEE 34-Node network are noticeable because in the event of a phase-to-phase short circuit, the negative sequence current has a much higher rate of variation compared to the conventional phase quantity, that is, its sensitivity is associated with this factor that ultimately manages to optimize the operating time of protections against overcurrents and short circuits in overhead distribution networks.

Keywords: IED. Protection of distribution networks. Negative-sequence element.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de sequência positiva	16
Figura 2 - Sistema de sequência negativa	16
Figura 3 - Sistema de sequência zero	17
Figura 4 - Configurações do Operador	18
Figura 5 - Exemplo Gráfico do teorema de Fortescue.....	20
Figura 6 - Sistema elétrico em regime normal de operação	21
Figura 7 - Sistema elétrico sob curto-circuito	22
Figura 8 - Circuito (RL).....	22
Figura 9 - Componente AC	24
Figura 10 - Componente DC	25
Figura 11 - Corrente eficaz total	25
Figura 12 - Corrente de curto-circuito (a) simétrica e (b) assimétrica	26
Figura 13 - Curto-circuito trifásico no gerador síncrono	27
Figura 14 - Modelo de sequência para o curto-circuito trifásico	28
Figura 15 - Curto-circuito fase-terra no gerador síncrono	29
Figura 16 - Modelo de sequência para o curto-circuito fase-terra	30
Figura 17 - Curto-circuito fase-fase no gerador síncrono.....	32
Figura 18 - Modelo de sequência para o curto-circuito fase-fase.....	34
Figura 19 - Curto-circuito bifásico à terra no gerador síncrono	35
Figura 20 - Curva lentas e curva rápida de um religador	41
Figura 21 - Sequência de operação de um religador	42
Figura 22 - Comparação entre curvas da família IEC	44
Figura 23 - Falta em um alimentador radial	50
Figura 24 - Coordenação entre grandezas de fase e de sequência frente uma falta	51
Figura 25 - Rede padronizada de 34 barras do IEEE	544
Figura 26 - Tipos de postes do IEEE 34-Node Test Feeder	544
Figura 27 - Distâncias em (km) do modelo IEEE 34-Node Test Feeder	566
Figura 28 - Configuração do modelo IEEE 34-Node Test Feeder com todos os componentes	599
Figura 29 - Equivalente Thevenin na rotina de cálculo do <i>software</i> ETAP.....	622
Figura 30 - Modelo para carga distribuída ao longo de um alimentador	644
Figura 31 - Modelo IEEE 34-Node Test Feeder modificado	688

Figura 32 - Alocação de R1 e R2 e suas respectivas correntes de carga	699
Figura 33 - Coordenação entre R1 e R2	722
Figura 34 - Coordenograma para proteção convencional de fase	733
Figura 35 - Coordenograma para proteção convencional de fase e equivalente de sequência no domínio da fase	766
Figura 36 - Coordenograma com componente de fase, componente equivalente de fase e o componente de sequência (-)	777
Figura 37 - Curto-circuito trifásico na barra 840	788
Figura 38 - Tempo de atuação de R1 e R2 sem o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 840	799
Figura 39 - Tempo de atuação de R1 e R2 com o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 840.	799
Figura 40 - Curto-circuito trifásico na barra 830	80
Figura 41 - Tempo de atuação de R1 e R2 sem o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 830.	80
Figura 42 - Tempo de atuação de R1 e R2 com o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 830.	80
Figura 43 - Curto-circuito trifásico na barra 828	81
Figura 44 - Tempo de atuação de R1 e R2 sem o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 828.	81
Figura 45 - Tempo de atuação de R1 e R2 com o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 828	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Configuração das linhas de distribuição da rede de 34 barras do IEEE	54
Tabela 2 - Valor dos comprimentos entre barras da rede de 34 barras do IEEE	55
Tabela 3 - Valores de potência das cargas concentradas da rede de 34 barras do IEEE	56
Tabela 4 - Valores de potência das cargas distribuídas da rede de 34 barras do IEEE.	57
Tabela 5 - Potência dos bancos de capacitores da rede de 34 barras do IEEE	57
Tabela 6 - Valores dos parâmetros dos transformadores da rede de 34 barras do IEEE	57
Tabela 7 - Valores dos parâmetros dos reguladores RG1 e RG2 da rede de 34 barras do IEEE.....	58
Tabela 8 - Equivalente thévenin calculado no domínio da sequência	61
Tabela 9 - Valores da tensão fase-terra do do modelo IEEE 34-Node Test Feeder vs modelagem no <i>software</i> ETAP 19.0.1	655
Tabela 10 - Níveis de curto-circuito da modelagem no ETAP 19.0.1	677
Tabela 11 - Comparação entre os tempos de atuação das proteções convencionais e componentes de sequência na barra 840.....	82
Tabela 12 - Comparação entre os tempos de atuação das proteções convencionais e componentes de sequência na barra 830.....	82
Tabela 13 - Comparação entre os tempos de atuação das proteções convencionais e componentes de sequência na barra 828.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI	American National Standards Institute
<i>ANSI 50</i>	Relé de sobrecorrente instantâneo
<i>ANSI 50GS</i>	Relé de sobrecorrente instantâneo de terra
<i>ANSI 50N</i>	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
<i>ANSI 50Q</i>	Relé de sobrecorrente instantâneo de sequência negativa
<i>ANSI 51</i>	Relé de sobrecorrente temporizado
<i>ANSI 51GS</i>	Relé de sobrecorrente temporizado de terra
<i>ANSI 51N</i>	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
<i>ANSI 51Q</i>	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa
<i>ANSI 79</i>	Relé de religamento
CEMIG	Companhia Energética do estado de Minas Gerais
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CT	Centro Tecnológico
DC	Corrente contínua
ETAP Systems	Energy Management Solutions to Design, Operate, and Automate Power
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

LISTA DE SÍMBOLOS

$\hat{\alpha}$	Operador fasor unitário
α	Ângulo da tensão entre o último instante, passando por zero (no semiciclo positivo) até o instante em que ocorre a falta
DT	Dial de tempo
E	Tensão
f	Frequência da rede (Hz)
\dot{I}_a	Fasor de corrente no domínio da fase
\dot{I}_{a_1}	Fasor de corrente no domínio das componentes de sequência
t	Tempo (s)
\dot{V}_a	Fasor de tensão no domínio da fase
\dot{V}_{a_1}	Fasor de tensão no domínio das componentes de sequência
Z_s	Impedância equivalente do sistema de alimentação
Z_c	Impedância do circuito
Z_L	Impedância da carga
ω	Velocidade síncrona
θ	Ângulo da relação entre X e R do sistema

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11
2. OBJETIVO	13
2.1 Objetivo geral.....	13
2.2 Objetivos específicos.....	13
3. METODOLOGIA.....	14
4. REFERENCIAL TEÓRICO	15
4.1 Método das componentes simétricas.....	15
4.1.1 Teorema de Fortescue.....	15
4.1.2 Sistema de sequência positiva	16
4.1.3 Sistema de sequência negativa	16
4.1.4 Sistema de sequência zero	17
4.2 Expressão analítica do Teorema de Fortescue.....	17
4.2.1 Operador α	18
4.2.1.1 Forma exponencial	18
4.2.1.2 Forma trigonométrica	18
4.2.2 Equação de síntese.....	19
4.2.2.1 Sequência positiva	19
4.2.2.2 Sequência negativa	19
4.2.2.3 Sequência zero.....	19
4.3 Curto-circuito em sistemas elétricos	21
4.3.1 Natureza das correntes de curto-circuito	21
4.3.2 Tipos de faltas mais comuns.....	26
4.3.2.1 Curto-circuito trifásico (3ϕ)	27
4.3.2.2 Curto-circuito fase-terra ($1\phi - terra$).....	29
4.3.2.3 Curto-circuito fase-fase (2ϕ).....	31
4.3.2.4 Curto-circuito bifásico com contato à terra ($2\phi - terra$)	35
4.4 Tipos de faltas em sistemas de distribuição de energia	36
4.4.1 Momentâneas.....	36
4.4.2 Faltas permanentes	36
4.5 Fenômenos a serem observados nos estudos de proteção de redes de distribuição.....	37
4.5.1 Correntes de curto-circuito	37
4.5.2 Correntes de Inrush.....	37

4.6 Dispositivos de proteção contra sobrecorrente	38
4.6.1 Religador	38
4.6.1.1 Classificação do religador	39
4.6.1.2 Controle do religador.....	39
4.6.1.3 Características operacionais	40
4.7 Função de sobrecorrente.....	42
4.7.1 Características de tempo das funções de sobrecorrente.....	433
4.7.1.1 Curva inversa.....	43
4.7.1.2 Curva normal inversa	43
4.7.1.3 Curva muito inversa	43
4.7.1.4 Curva extremamente inversa	43
4.7.1.5 Curva de tempo definido	444
4.8 Seletividade, coordenação e seletividade e coordenação entre os equipamentos de proteção.....	45
4.8.1 Seletividade	466
4.8.1.1 Seletividade amperimétrica	46
4.8.1.2 Seletividade cronológica	46
4.8.1.3 Seletividade lógica.....	477
4.8.2 Coordenação	47
4.8.3 Coordenação e seletividade da proteção em alimentadores	47
4.8.3.1 Coordenação e seletividade religador – religador	488
4.9 Metodologia para coordenação entre os elementos 51Q e 50Q.....	48
4.9.1 Premissas de projeto para implementação dos componentes de sequência	49
 5. MODELO BASEADO NA REDE DE 34 BARRAS DO IEEE E MEMORIAL DE CÁLCULO PARA AJUSTES	 53
5.1 A rede padronizada IEEE de 34 barras	53
5.1.1 Configuração das linhas aéreas do modelo IEEE 34-Node Test Feeder	54
5.1.2 Características das linhas de distribuição do modelo IEEE 34-Node Test Feeder	55
5.1.3 Valores de potência das cargas concentradas, distribuídas, banco de capacitores e transformadores de potência conforme do modelo IEEE 34-Node Test Feeder	56
5.2 Modelagem do IEEE 34-Node Test Feeder no Software ETAP 19.0.1	59

5.2.1 Componentes do sistema para modelagem no ETAP.0.1	60
5.2.1.1 Equivalente Thevenin	60
5.2.1.2 Transformadores	62
5.2.1.3 Capacitores	62
5.2.1.4 Regulador de tensão	62
5.2.1.5 Linhas de distribuição	63
5.2.1.6 Cargas Concentradas	63
5.2.1.7 Cargas distribuídas	63
5.3 Validação da rede modelada.....	64
5.4 Adaptações feitas na rede original	66
5.5 Memorial de cálculo para obtenção dos ajustes das funções 50, 51, 50Q e 51Q.....	69
5.5.1 Ajuste do <i>pick-up</i> da função ANSI 51 do religador R2.....	69
5.5.2 Ajuste da função ANSI 50 do religado R2	71
5.5.3 Ajuste do <i>pick-up</i> da função ANSI 51 do religador R1	71
5.5.4 Ajuste da função ANSI 50 do religador R1	72
5.5.5 Ajuste da função ANSI 51Q do religador R2	74
5.5.6 Ajuste da função ANSI 50Q do religador R2	74
5.5.7 Ajuste da função ANSI 51Q do religador R1	75
5.5.8 Ajuste da função ANSI 50Q do religador R1	75
6 RESULTADOS E DISCUSSÃO	78
6.1 Aplicação do curto-circuito 2ϕ(fase-fase) na barra 840 do modelo IEEE 34-Node	
<i>Test Feeder</i>	78
6.2 Aplicação do curto-circuito 2ϕ(fase-fase) na barra 830 do modelo IEEE 34-Node	
<i>Test Feeder</i>	79
6.3 Aplicação do curto-circuito 2ϕ(fase-fase) na barra 828 do modelo IEEE 34-Node	
<i>Test Feeder</i>	819
7 CONCLUSÃO.....	833
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	855

1. INTRODUÇÃO

O objetivo do sistema de distribuição de energia elétrica é transportar a energia disponibilizada pelo sistema de geração e transmissão até os consumidores finais, que em sua maioria são residências, comércios e indústrias de pequeno a grande porte. As concessionárias de energia adotam diferentes níveis de tensão de fornecimento isso varia conforme a demanda do consumidor e também de fatores como distância elétrica até a subestação de distribuição conforme dinâmica da carga. As classes de tensão mais comumente utilizadas pelas concessionárias no Brasil são 15kV, 24,2kV e 34,5kV.

Os alimentadores podem ser predominantemente urbanos, rurais ou mistos. Eles permitem a conexão de consumidores em tensão primária seja por uma unidade comercial que solicite uma subestação própria ou através de transformadores de distribuição que transformam a tensão de distribuição para valores nominais de 220V ou 380V, com a finalidade de atender consumidores residenciais e pequenos comércios (PARADELO JUNIOR, 2009).

Este trabalho abordará as redes primárias aéreas do tipo nu, que são predominantes nas concessionárias de energia do Brasil. As redes isoladas não serão aqui abordadas. Por motivos operacionais e principalmente econômicos, os alimentadores primários operam em topologia radial, o que significa que, em condições normais, um determinado alimentador de uma subestação de distribuição não opera simultaneamente com outro alimentador para atender cargas. Em caso de perda de um alimentador é possível realizar manobras através de equipamentos para suprir a contingência do alimentador titular.

Considerando que os alimentadores de distribuição estão expostos ao tempo e qualquer mudança de natureza climática, é correto afirmar que eles estão sujeitos a perturbações, defeitos e falhas. Esses defeitos podem resultar em correntes de alta magnitude, submetendo os alimentadores a estresses que podem danificá-los ou até mesmo leva-los a um sinistro ou perda. Portanto, é necessário fornecer aos alimentadores um sistema de proteção adequado e planejado de acordo com suas características físicas e operacionais.

O sistema de proteção contra sobrecorrente em alimentadores de distribuição de energia tem por objetivo isolar as faltas cuja e proteger a integridade dos equipamentos do sistema. Os equipamentos que compõem o sistema de proteção devem passar por um processo de estudo, seleção, dimensionamento e parametrização para serem eficazes na proteção do sistema elétrico contra todas as condições de defeito. A filosofia de proteção convencionalmente adotada para

proteger os alimentadores de distribuição é a proteção contra sobrecorrente, conhecida pelos números 50 e 51 da tabela ANSI.

Os alimentadores de distribuição variam em tamanho, podendo ter trajetos de até dezenas de quilômetros. Alimentadores longos apresentam baixos níveis de curto-circuito no final do percurso, o que impossibilita, na maioria dos casos, a sensibilidade das unidades tradicionais de proteção contra sobrecorrente. Nesses casos, pode ser necessário adicionar um religador ou mais no trecho do alimentador até mesmo para permitir melhor liberação de carga e não limitar o alimentador por questões de proteção.

Na década de 90 foi apresentado um artigo no IEEE pelos engenheiros e acadêmicos Ahmed F. Alneweihi, Edmund O. Schweitz, III e Mark W. Feltis que abordava o emprego do elemento de sequência negativa 50Q e 51Q como um elemento mais sensível que o elemento de fase para algumas condições de falta. Atualmente, com a modernização dos equipamentos inteligentes de proteção, alguns IED's (*Intelligent Electronic Devices*) oferecem multifunções de proteções embarcadas em um só equipamento (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997). A função de sobrecorrente de sequência negativa 50Q e 51Q possui características semelhantes às funções convencionais, mas é sensibilizada por meio de um algoritmo que utiliza a corrente de sequência negativa como parâmetro de controle e *pick-up*.

Assim, em caso de falta bifásica sem contato com a terra, a sensibilidade dessas funções é muito maior do que as componentes tradicionais de fase, devido ao seu princípio de operação. Isso faz com que as funções de fase 50 e 51 possam ser exclusivas a faltas trifásicas e as funções 50N e 51N sejam restritas a defeitos que envolvem a terra.

Dessa forma é possível ajustar os critérios de dimensionamento dos *pick-ups* das funções de proteção e seus alcances dentro das zonas de proteção, resultando em um melhor condicionamento e despacho de carga, pois, os *pick-ups* das proteções de fase 50 e 51 precisam isolar a falta entre fases e normalmente são calculados em função do curto-circuito bifásico ou fase-fase.

Pick-up: Valor de grandeza (tensão, corrente, etc) para o qual o relé inicia a atuação.

2. OBJETIVO

2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é implementar a filosofia de proteção das funções (50Q e 51Q) em um alimentador de distribuição de energia e avaliar a melhoria da sensibilidade em comparação com a proteção tradicional contra sobrecorrente. Esse estudo será realizado por meio da modelagem do modelo IEEE 34-*Node test Feeder*, no *software* ETAP 19.0.1. O projeto também incluirá a análise dos resultados e comparações com a proteção convencional.

2.2 Objetivos específicos

Para alcançar esse objetivo geral, objetivos específicos foram definidos, a saber:

- I. Avaliar as filosofias tradicionais de sobrecorrente sem o uso das funções (50Q e 51Q) no alimentador modelo IEEE 34-*Node test Feeder*, analisar a sensibilidade dos ajustes e utilizados como comparações descritivas e conclusivas dos resultados;
- II. Analisar a melhoria obtida na sensibilidade frente a sua aplicação e comparar com as proteções tradicionais (50, 51, 50N e 51N) e utilizados como comparações descritivas e conclusivas dos resultados;
- III. Avaliar a necessidade de inserir mais religadores ao longo do trecho do alimentador do modelo IEEE 34-*Node test Feeder*.

3. METODOLOGIA

O presente trabalho está estruturado em 6 capítulos. O capítulo 1 traz uma introdução sobre os sistemas elétricos na distribuição de energia, e apresenta as definições dos principais conceitos aplicados neste trabalho. O capítulo 2 apresenta os objetivos específicos e o objetivo geral.

O capítulo 3 apresenta as ferramentas matemáticas para cálculos de curto-circuito desbalanceado em sistemas elétricos de potência, assim como aborda os tipos de curto-circuito sua natureza e o seu tipo. Além disso, é abordado uma passagem sobre o emprego e funcionamento de religadores em sistemas de distribuição de energia. Ainda no capítulo 3 é abordada uma metodologia para coordenação para os elementos de sequência.

O capítulo 4 tem por objetivo apresentar a validação do modelo 34-Node no *Software* ETAP 19.0.1 e apresentar o memorial de cálculo e as filosofias de proteção dos ajustes das funções ANSI 50, 51, 50Q e 51Q.

O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos mediante as simulações de faltas no modelo 34-Node. O principal objetivo deste capítulo é traçar um comparativo em relação aos componentes convencionais, ou seja, comparar o aspecto de sensibilidade e apresentar através de tabelas a otimização no tocante a tempo de atuação das proteções de sobrecorrente.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e as perspectivas para trabalhos futuros.

4. REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 Método das componentes simétricas

Os conceitos relacionados à corrente alternada são fundamentados na teoria fasorial, que trata as grandezas de tensão e corrente como forma de ondas senoidais. No entanto, essa teoria não pode ser aplicada quando não se tem tensões simétricas e equilibradas (MARDEGAN, 2012).

No ano de 1915 o Dr. C. L. Fortescue apresentou uma ferramenta analítica que propunha a decomposição de sistemas não simétricos em três sistemas distintos de sequência positiva, negativa e zero. Essa decomposição permite analisar cada sistema separadamente, onde a soma dos fasores correspondentes de cada sequência resulta no valor da grandeza por fase (MARDEGAN, 2012).

4.1.1 Teorema de Fortescue

Fortescue propôs o Método das Componentes Simétricas, no qual demonstra como um sistema com “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n” sistemas de fasores equilibrados. No entanto, a expressão analítica geral para um sistema desequilibrado com “n” fasores pode ser descrita pela equação (1) (KINDERMANN, 1997).

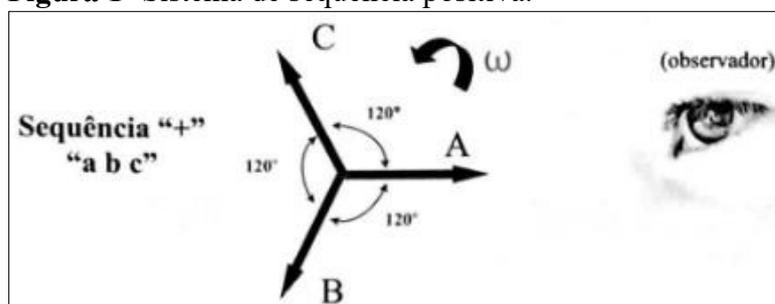
$$\begin{aligned}
 \dot{V}_a &= \dot{V}_{a_0} + \dot{V}_{a_1} + \dot{V}_{a_2} + \dot{V}_{a_3} + \dots + \dot{V}_{a_i} + \dot{V}_{a_{(n-1)}} \\
 \dot{V}_b &= \dot{V}_{b_0} + \dot{V}_{b_1} + \dot{V}_{b_2} + \dot{V}_{b_3} + \dots + \dot{V}_{b_i} + \dot{V}_{b_{(n-1)}} \\
 \dot{V}_c &= \dot{V}_{c_0} + \dot{V}_{c_1} + \dot{V}_{c_2} + \dot{V}_{c_3} + \dots + \dot{V}_{c_i} + \dot{V}_{c_{(n-1)}} \\
 &\vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \\
 \dot{V}_n &= \dot{V}_{n_0} + \dot{V}_{n_1} + \dot{V}_{n_2} + \dot{V}_{n_3} + \dots + \dot{V}_{n_i} + \dot{V}_{n_{(n-1)}}
 \end{aligned} \tag{1}$$

No domínio da fase, o sistema está inicialmente desequilibrado e seus fasores são representados por $\dot{V}_a, \dot{V}_b, \dot{V}_c \dots \dot{V}_n$ que giram na velocidade síncrona da rede. Cada um dos fasores de fase na equação (1) contém um conjunto de fasores de sequência equilibrado que decompõe as grandezas de sequência zero, 1, 2, 3 ... k ... (n-1) (KINDERMANN, 1997).

4.1.2 Sistema de sequência positiva

É composto por um conjunto de três fasores balanceados, ou seja, de mesmo módulo e defasados de 120° . Os fasores giram com uma frequência angular de $\omega = 2\pi f$ no mesmo sentido que é adotado pelos fasores no domínio da fase (sentido anti-horário). De modo que se um observador é colocado numa posição qualquer a sequência vista pelo observador será “abc” ou “bca” ou “cab”, conforme pode ser visto na Figura 1 (MARDEGAN, 2012).

Figura 1- Sistema de sequência positiva.

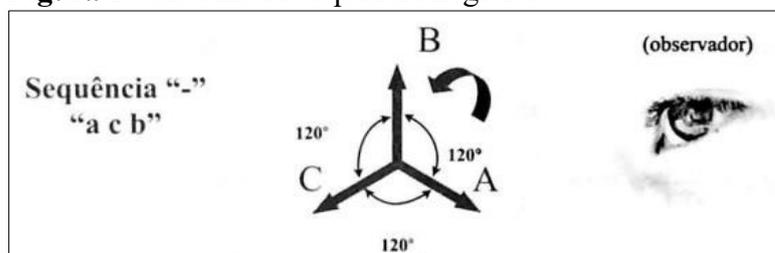


Fonte: Mardegan (2012).

4.1.3 Sistema de sequência negativa

É composto por um conjunto de três fasores balanceados, ou seja, de mesmo módulo e defasados de 120° . Os fasores giram com uma frequência angular de $\omega = 2\pi f$ no mesmo sentido que é adotado pelos fasores no domínio da fase (sentido anti-horário). De modo que se um observador é colocado numa posição qualquer a sequência vista pelo observador será “acb” ou “cba” ou “bac”, conforme representado na Figura 2 (MARDEGAN, 2012).

Figura 2 - Sistema de sequência negativa

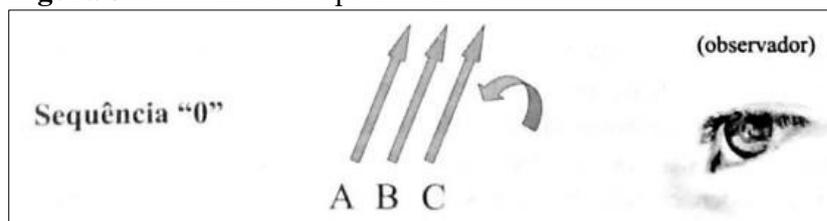


Fonte: Mardegan (2012).

4.1.4 Sistema de sequência zero

É composto por um conjunto de três fasores iguais de mesmo módulo. Os fasores giram com uma frequência angular de $\omega = 2\pi f$ no sentido anti-horário. De modo que se um observador é colocado numa posição qualquer, a sequência vista pelo observador será os três fasores passando juntos, conforme Figura 3 (MARDEGAN, 2012).

Figura 3 - Sistema de sequência zero



Fonte: Mardegan (2012).

4.2 Expressão analítica do Teorema de Fortescue

Conforme mencionado, o Teorema de Fortescue pode ser representado por uma equação analítica também conhecida como equação de síntese. Utilizando as Figuras 2 e 3 em termos de tensão, o sistema desbalanceado original pode ser concebido. Isso é realizado através da superposição dos três sistemas equilibrados no domínio das sequências (KINDERMANN, 1997).

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a_0} + \dot{V}_{a_1} + \dot{V}_{a_2} \quad (2)$$

$$\dot{V}_b = \dot{V}_{b_0} + \dot{V}_{b_1} + \dot{V}_{b_2} \quad (3)$$

$$\dot{V}_c = \dot{V}_{c_0} + \dot{V}_{c_1} + \dot{V}_{c_2} \quad (4)$$

$$\tilde{A} \quad \tilde{B} \quad \tilde{C} \quad \tilde{D}$$

As letras B, C e D representam, respectivamente, o sistema de sequência zero, sequência positiva e sequência negativa. Além disso, o fato de todos os sistemas serem equilibrados facilita a representação em relação a uma única fase. Pode-se escolher qualquer uma das três fases para essa representação, para este trabalho será escolhida a fase “a”.

4.2.1 Operador $\hat{\alpha}$

Nos próximos passos do desenvolvimento dos cálculos, será utilizado o operador $\hat{\alpha}$, que é definido como um vetor de modulo unitário e ângulo de 120° . Esse operador possui a propriedade de girar fasores, resultando em uma rotação de 120° no sentido de giro da velocidade síncrona, sem alterar o modulo (MARDEGAN, 2012).

4.2.1.1 Forma exponencial

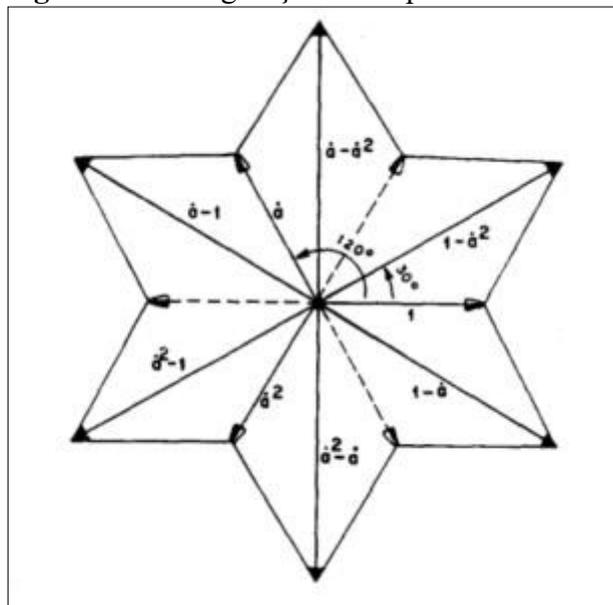
$$\hat{\alpha} = 1 * e^{j120^\circ} \quad (5)$$

4.2.1.2 Forma trigonométrica

$$\hat{\alpha} = 1 * [\cos(120^\circ) + j \sin(120^\circ)] \quad (6)$$

As possíveis configurações do operador $\hat{\alpha}$ são apresentadas pela Figura 4.

Figura 4 - Configurações do Operador



Fonte: Kindermann (1997).

4.2.2 Equação de síntese

4.2.2.1 Sequência positiva

Conforme ilustrado na Figura 1 o observador detecta a sequência positiva “abc” na velocidade síncrona do sistema original. A equação correspondente a essa sequência considerando a fase “a” como referência, pode ser expressa da seguinte maneira.

$$\dot{V}_{a_1} \quad (7)$$

$$\dot{V}_{b_1} = \alpha^2 * \dot{V}_{a_1} \quad (8)$$

$$\dot{V}_{c_1} = \alpha * \dot{V}_{a_1} \quad (9)$$

4.2.2.2 Sequência negativa

Conforme ilustrado na Figura 2, o observador detecta a sequência negativa “acb” na velocidade síncrona do sistema original. A equação correspondente a essa sequência considerando a fase “a” como referência, pode ser expressa da seguinte maneira.

$$\dot{V}_{a_2} \quad (10)$$

$$\dot{V}_{b_2} = \alpha * \dot{V}_{a_2} \quad (11)$$

$$\dot{V}_{c_2} = \alpha^2 * \dot{V}_{a_2} \quad (12)$$

4.2.2.3 Sequência zero

Conforme ilustrado na Figura 3, o observador detecta três fasores iguais em módulo e todos em fase.

$$\dot{V}_{a_0} = \dot{V}_{b_0} = \dot{V}_{c_0} \quad (13)$$

Substituindo as equações de 7 a 13 em seus devidos sistemas como apresentado nas equações 2, 3 e 4, tem-se.

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a_0} + \dot{V}_{a_1} + \dot{V}_{a_2} \quad (14)$$

$$\dot{V}_b = \dot{V}_{a_0} + \alpha^2 * \dot{V}_{a_1} + \alpha^2 * \dot{V}_{a_2} \quad (15)$$

$$\dot{V}_c = \dot{V}_{a_0} + \alpha * \dot{V}_{a_1} + \alpha^2 * \dot{V}_{a_2} \quad (16)$$

No Entanto, para análises futuras, o Teorema de Fortescue é melhor apresentado em sua forma matricial.

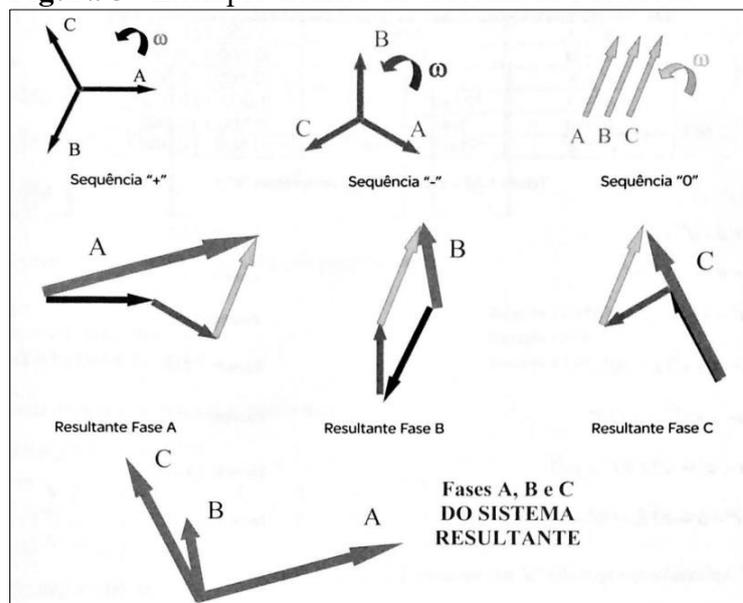
$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} \quad (17)$$

Uma abordagem adicional é obter os componentes de sequência em função do sistema no domínio das fases. Essa equação será nomeada como equação de análise no decorrer deste trabalho.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (18)$$

Contudo, o exemplo gráfico do Teorema de Fortescue é também apresentado conforme pode ser observado na Figura 5, e vale ressaltar que para apresentar o Teorema de Fortescue em termo das correntes o procedimento é o mesmo do que foi apresentado em função da tensão.

Figura 5 - Exemplo Gráfico do teorema de Fortescue



Fonte: Mardegan (2012).

4.3 Curto-circuito em sistemas elétricos

Os curtos-circuitos em sistemas elétricos de potência ocorrem principalmente devido a falhas na isolação de algum dos componentes do sistema. No entanto, outras falhas, como mecânicas, interferências eletromagnéticas, problemas térmicos, falta de manutenção, entre outros, também podem resultar nesse fenômeno. Quando uma falha ocorre em um equipamento do sistema, surge então uma corrente de magnitude elevada acompanhada de um arco elétrico, o que representa um perigo significativo tanto para os equipamentos do sistema quanto para as pessoas envolvidas.

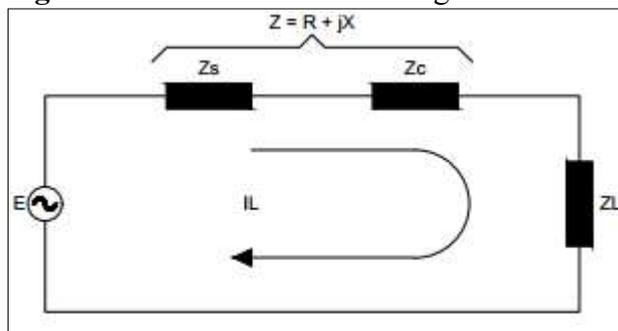
De acordo com a definição da norma IEC 60909, um curto-circuito é uma conexão condutora entre dois ou mais pontos de um circuito, com uma impedância ou resistência relativamente baixa, onde esses pontos estão em potenciais elétricos distintos. Essa conexão de baixa impedância resulta em uma corrente de curto-circuito intensa que pode causar danos severos e representar um risco para a segurança dos equipamentos e das pessoas envolvidas.

O objetivo deste tópico é apresentar um embasamento teórico sobre a natureza do curto-circuito e como utilizar o Teorema de Fortescue para modelar os defeitos desbalanceados.

4.3.1 Natureza das correntes de curto-circuito

Em condições de regime permanente, sabe-se que a única corrente passante no sistema é a corrente de carga. A Figura 6 ilustra uma carga Z_L no qual sua característica será tratada como uma impedância.

Figura 6 - Sistema elétrico em regime normal de operação



Fonte: Mardegan (2012).

Sendo:

$$E = V_{\text{máx}} * \text{sen}(\omega t + \alpha);$$

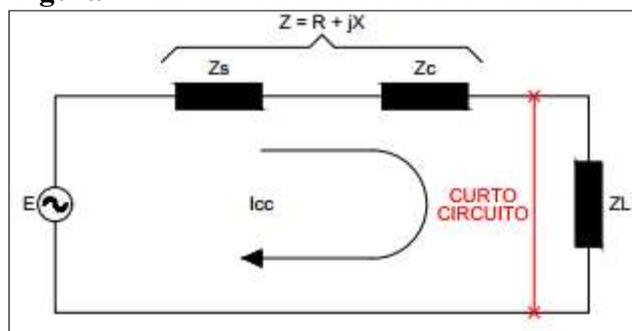
Z_s = Impedância equivalente do sistema de alimentação;

Z_c = Impedância do circuito;

Z_L = Impedância da carga.

Na presença de um curto-circuito, a impedância Z_L que geralmente é a maior entre as impedâncias envolvidas no sistema, desempenha um papel crucial no cálculo do valor da corrente de carga. No entanto, no momento do surgimento do curto-circuito, a carga Z_L é removida do caminho elétrico do sistema, fazendo com que uma corrente de magnitude elevada surja no sistema conforme apresentado na Figura 7 (MARDEGAN, 2012).

Figura 7- Sistema elétrico sob curto-circuito

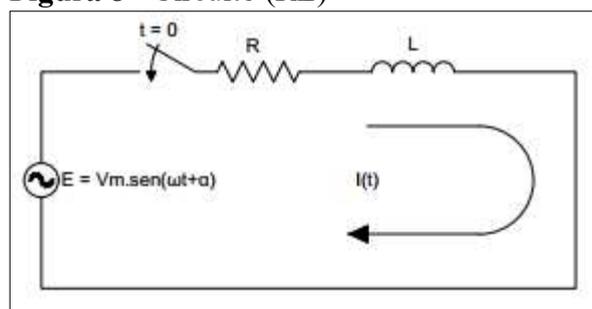


Fonte: Mardegan (2012).

O estudo desse fenômeno é muito importante para dimensionamento de alguns equipamentos do sistema, sua abordagem será dada de forma direta e visando utilizar as equações como ferramentas no decorrer do trabalho. A .

Figura 8, apresenta um circuito RL em série com uma chave, no tempo $t = 0$ a chave está aberta, quando a chave mudar o seu status para fechada surgirá a corrente $i(t)$.

Figura 8 - Circuito (RL)



Fonte: Mardegan (2012).

Através da lei de Kirchoff das correntes, obtém-se a equação diferencial (Equação 19) que pode ser solucionada pelo método clássico ou por Laplace. No entanto, como o objetivo deste trabalho é explorar o conceito por trás do fenômeno, sua solução é aqui apresentada de forma direta, como pode ser observado na (Equação 20).

$$V_{m\acute{a}x} * \text{sen}(\omega t + \alpha) = R * i(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (19)$$

Resolvendo a (Equação 19), a expressão final que será utilizada neste trabalho será a (Equação 20).

$$i(t) = \frac{|Vm|}{Z} * \left[\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - \text{sen}(\alpha - \theta) * e^{-\frac{R}{L} * t} \right] \quad (20)$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (21)$$

Onde:

Z = é a impedância, conforme (Equação 21).

θ = é o ângulo da relação entre X e R do sistema.

α = é o ângulo da tensão entre o último instante, passando por zero (no semiciclo positivo) até o instante em que ocorre a falta, conforme aplicado na (Equação 20).

A (Equação 20) possui duas parcelas, sendo uma periódica (senoidal) ou também conhecida como componente alternada (AC) e a outra parcela que é unidirecional e amortecida, que é conhecida como componente (DC) (MARDEGAN, 2012).

A componente (AC) é dada em termos de valor eficaz, conforme (Equação 22).

$$i_{AC}(t) = \sqrt{2} * \frac{V_{RMS}}{Z} * \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) = \sqrt{2} * |I_{CCS}| * \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) \quad (22)$$

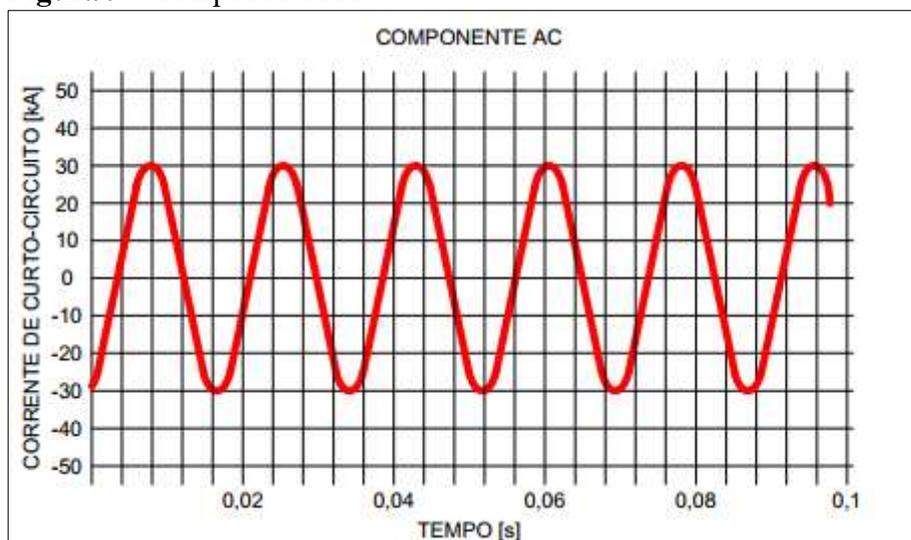
A componente (DC) é dada conforme a (Equação 23)

$$i_{DC}(t) = \sqrt{2} * |I_{CCS}| * \text{sen}(\alpha - \theta) * e^{-\frac{R}{L} * t} = \sqrt{2} * |I_{CCS}| * \text{sen}(\alpha - \theta) * e^{-\frac{2\pi f}{R} * t} \quad (23)$$

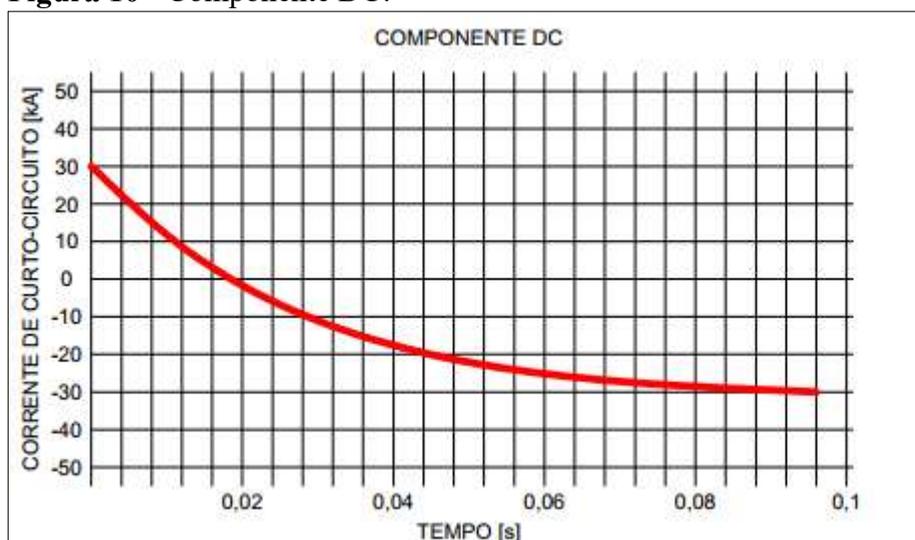
A corrente eficaz total é a soma da parcela da componente (AC) que é puramente senoidal e periódica (Figura 9), mais a componente (DC) que é unidirecional e amortecida (Figura 10), seu resultado é a (Figura 11) que representa o fenômeno desde o início, no tempo $t = 0$, até sua entrada em regime permanente que é dada conforme (Equação 24).

$$I = \sqrt{I_{AC}^2 + I_{DC}^2} \quad (24)$$

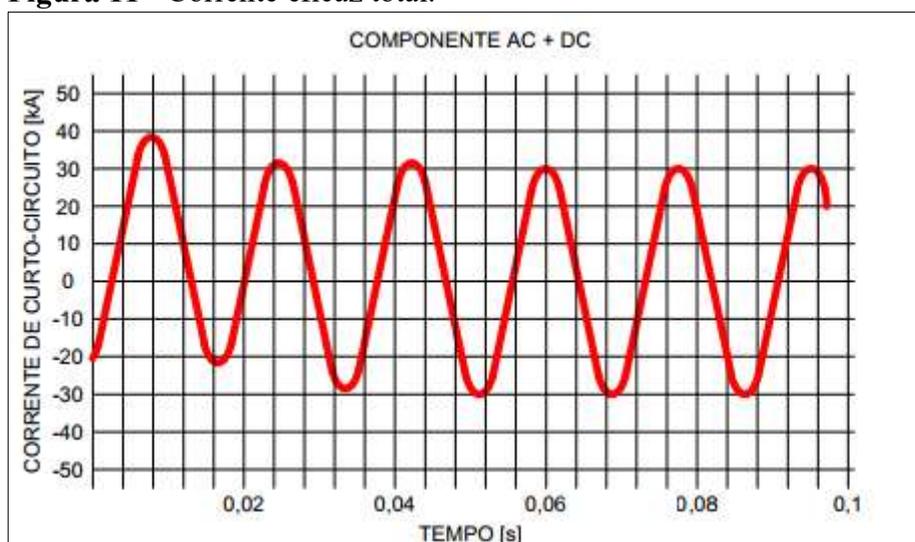
Figura 9 - Componente AC.



Fonte: Mardegan (2012).

Figura 10 - Componente DC.

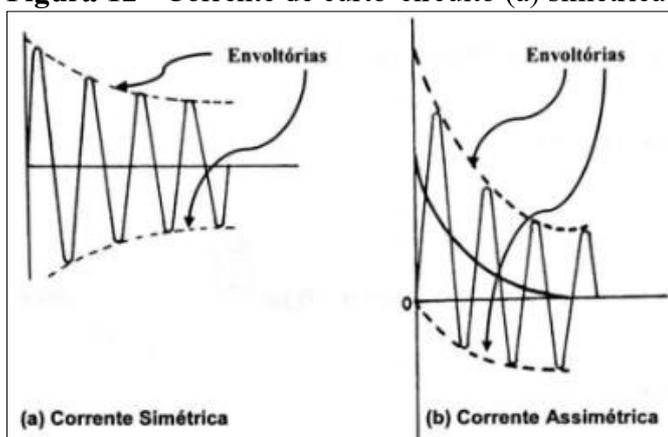
Fonte: Mardegan (2012).

Figura 11 - Corrente eficaz total.

Fonte: Mardegan (2012).

A relação entre X e R em um sistema elétrico de potência na (Equação 23), tem uma influência direta na assimetria da corrente de curto-circuito. Além disso, o ângulo (α), também desempenha um papel importante nessa assimetria. Quando a corrente de curto-circuito possui uma envoltória simétrica em relação ao eixo do tempo ela é considerada simétrica. A parcela assimétrica surge por diversos fatores, como desequilíbrio nas impedâncias, variação na magnitude ou ângulo das impedâncias, entre outros (MARDEGAN, 2012).

Figura 12 - Corrente de curto-circuito (a) simétrica e (b) assimétrica.



Fonte: Mardegan (2012).

Em termos de valores eficazes o fator de assimetria é calculado conforme (Equação 25)

$$F_{(ASSIMETRIA_RMS)} = \sqrt{1 + 2 * e^{-\frac{2\pi}{R}}} \quad (25)$$

$F_{(ASSIMETRIA_RMS)}$ = é o valor a ser aplicado na corrente de curto-circuito simétrica.

$\frac{X}{R}$ = é o valor visto do ponto de falta, no qual a corrente está sendo calculada.

O fator de assimetria é calculado em ciclos, esse valor é calculado para $t = 0,5$ ciclo, ou seja, no instante de máxima corrente. Com isso, será apresentado a partir de então os tipos de curto-circuito em sistemas elétricos de potência, conforme o modelo do gerador síncrono e suas condições de contorno.

4.3.2 Tipos de faltas mais comuns

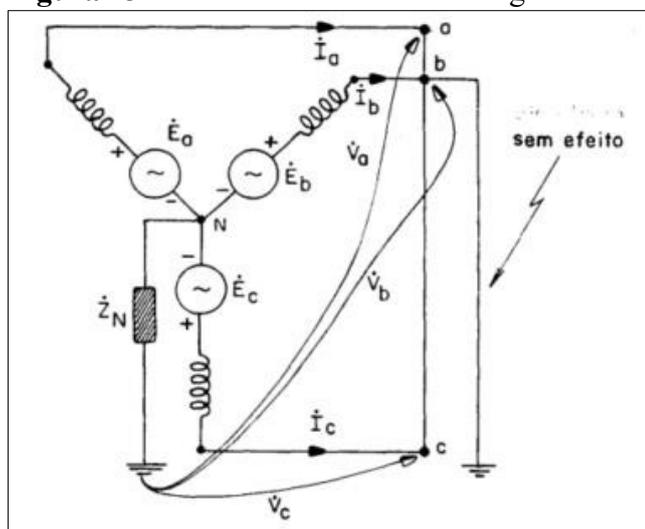
Neste item, serão mencionados os curtos-circuitos mais comuns em sistemas elétricos de potência. O foco será na modelagem dos curtos-circuitos usando o gerador síncrono, que ainda é o principal componente ativo do sistema.

4.3.2.1 Curto-circuito trifásico (3 ϕ)

O curto-circuito trifásico é o único tipo de defeito elétrico-equilibrado. Sua modelagem é baseada na seguinte condição inicial: o rotor do gerador síncrono está girando na velocidade síncrona e sendo alimentado por um sistema de excitação em corrente contínua (DC) (MARDEGAN, 2012), o que garante tensões nominais nas bobinas da armadura. Além disso, o gerador síncrono está operando à vazia. A representação gráfica do curto-circuito trifásico é mostrada na

Figura 13.

Figura 13 - Curto-circuito trifásico no gerador síncrono.



Fonte: Kindermann (1997).

A condição de contorno para esse defeito é apresentada conforme (Equação 26).

$$\dot{V}_a = \dot{V}_b = \dot{V}_c = 0 \quad (26)$$

Ou seja, conforme a condição de contorno apresentada pela (Equação 26) as três tensões nos terminais do gerador são zero, esses valores são inseridos na (Equação 18).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (27)$$

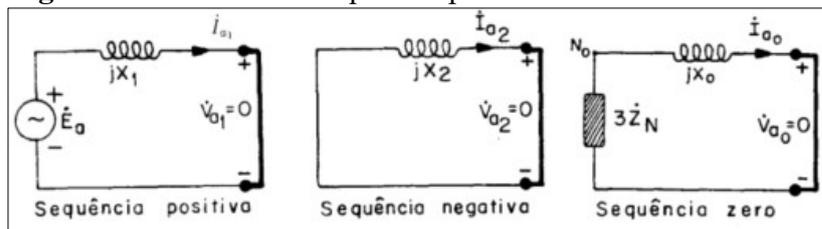
Conclui-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (28)$$

As três tensões no domínio da sequência referenciadas na fase “a” são nulas indicando que os terminais (+/-) do modelo de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero, estão curtos circuitados, conforme é apresentado na **Figura 14**.

Vale destacar que os circuito de sequência negativa e de sequência zero, pois o gerador síncrono é projetado para um funcionamento ideal, ou seja, o campo magnético do seu rotor só poderá gerar tensões equilibradas e na sequência abc, contudo os modelos de sequência negativa e zero são representados por um circuito passivo, sem fontes de tensão.

Figura 14 - Modelo de sequência para o curto-circuito trifásico.



Fonte: Kindermann (1997).

Portanto, a corrente de sequência da fase “a” é obtida através da (Equação 29).

$$\dot{I}_{a_1} = \frac{\dot{E}_a}{jX_1} \quad (29)$$

E a sua corrente no domínio da fase é obtida substituindo a corrente de sequência positiva \dot{I}_{a_1} na (Equação 29).

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a_0} + \dot{I}_{a_1} + \dot{I}_{a_2} = \frac{\dot{E}_a}{jX_1} + 0 + 0 \quad (30)$$

E, finalmente, o valor real da corrente de curto-circuito trifásico.

$$i_a = i_{cc3\phi} = \frac{\dot{E}_a}{jX_1} \quad (31)$$

Conforme dito que o curto-circuito trifásico é o único defeito equilibrado as correntes nas fases “b” e “c” são dadas pela (Equação 32).

$$i_a = \frac{\dot{E}_a}{jX_1}, \quad i_b = \alpha^2 \frac{\dot{E}_a}{jX_1}, \quad i_c = \alpha \frac{\dot{E}_a}{jX_1} \quad (32)$$

4.3.2.2 Curto-circuito fase-terra (1 ϕ – terra)

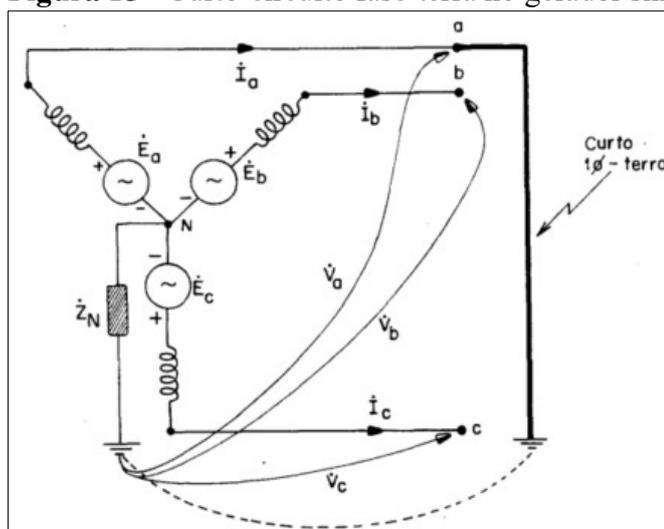
O curto-circuito fase-terra é um defeito de natureza desequilibrada, suas condições de contorno são:

$$\dot{V}_a = 0 \quad (33)$$

$$i_b = i_c = 0 \quad (34)$$

Portanto, de acordo com as condições de contorno descritas pelas (Equações 33 e 34), é necessário utilizar a (Equação 18) para calcular a corrente do curto-circuito fase-terra. A ilustração do curto-circuito fase-terra é apresentada na **Figura 15**.

Figura 15 - Curto-circuito fase-terra no gerador síncrono.



Fonte: Kindermann (1997).

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a_0} \\ \dot{I}_{a_1} \\ \dot{I}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{\alpha} & \dot{\alpha}^2 \\ 1 & \dot{\alpha}^2 & \dot{\alpha} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (35)$$

Ao resolver o sistema de equações apresentado na (Equação 35), obtemos os seguintes valores de correntes de seqüência.

$$\dot{I}_{a_0} = \frac{\dot{I}_a}{3}, \quad \dot{I}_{a_1} = \frac{\dot{I}_a}{3}, \quad \dot{I}_{a_2} = \frac{\dot{I}_a}{3} \quad (36)$$

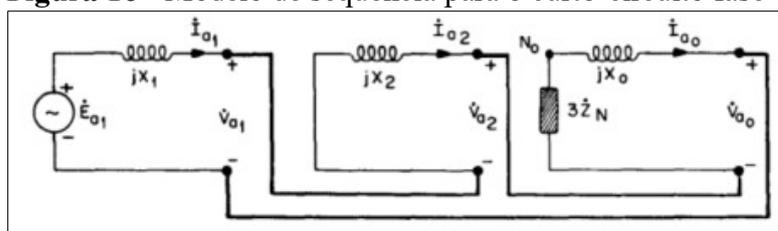
$$\dot{I}_{a_0} = \dot{I}_{a_1} = \dot{I}_{a_2} = \frac{\dot{I}_a}{3}$$

Portanto, quando os três circuitos de seqüência têm a mesma corrente, significa que os três circuitos estão em série, conforme ilustrado na Figura 16.

É importante destacar que os pontos \dot{V}_{a_1} -, \dot{V}_{a_2} - e \dot{V}_{a_0} - conforme apresenta a Figura 16, não são comuns e não apresentam o mesmo potencial (KINDERMANN, 1997).

Outro ponto a ser observado é o número 3 que aparece multiplicando a impedância $3 * Z_N$ no circuito de seqüência zero, deve-se ao fato que a tensão que irá aparecer será $3\dot{I}_{a_0} * Z_N$. Portanto, como no circuito de seqüência zero a corrente de seqüência que circula é \dot{I}_{a_0} e a impedância é Z_N deve ser multiplicado por 3 para manter a tensão (MARDEGAN, 2012).

Figura 16 - Modelo de seqüência para o curto-circuito fase-terra.



Fonte: Kindermann (1997).

Os valores de \dot{V}_{a_0} , \dot{V}_{a_1} e \dot{V}_{a_2} são obtidos por análise de circuitos.

$$\dot{V}_{a_0} = -(jX_0 + 3Z_N)\dot{I}_{a_0} \quad (37)$$

$$\dot{V}_{a_1} = \dot{E}_a - jX_1\dot{I}_{a_1} \quad (38)$$

$$\dot{V}_{a_2} = -jX_2\dot{I}_{a_2} \quad (39)$$

Somando-se as (Equações 37, 38 e 39), tem-se.

$$\dot{V}_{a_0} + \dot{V}_{a_1} + \dot{V}_{a_2} = \dot{E}_a - (jX_1 + jX_2 + jX_0 + 3Z_N) \dot{I}_{a_0} \quad (40)$$

Conforme a condição de contorno para o seguinte defeito apresentado pela (Equação 33), tem-se que.

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a_0} + \dot{V}_{a_1} + \dot{V}_{a_2} = 0 \quad (41)$$

Substituindo a (Equação 41) na (Equação 40), tem-se o valor da corrente de sequência.

$$\dot{I}_{a_1} = \frac{\dot{E}_a}{(jX_1 + jX_2 + jX_0 + 3Z_N)} \quad (42)$$

A corrente no domínio da fase é obtida substituindo a (Equação 42) na (Equação 36) tem-se o seguinte valor de corrente.

$$\dot{I}_a = 3\dot{I}_{a_1} = \frac{3\dot{E}_a}{(jX_1 + jX_2 + jX_0 + 3Z_N)} \quad (43)$$

4.3.2.3 Curto-circuito fase-fase (2ϕ)

O curto-circuito fase-fase é um defeito de natureza desequilibrada, suas condições de contorno são:

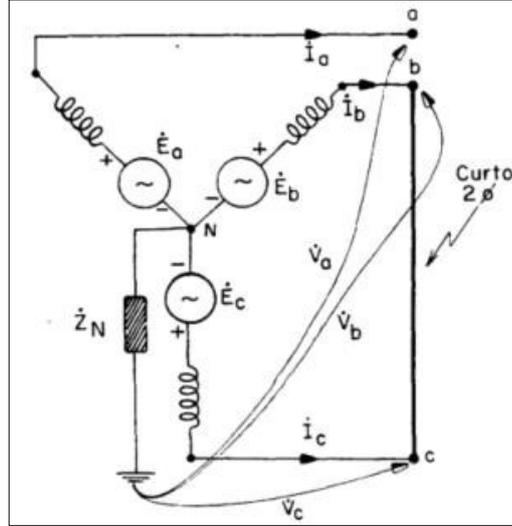
$$\dot{I}_a = 0 \quad (44)$$

$$\dot{V}_b = \dot{V}_c \quad (45)$$

$$\dot{I}_b + \dot{I}_c = 0 \quad (46)$$

Portanto, de acordo com as condições de contorno apresentadas pelas (Equações 44, 45 e 46), é necessário substituir a equação (Equação 46) na (Equação 18) e utilizá-la em termos de corrente. O curto-circuito fase-fase será ilustrado conforme a Figura 17.

Figura 17 - Curto-circuito fase-fase no gerador síncrono.



Fonte: Kindermann (1997).

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{a_0} \\ \dot{i}_{a_1} \\ \dot{i}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ \dot{i}_b \\ -\dot{i}_b \end{bmatrix} \quad (47)$$

$$\dot{i}_{a_0} = \frac{1}{3} (0 + \dot{i}_b - \dot{i}_b) = 0 \quad (48)$$

O curto-circuito fase-fase não possui envolvimento com a terra, portanto a componente de seqüência zero é nula.

$$\dot{i}_{a_1} = \frac{1}{3} (0 + \alpha \dot{i}_b - \alpha^2 \dot{i}_b) \quad (49)$$

$$\dot{i}_{a_1} = \frac{\dot{i}_b}{3} (\alpha - \alpha^2) \quad (50)$$

$$\dot{i}_{a_2} = \frac{1}{3} (0 + \alpha^2 \dot{i}_b - \alpha \dot{i}_b) = \frac{\dot{i}_b}{3} (-\alpha + \alpha^2) = -\frac{\dot{i}_b}{3} (\alpha + \alpha^2) \quad (51)$$

$$-\dot{i}_{a_2} = \frac{\dot{i}_b}{3} (\alpha + \alpha^2) \quad (52)$$

Comparando a (Equação 50) com a (Equação 52), obtém-se.

$$\dot{I}_{a_1} = -\dot{I}_{a_2} \quad (53)$$

Usando a (Equação 18), com a condição de contorno da (Equação 45), será mitigado as tensões de sequência.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{\alpha} & \dot{\alpha}^2 \\ 1 & \dot{\alpha}^2 & \dot{\alpha} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \end{bmatrix} \quad (54)$$

Portanto, ao comparar a (Equação 56) com a (Equação 58) podemos observar a seguinte condição expressa pela (Equação 59). Isso implica que os circuitos de sequência positiva e sequência negativa estão em paralelo, enquanto, de acordo com a (Equação 48), o circuito de sequência zero está aberto, o que significa que não há conexão com a terra. Consequentemente, os circuitos de sequência são representados conforme ilustrado na **Figura 18**.

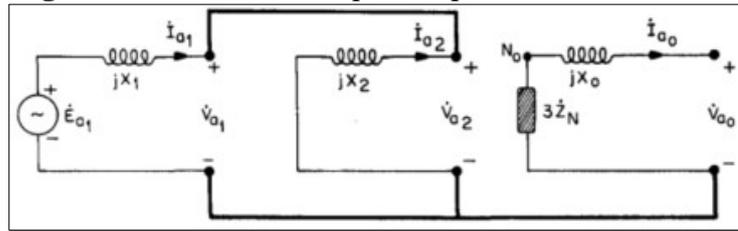
$$\dot{V}_{a_1} = \frac{1}{3} (\dot{V}_a + \dot{\alpha} \dot{V}_b + \dot{\alpha}^2 \dot{V}_b) \quad (55)$$

$$\dot{V}_{a_1} = \frac{1}{3} [\dot{V}_a + (\dot{\alpha} + \dot{\alpha}^2) \dot{V}_b] \quad (56)$$

$$\dot{V}_{a_2} = \frac{1}{3} (\dot{V}_a + \dot{\alpha}^2 \dot{V}_b + \dot{\alpha} \dot{V}_b) \quad (57)$$

$$\dot{V}_{a_2} = \frac{1}{3} [\dot{V}_a + (\dot{\alpha}^2 + \dot{\alpha}) \dot{V}_b] \quad (58)$$

$$\dot{V}_{a_1} = \dot{V}_{a_2} \quad (59)$$

Figura 18 - Modelo de seqüência para o curto-circuito fase-fase.

Fonte: Kindermann (1997).

O valor genérico da corrente no domínio da fase é obtida com o emprego da (Equação 17) em termos de corrente e deixando nula a componente de seqüência zero.

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ i_{a1} \\ i_{a2} \end{bmatrix} \quad (60)$$

A corrente de fase será expressa em função da fase “b”, pois a condição de contorno da (Equação 44), apresenta como nula a corrente na fase “a”. Contudo, é possível apresentar a corrente de defeito da seguinte forma.

$$i_b = (0 + \alpha^2 i_{a1} + \alpha i_{a2}) \quad (61)$$

Sabendo que, pela (Equação 53) as correntes possuem modulo igual, no entanto são defasadas de 180°.

$$i_b = [0 + i_{a1} (\alpha^2 - \alpha)] \quad (62)$$

Conforme a Figura 4 o operador α com a configuração $\alpha^2 - \alpha$ representa um vetor de modulo $\sqrt{3}$. Portanto, conclui-se que o valor da corrente de fase é.

$$i_b = i_{a1} \sqrt{3} \quad (63)$$

4.3.2.4 Curto-circuito bifásico com contato à terra ($2\phi - terra$)

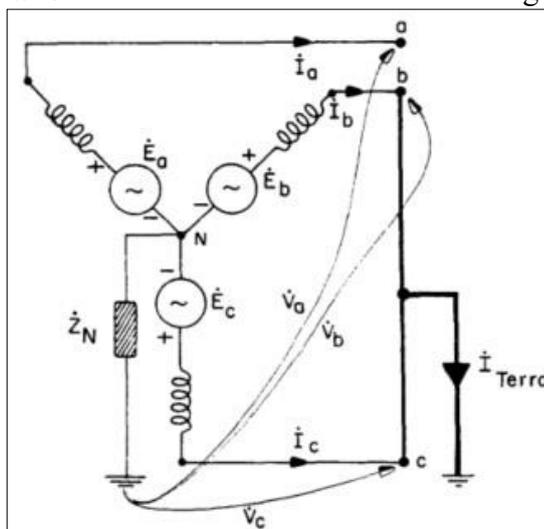
O curto-circuito bifásico com contato a terra é um defeito de natureza desequilibrada, suas condições de contorno são:

$$\dot{I}_a = 0 \quad (64)$$

$$\dot{V}_b = \dot{V}_c = 0 \quad (65)$$

Ou seja, conforme as condições de contorno apresentadas pelas (Equações 64 e 65), será necessário substituir a (Equação 65) na (Equação 18). O curto-circuito bifásico com contato à terra será ilustrado conforme a (Equação 66). Conseqüentemente, os circuitos de sequência são representados conforme ilustrado na Figura 19.

Figura 19 - Curto-circuito bifásico à terra no gerador síncrono.



Fonte: Kindermann (1997).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (66)$$

$$\dot{V}_{a_0} = \frac{\dot{V}_a}{3}, \quad \dot{V}_{a_1} = \frac{\dot{V}_a}{3}, \quad \dot{V}_{a_2} = \frac{\dot{V}_a}{3} \quad (67)$$

4.4 Tipos de faltas em sistemas de distribuição de energia

As faltas em sistemas elétricos podem ser classificadas de acordo com sua duração que são elas: faltas momentâneas e faltas permanentes (KINDERMANN, 1997).

4.4.1 Momentâneas

Faltas momentâneas são aquelas em que a operação de um equipamento de proteção elimina o defeito e o circuito volta a operar normalmente depois de religado (CPFL, 2016).

As causas mais comuns de faltas momentâneas são:

- Descargas atmosféricas.
- Contato momentâneo entre condutores.
- Abertura de arco elétrico.
- Materiais sem isolamento adequada.

As principais literaturas nos informam que cerca de 80% das faltas que ocorrem nas redes de distribuição são faltas momentâneas (CPFL, 2016).

4.4.2 Faltas permanentes

Faltas permanentes são por definição aquelas em que é necessária a intervenção humana para que o defeito seja corrigido, ou seja, após a abertura de um dispositivo de seccionamento sob corrente de curto-circuito é preciso que seja localizada a falha, corrigida e a partir disso o sistema vem a ser energizado (CPFL, 2016).

4.5 Fenômenos a serem observados nos estudos de proteção de redes de distribuição

4.5.1 Correntes de curto-circuito

No item 4.3.2 foram apresentados os tipos de curto-circuito juntamente com suas respectivas condições de contorno que convergem para os valores de correntes de falta na respectiva barra, ou seja, através dessas condições o *software* ETAP 19.0.1 implementa sua rotina de cálculo.

Os valores das correntes para os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos serão calculados como valores máximos, ou seja, será considerado uma impedância de contato com valor zero (CPFL, 2016), pois essas duas faltas são de muita importância para a aplicação das filosofias de proteção de sobrecorrente em redes de distribuição, ou seja, as funções ANSI 50, 51, 50N, 51N, 50Q e 51Q serão ajustadas conforme premissas básicas que envolvem as faltas citadas.

4.5.2 Correntes de Inrush

A corrente de magnetização ou *Inrush*, ocorre quando um transformador é energizado e tratasse de um fenômeno transitório que acontece somente no lado que o transformador é conectado a sua fonte. Essa corrente pode atingir valores na faixa de $(10-25 \times I_n)$ de sua corrente nominal. Literaturas indicam que o fenômeno ocorre até um tempo de 100ms, após isso o transformador entra em regime. De acordo com Mardegan (2012), tal corrente pode surgir no sistema dentre algumas outras situações:

- Uma ocorrência de falta externa;
- Tensão de restabelecimento após a eliminação de uma falta externa;
- Mudança do tipo de falta durante uma contingência, como, por exemplo o avanço de uma falta fase-terra para uma falta fase-fase-terra;
- Ao paralelar um transformador já energizado com outro.

O fenômeno tem início no seu núcleo magnético, pois ao energizar um transformador o nível de tensão aplicada em uma bobina deve ser correspondente ao fluxo da mesma, caso contrário o fluxo necessário para se adaptar ao novo nível de tensão precisará variar de forma muito rápida ocasionando uma solicitação de corrente muito alta. Portanto, o cenário mais favorável para energização de um transformador sem o surgimento dessa elevada corrente, seria

o chaveamento dos seus terminais quando as tensões de alimentações estiverem correspondentes aos fluxos na bobina. Contudo, se tratando de um alimentador que possui um número muito grande de transformadores, esse fenômeno será contemplado nas análises de todas as funções instantâneas de modo a não acontecer atuações indevidas durante a energização e também após uma tentativa de religamento.

Além da corrente de *Inrush* do transformador também existe a reenergização após uma interrupção prolongada, ou seja, a nova demanda que o alimentador solicita da rede no momento da reenergização pode ser maior do que a demanda antes da abertura do religador, essa demanda de corrente é conhecida como corrente de carga fria. Uma das maneiras de evitar atuações indevidas pela corrente de carga fria é ativando a função *cold load pick up*, cuja finalidade é bloquear as curvas rápidas e instantâneas, evitando assim a abertura indevida do religador por correntes transitórias de alta magnitude (CEMIG, 2017).

4.6 Dispositivos de proteção contra sobrecorrente

O sistema de distribuição de energia elétrica é constituído por diversos equipamentos tal como, relés, religadores, seccionalizadores, chave fusível, entre outros. Dentre os equipamentos citados será apresentado com maior nível de detalhamento o religador microprocessado e suas aplicações.

4.6.1 Religador

O religador é um equipamento autocontrolado amplamente utilizado em sistemas aéreos de distribuição primária de energia elétrica, cuja finalidade é suportar, interromper e religar automaticamente um circuito de corrente alternada, podendo ter uma sequência programada de aberturas, fechamentos e bloqueios. Dentre suas classificações se destaca a sua operação e suas manobras sob carga, a comunicação com outros religadores via telecomando e circuito de disparo via sensores eletrônicos, também chamado de atuador magnético (CAMPOS PARADELO, 2006).

Em redes de distribuições aéreas, a maioria dos defeitos, são de natureza temporária, como queda de galhos de arvores na rede, queda de postes, contato de animais com a rede dentre outros. Esses eventos podem resultar em curtos-circuitos entre fases (CAMPOS PARADELO, 2006).

Devido às suas características operacionais, o religador desempenha um papel essencial na proteção de circuitos aéreos em redes de distribuição. Em face de um defeito momentâneo, ele evita o desligamento permanente do alimentador, assegurando a continuidade do fornecimento.

Dentre as filosofias de proteção existem duas principais para a seleção dos ajustes dos equipamentos de proteção, dependendo do objetivo desejado. Essas duas filosofias são conhecidas como “salva fusível” e queima fusível (CPFL, 2016).

A filosofia “salva fusível” tem como objetivo proteger os fusíveis, evitando a sua queima desnecessária, nessa abordagem é empregada uma curva rápida que atua antes da curva do elo fusível do ponto de defeito sendo assim uma proteção coordenada.

A filosofia “queima fusível” tem por objetivo ser mais seletiva, deixando o elo fusível queimar para defeitos transitórios e prementes.

4.6.1.1 Classificação do religador

O religador quanto ao seu número de fases:

- Monofásicos: é aplicado a circuitos monofásicos, ou seja, sua aplicação é predominantemente em zonas rurais.
- Trifásicos: é aplicado predominantemente em zonas urbanas onde a distribuição é feita a três fios, sua operação é sempre dada de maneira trifásica, ou seja, na ocorrência de uma falta de natureza monofásica, sua abertura é feita de maneira trifásica.

4.6.1.2 Controle do religador

O Controle de um religador pode ser hidráulico, eletrônico ou microprocessado, O presente trabalho aborda somente o controle microprocessado para fins de aplicação. Os religadores dotados desse controle, possuem a sua parte física composta por um microprocessador, memória e componentes eletrônicos que constituem o *hardware* (CAMPOS PARADELO, 2006). O *software* corresponde a programação dos ajustes definidos para a

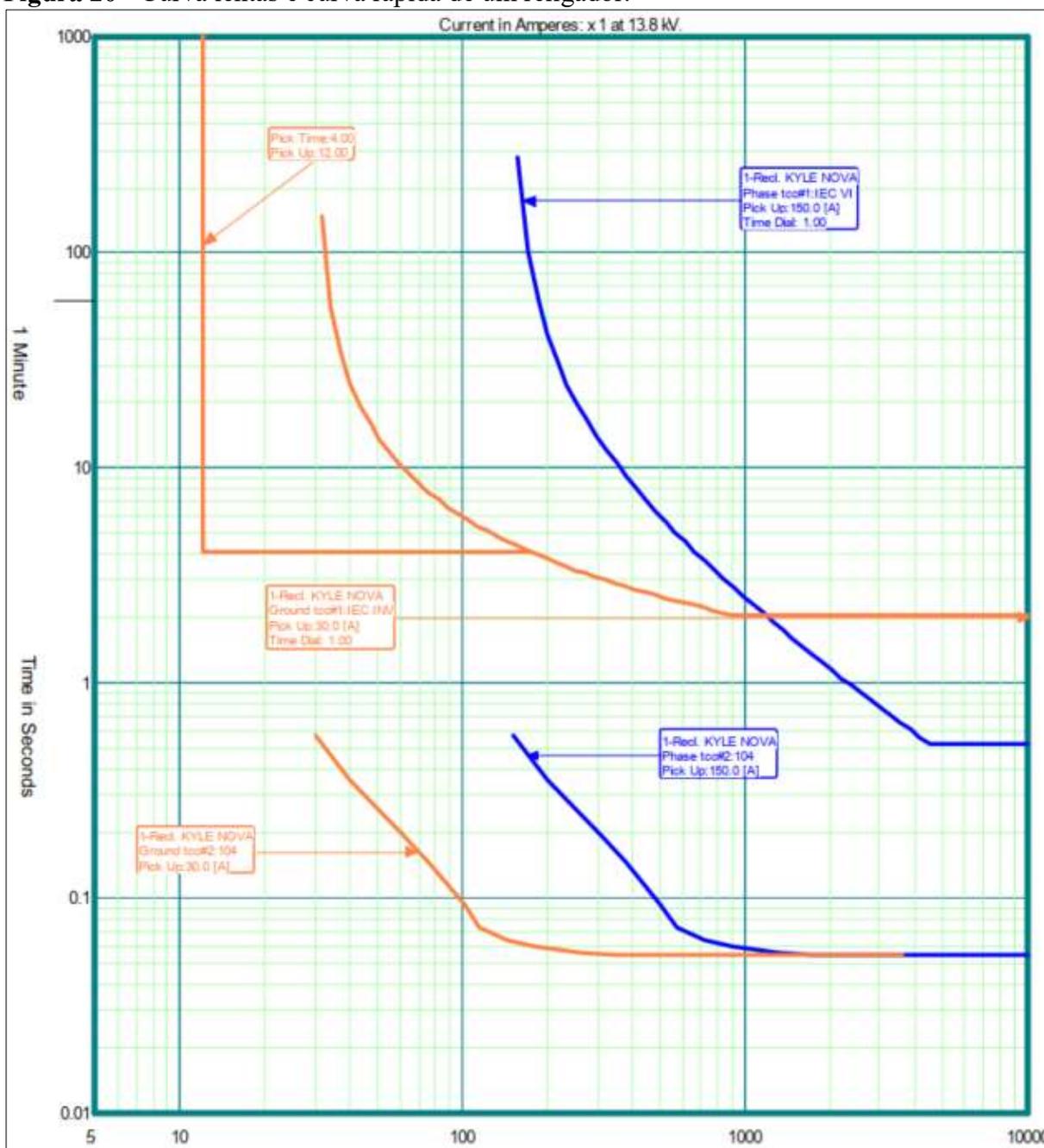
operação do equipamento. Os religadores contemplam um vasto número de funções de proteção, medição e controle. Como todo IED, o seu controle possui registro de eventos através de oscilografias que possibilita ao departamento de operação a compreender a natureza do fenômeno ocorrido.

4.6.1.3 Características operacionais

As funções de sobrecorrente dos religadores de distribuição são ajustadas de acordo com as famílias de curvas. Tradicionalmente, os religadores oferecem uma ampla seleção de curvas, sendo as mais comumente utilizadas as famílias de curvas definidas nas normas (IEC 60.255) e (ANSI C37.112), além das curvas tradicionais de Kyle.

Cada religador opera com uma sequência de operações escolhida, e em cada operação, o equipamento pode ser configurado para operar com uma curva específica. Essa possibilidade pode variar de fabricante para fabricante (CPFL, 2016). Normalmente, curvas de atuação rápida são escolhidas para as primeiras operações, conhecidas como curvas rápidas, enquanto curvas com tempo de atuação mais longos são selecionadas para a sequência de operação subsequentes, chamadas de curvas lentas, conforme é apresentado na Figura 20. As curvas rápidas são utilizadas em religadores para evitar que faltas de natureza transitória causem a queima dos elos fusíveis. É importante salientar que as curvas de operação rápida e lenta possuem o mesmo valor de *pick-up* de corrente.

Figura 20 - Curva lentas e curva rápida de um religador.



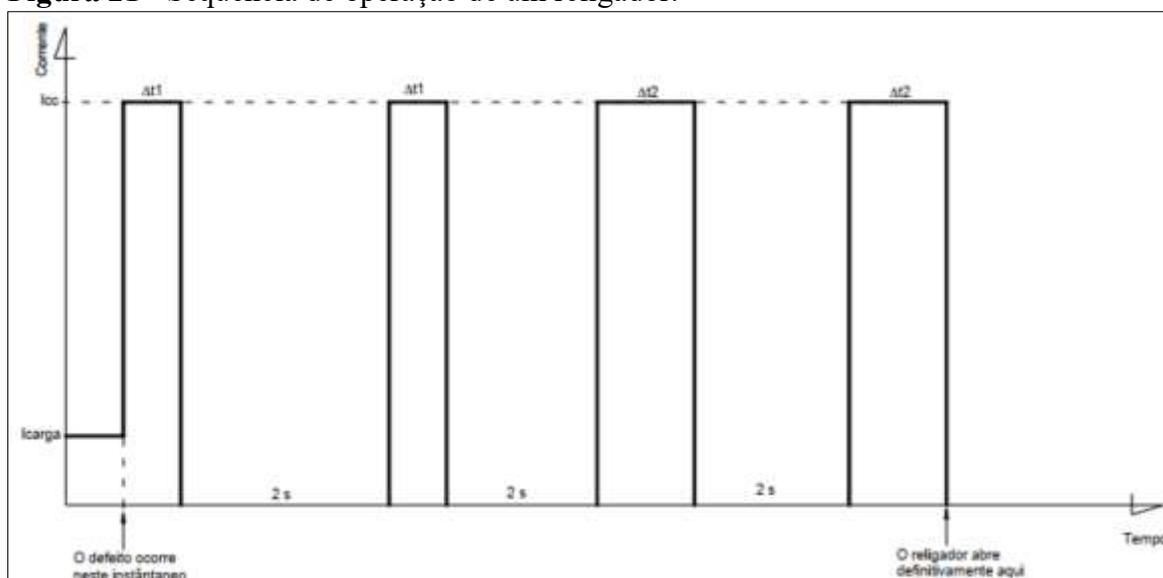
Fonte: CPFL (2016).

Quando o religador é submetido a uma corrente que é capaz de sensibiliza-lo, inicia-se a contagem de tempo de acordo com a natureza da curva selecionada para determinado estágio de atuação. Caso a falta não tenha sido isolada, o religador entra em operação abrindo o circuito (CPFL, 2016). Em seguida o religador realiza uma contagem de tempo para religamento, após essa contagem, o religador fecha os contatos novamente (CPFL, 2016). Após o seu fechamento, o religador reinicia a contagem de tempo, conhecida como tempo de rearme, para que ele retorne ao seu estado inicial de operação (CPFL, 2016).

No entanto, se a corrente de defeito ainda estiver presente no alimentador, o religador entrará em operação novamente, seguindo sua parametrização. Após esgotar todas as tentativas de religamento do circuito, o religador permanecerá aberto e bloqueado, exigindo a intervenção de uma equipe de campo para localização do ponto de falha e correção do defeito.

Tudo isso pode ser ilustrado na Figura 21. É importante destacar que os religadores se comunicam entre si e para manter a coordenação dos seus estágios quando um religador a jusante está em operação o religador a montante deve acompanhar sua dinâmica conforme os estágios e mudanças relativo as curvas.

Figura 21 - Sequência de operação de um religador.



Fonte: CPFL (2016).

4.7 Função de sobrecorrente

A função de sobrecorrente tem como objetivo detectar correntes acima de limites estabelecidos e isolar o sistema sob falta. Essa função é especialmente útil para identificar condições de curto-circuito nas redes de distribuição, condição essa que a corrente de fase é muito maior que a corrente de carga do sistema.

As funções de sobrecorrente são as funções ANSI (50 e 51) que monitoram as faltas que envolvem as fases do alimentador, assim como (50N, 51N) que tem por finalidade monitorar as faltas que envolvem a terra e por fim as funções ANSI (50Q e 51Q) tem por objetivo ser a proteção principal para faltas fase-fase, assim como identificar desbalanços de sequência negativa no sistema.

4.7.1 Características de tempo das funções de sobrecorrente

As curvas tempo inverso e tempo definido são usadas para representar as características dos relés de sobrecorrente. Essas curvas, são aplicadas para proteger todos os equipamentos do sistema elétrico, portanto sua aplicação é distinta para cada equipamento. Em alimentadores de distribuição um dos fatores que mostra qual a melhor curva a ser empregada é a impedância entre dois dispositivos de proteção IED (MARDEGAN, 2012).

Existem famílias e tipos de curva, os tipos de curvas que possuem maior aplicação na proteção de alimentadores são as curvas inversa, normal inversa, muito inversa e extremamente inversa.

Cada curva possui um aspecto singular quando comparadas uma com as outras:

4.7.1.1 Curva inversa

Apresenta uma resposta mais rápida para altas correntes e uma resposta mais lenta para correntes de baixa magnitude.

4.7.1.2 Curva normal inversa

Similar à curva inversa, mas com uma resposta ainda mais rápida para altas correntes e uma resposta um pouco mais lenta para correntes de baixa magnitude.

4.7.1.3 Curva muito inversa

Possui uma resposta mais lenta para altas correntes e uma resposta mais rápida para correntes mais baixa magnitude.

4.7.1.4 Curva extremamente inversa

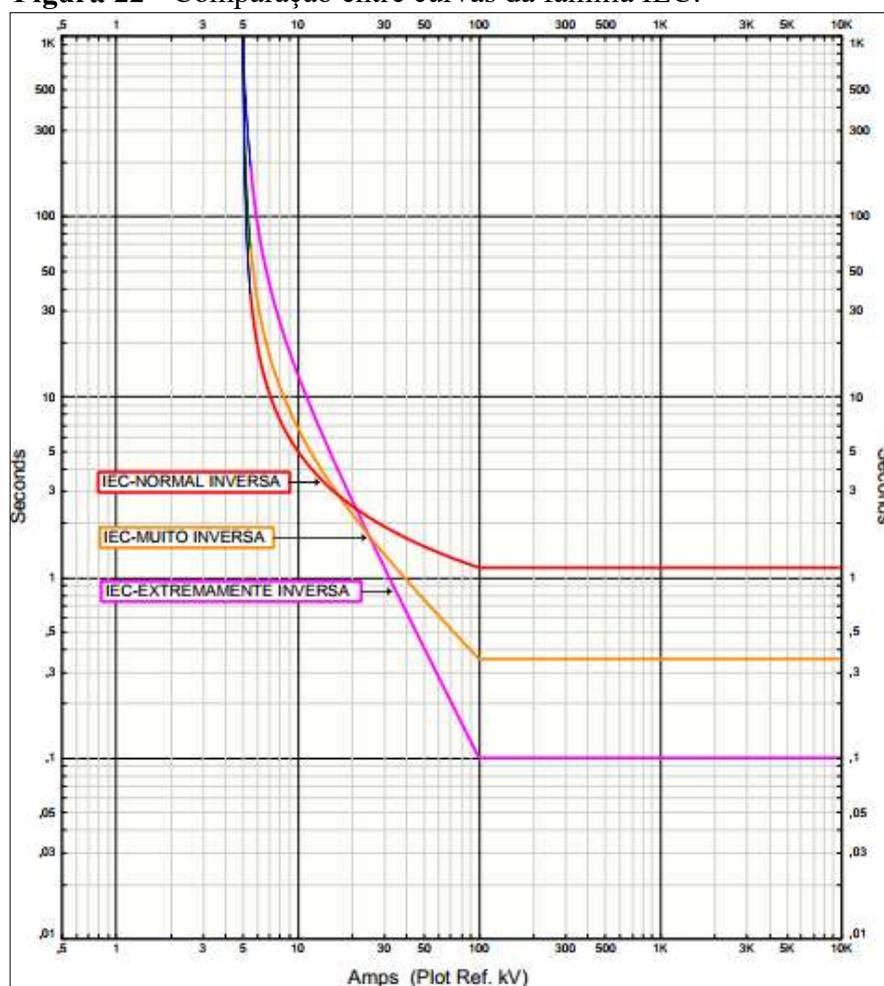
Caracteriza-se por uma resposta ainda mais lenta para altas correntes e uma resposta ainda mais rápida para correntes mais baixas.

4.7.1.5 Curva de tempo definido

Caracteriza-se por estabelecer um tempo fixo de atuação para um dispositivo de proteção em resposta a uma corrente de falta, ou seja, para um determinado *pick-up* o tempo de atuação do IED é o mesmo, até o próximo estágio de curva, quando existir.

A Figura 22 apresenta o tempo de resposta das curvas da família (IEC 60255) para uma condição de mesma corrente de *pick-up* e dial de tempo.

Figura 22 - Comparação entre curvas da família IEC.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

As principais curvas de tempo inverso da família (IEC 60255) conforme apresentado na Figura 22 possuem o respectivo equacionamento.

$$t = \frac{0.14}{I^{0.02} - 1} * DT \text{ (Normal Inversa)} \quad (68)$$

$$t = \frac{13.5}{I - 1} * DT \text{ (Muito Inversa)} \quad (69)$$

$$t = \frac{80}{I^2 - 1} * DT \text{ (Extremamente Inversa)} \quad (70)$$

Sendo:

$$I = \frac{I_n}{I_{ajuste}}$$

$DT =$ ajuste do multiplicador dos tempos (*dial de tempo*)

$t =$ tempo de atuação do relé (*s*)

$I_n =$ Corrente circulante (*A*)

$I_{ajuste} =$ Corrente de Pick – up de um IED (*A*)

Sendo o dial de tempo um recurso que permite ajustar o tempo de atuação da curva de proteção de sobrecorrente em dispositivos de proteção.

Existe inúmeras famílias de curvas como por exemplo a família de curvas (IEEE Std C37.112), (ANSI C37.90). Para este trabalho será utilizada somente a família (IEC 60255).

4.8 Seletividade, coordenação e seletividade e coordenação entre os equipamentos de proteção

O objetivo principal de um estudo de coordenação e seletividade da proteção em um sistema de potência é garantir que, em caso de falta ou qualquer condição anormal, apenas o dispositivo de proteção mais próximo da falta atue, isolando a menor parte do circuito afetado. Isso visa proteger a integridade dos demais componentes. O conceito de zonas de proteção está diretamente associado aos conceitos anteriores pois para cada zona um determinado equipamento de proteção deverá ser capaz de monitorar e proteger de maneira eficiente em condições de falta.

4.8.1 Seletividade

A seletividade é a capacidade do equipamento de proteção mais próximo do ponto de falta antecipar, sempre, a atuação do equipamento de retaguarda, independente da natureza da falta ser de natureza temporária ou permanente (CEMIG, 2017). O conceito de seletividade está associado ao tipo de proteção que também está associada ao equipamento protetor. Dentre esses tipos de proteção pode-se destacar a proteção principal, cuja responsabilidade é proteger exclusivamente sua zona de proteção ou equipamento. Existe também a proteção de retaguarda local no próprio elemento protetor cuja sua finalidade é promover uma outra forma de isolar o defeito e pôr fim a proteção de retaguarda remota, que é sensível ao defeito mais está localizada em outro ponto do circuito, sendo assim outro equipamento protetor independente.

O que vem a classificar os tipos de proteção empregada a um sistema são as suas zonas de proteção que são classificadas como zona de proteção aberta e zona de proteção fechada, seu trecho de responsabilidade e abrangência é convencionalmente definida por dispositivos de interrupção, para essa aplicação os religadores.

4.8.1.1 Seletividade amperimétrica

A seletividade amperimétrica é utilizada quando existe uma distância elétrica muito alta entre os pontos em que se está fazendo almejando seletividade (MARDEGAN, 2012). Nessa aplicação de conceito a corrente vista pelo dispositivo de proteção a montante é maior se comparado ao equipamento a jusante, esse tipo de seletividade é normalmente empregado em alimentadores de distribuição.

4.8.1.2 Seletividade cronológica

A Seletividade cronológica é utilizada quando não se tem uma distância elétrica considerável entre os pontos em que se está fazendo seletividade, de modo a garantir que os elementos sejam seletivos e coordenados adiciona tempo nos elementos mais a montante (MARDEGAN, 2012).

4.8.1.3 Seletividade lógica

A Seletividade lógica tem sua aplicação por meio de IED (*Intelligent Electronic Device*) em sistemas com baixa diferença de impedância entre os dispositivos de proteção, ou seja, esse recurso possibilita que o equipamento mais próximo da falta elimine num período de tempo bem pequeno, normalmente entre 50 a 100ms.

4.8.2 Coordenação

Ato ou efeito de organizar dois ou mais equipamentos de proteção em série, seguindo uma ordem específica, a fim de atuarem em uma sequência de operação pré-determinada. Isso permite o restabelecimento automático para faltas momentâneas e a seletividade para faltas permanentes.

4.8.3 Coordenação e seletividade da proteção em alimentadores

Para as filosofias de proteção de alimentadores é necessário estabelecer uma coordenação entre os equipamentos com religamentos automáticos e outros dispositivos de proteção, seguindo uma sequência de operação pré-estabelecida (CPFL, 2016).

A coordenação tem como objetivo evitar que faltas momentâneas acionem dispositivos de proteção sem religamento automático e garantir que, em caso de falta permanentes, apenas uma parte mínima da rede seja desligada (CPFL, 2016). Por outro lado, a seletividade visa garantir que o equipamento de proteção mais próximo ao ponto de falta atue, independente da natureza momentânea ou permanente da falta (CPFL, 2016).

A obtenção da coordenação ou seletividade entre os equipamentos de proteção deve ser feita dentro da faixa de corrente comum a esses equipamentos. No caso de defeitos à terra, é recomendado considerar a corrente calculada levando em conta uma resistência de 40 Ω .

4.8.3.1 Coordenação e seletividade religador – religador

Entre dois religadores instalados em série, pode haver coordenação ou seletividade. Haverá coordenação quando dois religadores em série operem simultaneamente na curva instantânea, mas não na curva temporizada. Neste sentido, os dois religadores trabalham juntos para realizar uma proteção rápida no caso de uma falta (CPFL, 2016).

Por outro lado, haverá seletividade quando o religador protegido, que está mais próximo da subestação, tiver tempos de atuação maiores que o religador protetor. Isso ocorre quando a sequência de coordenação é ativada, permitindo que o religador protetor atue primeiro e o religador protegido acompanhe essa sequência de operações (CPFL, 2016).

Para garantir a coordenação ou seletividade adequada entre religadores, é necessário seguir algumas diretrizes. As curvas do equipamento protegido deve ser 12 ciclos (200ms) mais lenta do que as curvas do equipamento protetor, multiplicadas por 1,1 e reduzidas por 0,9. Além disso, os valores de *pick-ups* do equipamento protetor devem ser iguais ou menores do que os *pick-ups* do equipamento protegido (CPFL, 2016).

Em geral, com base na experiência das empresas, um tempo de *300ms* é considerado adequado, principalmente para as correntes mais altas, que geralmente são o pior cenário em termos de proteção. Seguindo essas diretrizes apontadas, ajuda a garantir a confiabilidade e a eficiência do sistema de proteção entre religadores.

4.9 Metodologia para coordenação entre os elementos 51Q e 50Q

Neste tópico será abordada a filosofia para implementação das funções ANSI 51Q e 50Q de acordo com Elneweihi e colaboradores (1997). O Artigo traz uma abordagem prática para a implementação das funções dos elementos de sequência e sua conciliação com as outras funções de proteção em alimentadore.

As principais funções de proteção em alimentadores de distribuição de energia são as funções de sobrecorrente e religamento, ou seja, as funções ANSI 50, 51, 50N, 51N, 50GS, 51GS, 79 dentre outras funções quando necessário e também funções de controle implementadas através de lógica.

A implementação das funções ANSI 50Q e 51Q traz para a proteção um ganho expressivo em questão de sensibilidade e rapidez, por se tratar de um componente que não

responde a corrente de carga, o seu ajuste é concebido em função do ajuste de fase (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997).

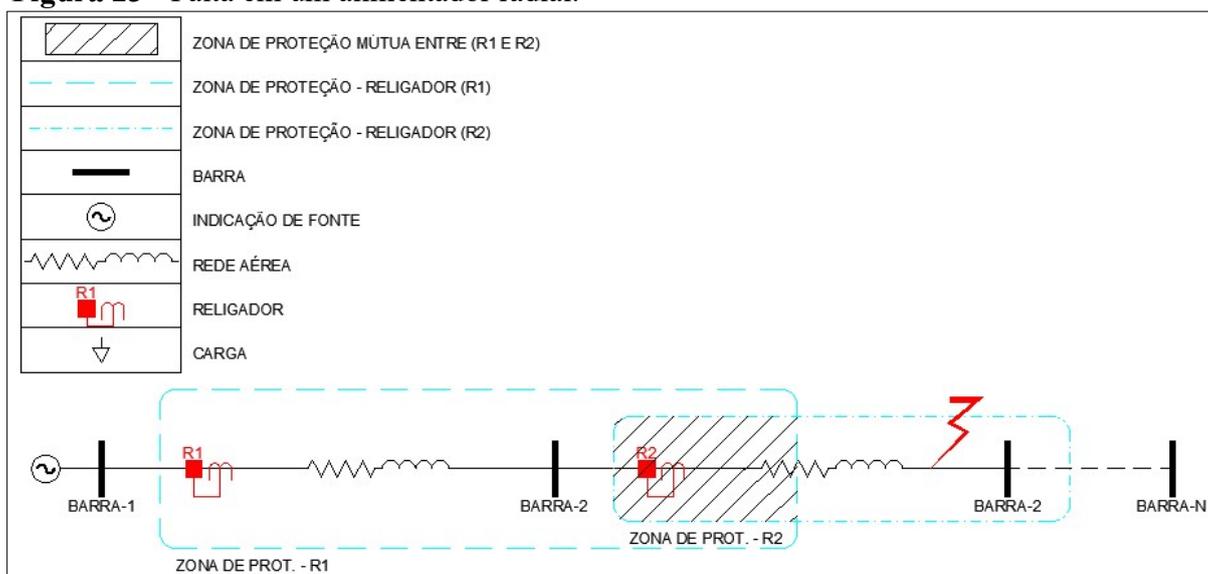
4.9.1 Premissas de projeto para implementação dos componentes de sequência

Para implementação dos ajustes dos componentes de sequência, segue o passo-a-passo proposto por Elneweihi e colaboradores (1997).

- Iniciar com o elemento mais a jusante do trecho do alimentador;
- Se o ajuste convencional já estiver implementado identifica-lo e propor a coordenação com o elemento de fase, dentro da sua zona de proteção e referente ao defeito que o sensibilize;
- Considerar para efeito de cálculo que o elemento de sequência negativa seja obtido através de um equivalente de fase, ou seja, ele será derivado de uma função tradicional de fase;
- Manter as mesmas características: família de curva, tipo de curva, dial;
- Multiplicar o equivalente por fase por $\sqrt{3}$, esse valor será o ajuste no domínio das componentes de sequência;
- Definir o próximo componente a montante conforme o mesmo raciocínio, ou seja, obter através do componente de fase e coordenar com os elementos a montante e a jusante.

A Figura 23 demonstra a inserção de uma falta fase-fase dentro da zona de proteção do religador R2, e seguindo o passo-a-passo de começar com o elemento mais a jusante, será adotado os seguintes critérios para seu dimensionamento.

Figura 23 - Falta em um alimentador radial.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

A corrente de ajuste da Função ANSI 51 do religador R2 é obtido através da seguinte premissa, não deve atuar para a máxima corrente de carga do alimentador, ela será chamada em termo literal de $I_{(Pick-up\ 51)}$.

Após isso é preciso obter a corrente de ajuste no domínio da sequência $I_{(Pick-up\ 51Q)}$ em função da corrente de fase $I_{(Pick-up\ 51)}$, através de um equivalente de fase, ou seja, basta multiplicar $I_{(Pick-up\ 51)}$ por um múltiplo $0 < M \leq 1$. Portanto $I_{(Pick-up\ 51Eq)} = M * I_{(Pick-up\ 51)}$.

Por fim, é preciso demonstrar e transformar esse elemento em uma componente de sequência, tendo em vista que os IED's são ajustados em termos de corrente de sequência, logo $I_{(Pick-up\ 51Q)} = \sqrt{3} * I_{(Pick-up\ 51Eq)}$.

De forma literal o coordenograma conforme a técnica proposta deverá ser esboçada conforme

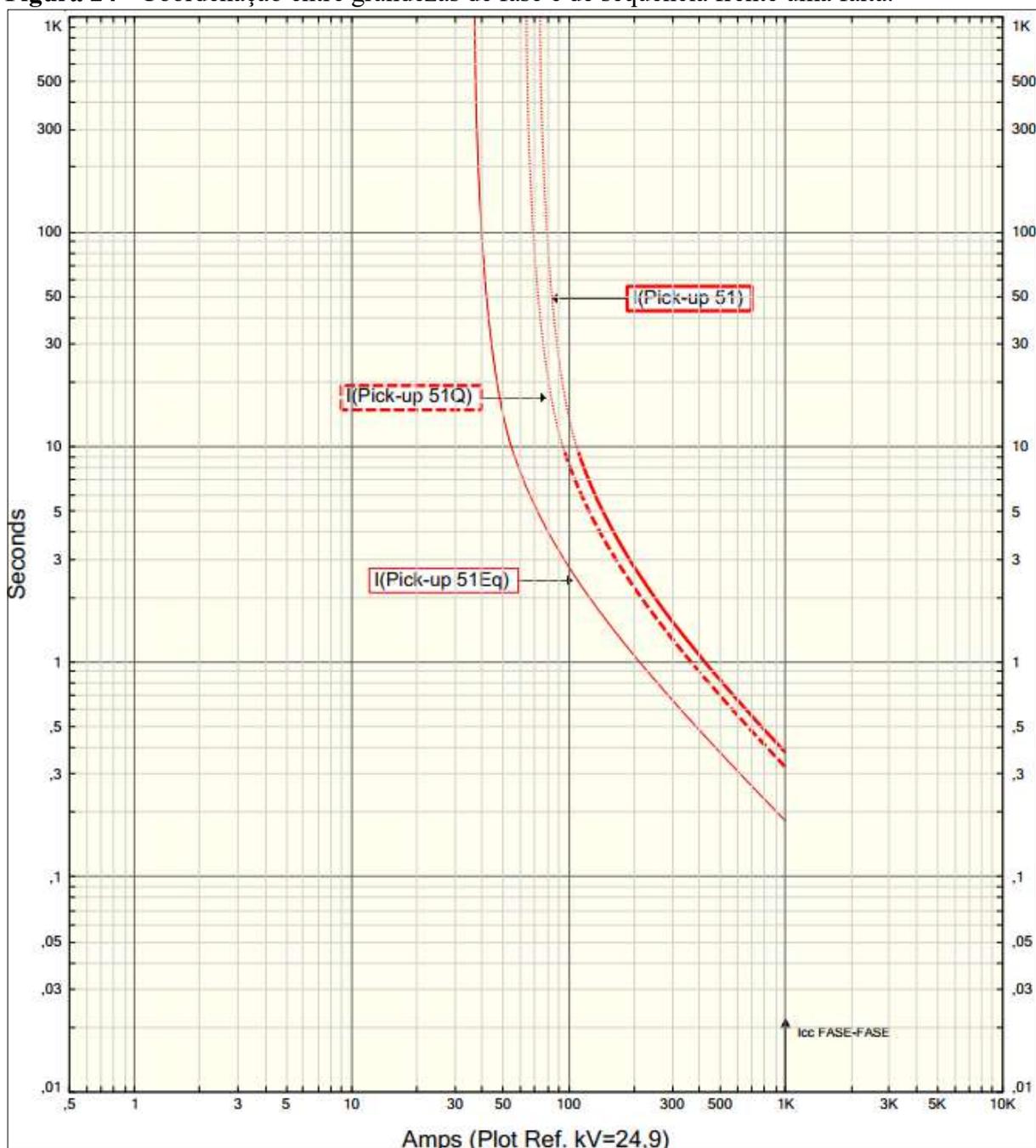
$$I_{(Pick-up\ 51)} = \text{Corrente de Pick - up do elemento convencional de fase 51}$$

$$I_{(Pick-up\ 51Eq)} = \text{Corrente de Pick - up equivalente no domínio da fase}$$

$$I_{(Pick-up\ 51Q)} = \text{Corrente de Pick - up do elemento de sequência 51Q}$$

$$M = \text{Múltiplo para obtenção do equivalente fase}$$

Figura 24 - Coordenação entre grandezas de fase e de sequência frente uma falta.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Contudo, é imprescindível salientar que $I_{(pick-51Q)}$ está no domínio da sequência e que $I_{(pick-up 51)}$ e $I_{(pick-up 51Eq)}$ ambas estão no domínio da fase.

A concepção do ajuste de fase em um alimentador visa protegê-lo contra sobrecorrentes e curtos-circuitos decorrentes de defeitos entre fases e também para evitar seu acionamento indevido durante um possível religamento. É sabido que, ao religar o sistema, ocorrem dois fenômenos: o Inrush e a corrente de carga fria, os quais foram explorados no item 4.5.2.

A aplicação dos elementos de sequência em alimentadores possui uma condição inicial, pois é sabido que, em condições normais de operação, o sistema conta somente com a componente de sequência positiva, conforme idealmente apresentado em 4.1.2. Portanto, o primeiro passo é conceber os ajustes de fase. Posteriormente, é necessário mitigar os desequilíbrios resultantes das cargas monofásicas no sistema por meio do múltiplo M. Seu limite inferior visa calibrar o ajuste de modo a evitar atuações indevidas devido aos desequilíbrios normais do sistema, enquanto o limite superior determina a sensibilidade necessária para a coordenação com os elementos de fase, tornando-os mutuamente coordenáveis.

Contudo os elementos de sequência são na verdade uma espécie de proteção exclusiva para defeitos desequilibrados, respondendo somente pelo teor de componente de sequência negativa no sistema.

5. MODELO BASEADO NA REDE DE 34 BARRAS DO IEEE E MEMORIAL DE CÁLCULO PARA AJUSTES

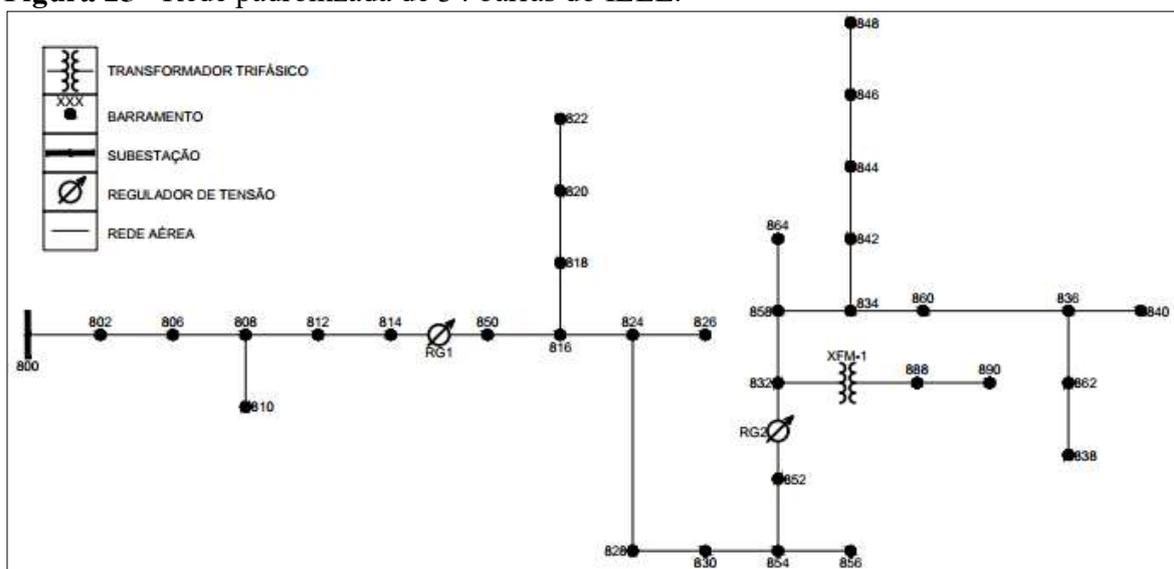
5.1 A rede padronizada IEEE de 34 nós

Neste trabalho, com o objetivo de modelar um alimentador em um ambiente computacional, foi utilizado como ponto de partida a rede de distribuição composta por 34 barras, conforme a padronização estabelecida pelo modelo IEEE *34-Node Test Feeder*. A representação original dessa rede está apresentada na Figura 25, onde cada ponto denota uma barra identificada por um respectivo número. Os círculos atravessados por setas indicam os reguladores de tensão ao longo do alimentador. Criada pela IEEE em 1991, essa rede serve como referência para avaliação de resultados proveniente de diversos programas computacionais voltados para a análise de redes de distribuição, que começaram a emergir nesse período (RODRIGUES, 2017).

O Sistema original possui frequência de 60 Hz, nível de tensão de distribuição em 24,9kV as características e dentre outras características listadas:

- i. Cargas de potência constante, concentradas em algumas barras e distribuídas ao longo das linhas, todas com ligação em estrela;
- ii. Linhas de distribuição aéreas, com circuitos trifásicos e monofásicos;
- iii. Reguladores de tensão monofásicos ao longo do circuito;
- iv. Banco de capacitores trifásicos localizados nas barras 844 e 848;
- v. Potência de curto-circuito do sistema elétrico que alimenta essa rede de 4000 MVA com ângulo de 85° graus na barra de 69 kV;
- vi. Transformador de potência 69-24,9 kV 2,5 MVA delta-estrela aterrada, cuja baixa tensão está ligada à barra 800;
- vii. Transformador de potência entre as barras 832 e 888 de relação 24,9/4,16 kV.

Figura 25 - Rede padronizada de 34 barras do IEEE.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.1.1 Configuração das linhas aéreas do modelo IEEE 34-Node Test Feeder

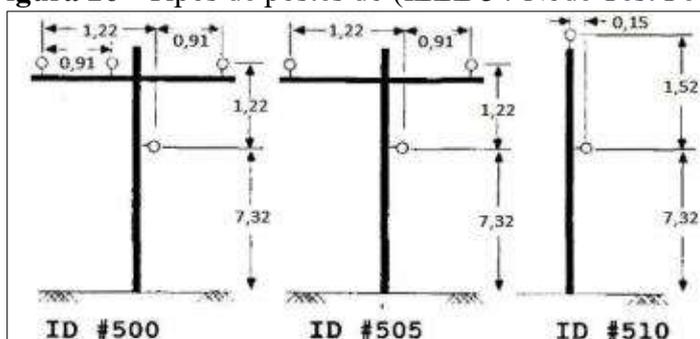
O modelo IEEE 34-Node Test Feeder possui três condutores distintos e duas configurações de posteamento, conforme Tabela 1 e Figura 26 que ilustra os tipos de postes de distribuição.

Tabela 1 - Configuração das linhas de distribuição da rede de 34 barras do IEEE

Tipo de Configuração	Condutores presentes	Tipo de condutor fase (ACSR)	Tipo de condutor neutro (ACSR)	Tipo de poste de distribuição
300	BACN	1/0	1/0	500
301	BACN	#2 6/1	#2 6/1	500
302	AN	#4 6/1	#4 6/1	510
303	BN	#4 6/1	#4 6/1	510
304	BN	#2 6/1	#2 6/1	510

Fonte: Kersting (2001).

Figura 26 - Tipos de postes do (IEEE 34-Node Test Feeder)



Fonte: Kersting (2001)

5.1.2 Características das linhas de distribuição do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.

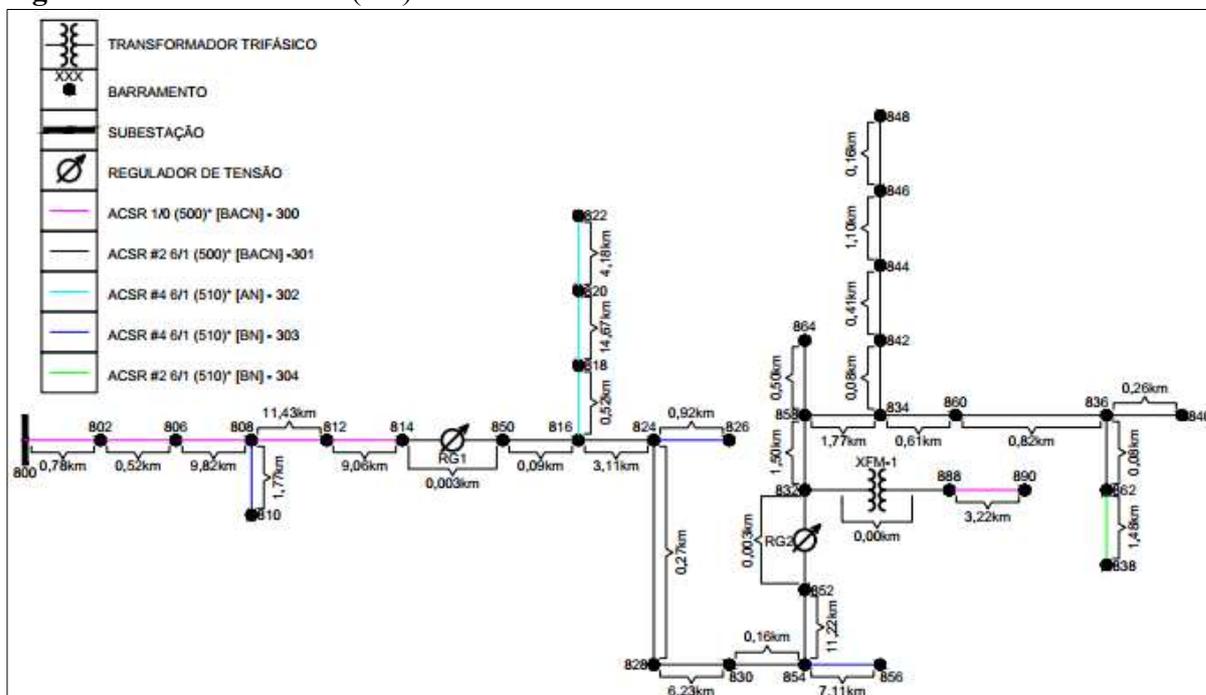
Tabela 2 - Valor dos comprimentos entre barras da rede de 34 barras do IEEE

Barra (A)	Barra (B)	Comprimento em (km)	Tipo de configuração
800	802	0,78	300
802	806	0,53	300
806	808	9,82	300
808	810	1,77	303
808	812	11,43	300
812	814	9,06	300
814	850	0,003	301
816	818	0,52	302
816	824	3,11	301
818	820	14,67	302
820	822	4,18	302
824	826	0,92	303
824	828	0,25	301
828	830	6,23	301
830	854	0,16	301
832	858	1,49	301
832	888	0	-
834	860	0,61	301
834	842	0,08	301
836	840	0,26	301
836	862	0,08	301
842	844	0,411	301
844	846	1,11	301
846	848	0,16	301
850	816	0,09	301
852	832	0,003	301
854	856	7,11	303
854	852	11,22	301
858	864	0,49	302
858	834	1,77	301
860	836	0,81	301
862	838	1,48	304
888	890	3,21	300

Fonte: Adaptado de Kersting (2001).

A Figura 27 representa o modelo IEEE 34-Node Test Feeder com todas as distâncias entre as respectivas barras.

Figura 27 - Distâncias em (km) do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.1.3 Valores de potência das cargas concentradas, distribuídas, banco de capacitores e transformadores de potência conforme do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.

Tabela 3 - Valores de potência das cargas concentradas da rede de 34 barras do IEEE.

Barra	Modelo de Carga	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
860	Y- PQ (cte)	20	16	20	16	20	16
840	Y- I (cte)	9	7	9	7	9	7
844	Y- Z (cte)	135	105	135	105	135	105
848	D- PQ (cte)	20	16	20	16	20	16
890	D- I (cte)	150	75	150	75	150	75
830	D- Z (cte)	10	5	10	5	25	10
TOTAL	-	344	224	344	224	359	229

Fonte: Kersting (2001)

Tabela 4 - Valores de potência das cargas distribuídas da rede de 34 barras do IEEE.

Barra (A)	Barra (B)	Modelo de Carga	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y- PQ (cte)	0	0	30	15	25	14
808	810	Y- I (cte)	0	0	16	8	0	0
818	820	Y- Z (cte)	34	17	0	0	0	0
820	822	Y- PQ (cte)	135	70	0	0	0	0
816	824	D- I (cte)	0	0	5	2	0	0
824	826	Y- I (cte)	0	0	40	20	0	0
824	828	Y- PQ (cte)	0	0	0	0	4	2
828	830	Y- PQ (cte)	7	3	0	0	0	0
854	856	Y- PQ (cte)	0	0	4	2	0	0
832	858	D- Z (cte)	7	3	2	1	6	3
858	864	Y- PQ (cte)	2	1	0	0	0	0
858	834	D- PQ (cte)	4	2	15	8	13	7
834	860	D- Z (cte)	16	8	20	10	110	55
860	836	D- PQ (cte)	30	15	10	6	42	22
836	840	D- I (cte)	18	9	22	11	0	0
862	838	Y- PQ (cte)	0	0	28	14	0	0
842	844	Y- PQ (cte)	9	5	0	0	0	0
844	846	Y- PQ (cte)	0	0	25	12	20	11
846	848	Y- PQ (cte)	0	0	23	11	0	0
TOTAL	-	-	262	133	240	120	220	114

Fonte: Kersting (2001)

Tabela 5 - Potência dos bancos de capacitores da rede de 34 barras do IEEE.

Barra	Ph-1 kVAr	Ph-2 kVAr	Ph-3 kVAr
844 (BC1)	100	100	100
848 (BC2)	150	150	150
TOTAL	250	250	250

Fonte: Kersting (2001)

Tabela 6 - Valores dos parâmetros dos transformadores da rede de 34 barras do IEEE.

-	kVA	kV - Alta	kV - Baixa	R%	X%
Subestação	2500	69 - D	24,9 – Gr. W	1	8
XFM-1	500	24,9 – Gr. W	4,16 – Gr. W	1,9	4,08

Fonte: Kersting (2001)

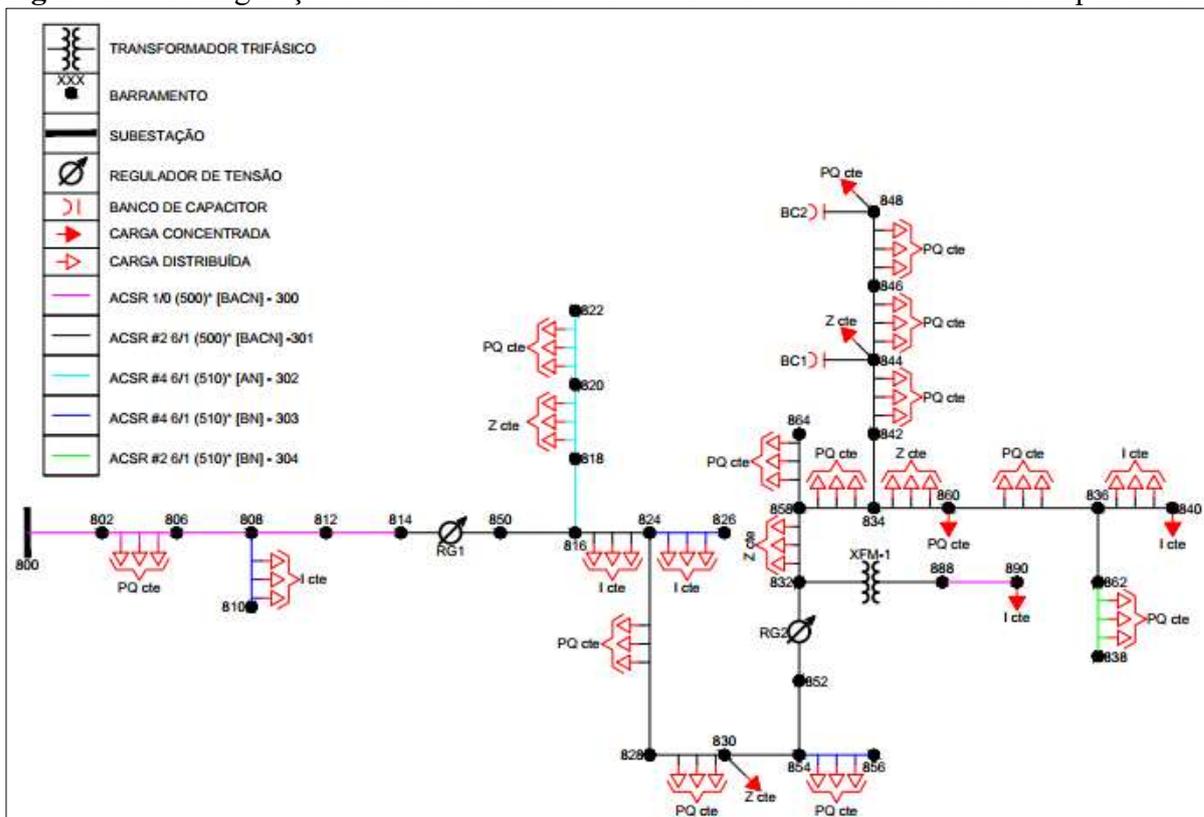
Tabela 7 - Valores dos parâmetros dos reguladores RG1 e RG2 da rede de 34 barras do IEEE.

ID Regulador 1			
Segmento de Linha	814 - 850	-	-
Localização	814	-	-
Fases	A - B -C	-	-
Conexão	3-Ph,LG	-	-
Monitoramento de fase	A-B-C	-	-
Largura de Banda	2.0 volts	-	-
PT Razão	120	-	-
Classificação Primária de CT	100	-	-
Configurações do Compensador	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R	2,7	2,7	2,7
X	1,6	1,6	1,6
Nível de tensão	122	122	122
ID Regulador 2			
Segmento de Linha	852 - 832	-	-
Localização	852	-	-
Fases	A - B -C	-	-
Conexão	3-Ph,LG	-	-
Monitoramento de fase	A-B-C	-	-
Largura de Banda	2.0 volts	-	-
PT Razão	120	-	-
Classificação Primária de CT	100	-	-
Configurações do Compensador	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R	2,5	2,5	2,5
X	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão	124	124	124

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

A Figura 28 tem por finalidade apresentar como é montada a topologia da rede.

Figura 28 - Configuração do modelo IEEE 34-Node Test Feeder com todos os componentes.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.2 Modelagem do IEEE 34-Node Test Feeder no Software ETAP 19.0.1

O software ETAP 19.0.1 foi escolhido para a modelagem IEEE 34-Node Test Feeder por integrar todas as etapas, desde a modelagem até os resultados gráficos. Foram utilizados os seguintes ambientes: *Edit*, *Unbalanced Load Flow*, *Short-Circuit Run 3-phase*, *LG*, *LL*, *LLG ½ Cycles*, *Star – Protection & Coordination*. Além dos recursos de sistemas como o *One-Line Diagrams*, *System Manager*, *Star Systems*, todos estes recursos citados fazem parte da interface do software.

Após a modelagem do sistema foi utilizada o *Unbalanced Load Flow* para validação e comparação de resultados entre o modelo certificado do IEEE 34-Node Test Feeder e o modelo ETAP.0.1.

5.2.1 Componentes do sistema para modelagem no ETAP.0.1

5.2.1.1 Equivalente Thevenin

O equivalente foi modelado conforme item v da pág 53, levando em consideração uma potência de curto-circuito trifásico de 4.000MVA e potência de curto-circuito fase-terra de 3000MVA (adaptado), sabe-se que o Ângulo é 85° é para o curto-circuito 3-phase, portanto. Através de cálculos por unidade será comprovado a convergência do ETAP 19.0.1 com os dados do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.

$$Z_{(PU)} = \frac{Z_{(ATUAL)}}{Z_{(BASE)}} \quad (71)$$

$$Z_{(ATUAL)} = \frac{V_{(N)}^2}{S_{(CC)}} \quad (72)$$

$$Z_{(BASE)} = \frac{V_{(N)}^2}{S_{(BASE)}} \quad (73)$$

Dividindo a equação 72 pela equação 73, obtém-se:

$$Z_{1(EQ-PU3\phi)} = \frac{S_{(BASE)}}{S_{(CC)}} = \frac{100}{4000} = 0,025 * \angle 85^\circ pu \quad (74)$$

$$\left(\frac{X}{R}\right) = \tan 85^\circ = 11,43 \quad (75)$$

Contudo, para futuras análises será necessário reescrever a Equação 74 em seu formato retangular, conforme Equação 77.

$$Z_{1(EQ-PU3\phi)} = 0,025 * e^{j85^\circ} = 0,025[\cos(85^\circ) + j \sin(85^\circ)] \quad (76)$$

$$Z_{1(EQ-PU3\phi)} = 0,00217 + j0,0249 pu \quad (76)$$

Para a obtenção dos valores de sequência zero, será empregada a Equação 77.

$$Z_{0(EQ1\phi-terra)} = \frac{3 \times E * \angle 0^\circ}{I_{CCpu} * \angle -\varphi^\circ} - 2 * Z_{1(EQ-PU3\phi)} \quad (77)$$

$$I_{(BASE)} = \frac{100000}{69 * \sqrt{3}} = 836,73A \quad (78)$$

$$I_{(CCpu)} = \frac{25102}{836,73} = 29,87pu \quad (79)$$

$$Z_{0(EQ1\phi-terra)} = \frac{3 \times 1 \angle 0^\circ}{29,87 * \angle -85^\circ} - 2 * 0,025 * \angle 85^\circ \quad (80)$$

$$Z_{0(EQ1\phi-terra)} = 0,1 * \angle 85^\circ - 0,05 * \angle 85^\circ \quad (81)$$

$$Z_{0(EQ1\phi-terra)} = 0,00435 + j0,0498 pu \quad (82)$$

Conforme pode ser observado pelas Equações 76 e 82 o equivalente Thévenin a montante da barra 800, pode ser apresentado pela Tabela , conforme desenvolvimento dos cálculos.

Tabela 8 - Equivalente thévenin calculado no domínio da sequência

(+,-,0)	R	X
Seq (+)	0,00217	0,0249
Seq (-)	0,00217	0,0249
Seq (0)	0,00435	0,0498

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Conforme a Figura 29 é possível observar que os cálculos desenvolvidos convergem conforme a rotina de cálculo apresentada e também ao método utilizado no *software* ETAP 19.0.1.

Figura 29 - Equivalente Thevenin na rotina de cálculo do *software* ETAP.

SC Rating				SC Impedance (100 MVAb)			
	MVA _{sc}	MVA _{sc}	X/R	kAsc	% R	% X	
3-Phase	4000		11,43	33,47	Pos.	0,21789	2,49049
1-Phase	3000	1000	11,43	25,102	Neg.	0,21789	2,49049
	$\sqrt{3}V_l f$	$V_l f$			Zero	0,43578	4,98097

Fonte: ETAP 19.0.1.

5.2.1.2 Transformadores

Os dados dos transformadores conforme modelo IEEE 34-Node Test Feeder apresentado na Tabela 6, resumem-se à sua potência nominal, relação de transformação, grupo de ligação e impedância percentual de sequência positiva. Para a finalidade de um estudo em regime permanente, como fluxo de potência e curto-circuito, esses dados são suficientes para apresentar um resultado satisfatório.

5.2.1.3 Capacitores

Os dados dos capacitores tipo shunt conforme modelo IEEE 34-Node Test Feeder apresentado na Tabela 5, resumem-se à potência nominal do equipamento. Para a finalidade de um estudo em regime permanente, como fluxo de potência e curto-circuito, esses dados são suficientes para apresentar um resultado satisfatório. Os Capacitores na ocorrência de um curto-circuito tendem a ficar com uma tensão maior do que o ponto no qual ocorre o defeito, logo o capacitor descarrega essa energia nos primeiros milissegundos, ou seja, em regime essa fonte não contribui para sustentar um defeito seja ele qual for.

5.2.1.4 Regulador de tensão

Os reguladores de tensão foram retirados da modelagem, uma vez que as análises serão realizadas de forma percentual com base nos cenários desenvolvidos na mesma modelagem. Portanto, essa modificação não terá impactos negativos no seguinte estudo (FRACALOSI, 2021).

5.2.1.5 Linhas de distribuição

As linhas de distribuição do modelo IEEE 34-Node Test Feeder foram modeladas através do bloco (Impedance editor) do *software* ETAP 19.0.1 com os dados fornecidos do modelo IEEE 34-Node Test Feeder, ou seja, para cada impedância entre barras foram considerados o tipo do condutor nú e a geometria do posteamento conforme Figura 26. Por fim, foram equacionadas todas as impedâncias do modelo conforme as matrizes Z e B.

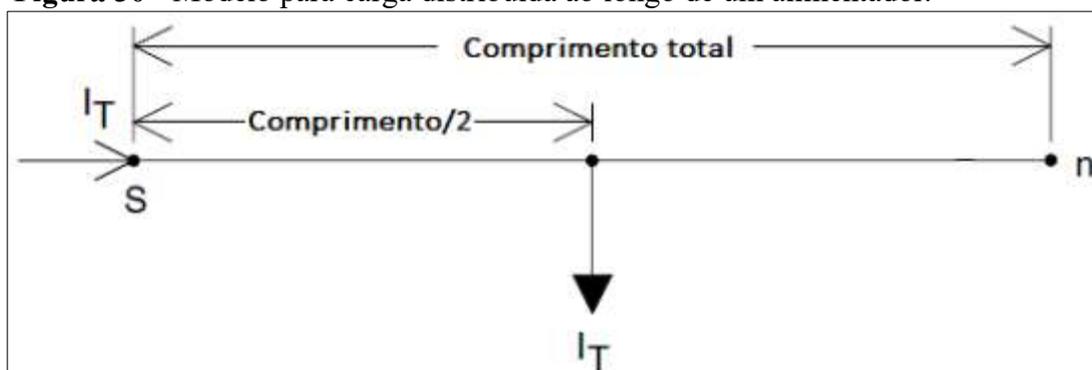
5.2.1.6 Cargas Concentradas

Todas as cargas pontuais têm seu respectivo modelo de carga (potência constante, impedância constante, corrente) tipo definido e são considerados equilibrados em todas as três fases. Essas cargas são modeladas como trifásico com modelo de carga apropriado (SAHA; JOHNSON, 2016).

5.2.1.7 Cargas distribuídas

A distribuição de cargas ao longo do alimentador pode ser abordada de várias formas, dispensando a necessidade de representar todas as cargas para calcular a queda de tensão ou as perdas energéticas na linha de distribuição (KERSTING, 2002). Neste trabalho, utiliza-se o modelo conforme Figura 30, que representa de forma adequada a tensão nas barras da rede, ou seja, computa a queda de tensão ao longo do alimentador devido à carga distribuída. Neste modelo apresentado, I_T representa a corrente demandada pela carga, S é a barra onde está a fonte e n corresponde à barra a jusante. Portanto, pode-se concluir que, concentrando toda carga distribuída no centro do alimentador entre o trecho, as tensões nos pontos S e n são computadas de forma correta (KERSTING, 2002).

Figura 30 - Modelo para carga distribuída ao longo de um alimentador.



Fonte: Adaptado de Kersting (2002).

5.3 Validação da rede modelada

Para validação do modelo IEEE 34-*Node Test Feeder* foi implementada a modelagem e simulação no *software* ETAP 19.0.1 sem a presença de faltas, ou seja, através de um (*Unbalanced Load Flow*), seguindo as seguintes premissas:

- A tensão no equivalente Thevenin foi ajustada para 1,05pu conforme modelo IEEE 34-*Node Test Feeder*;
- Retirada do regulador RG1 que fica localizado entre a barra 814 e 850 e também do regulador RG2 que fica entre a barra 852 e 832.

Com a retirada dos reguladores RG1 e RG2 pode ser observado pela Tabela que os módulos das tensões V_{an} , V_{bn} e V_{cn} à partir da barra 850 começa apresentar um erro um pouco maior, no entanto admitindo que a modelagem foi simplificada para aplicações em regime esses valores se encontram dentro do esperado, pois os cenários de carga do modelo IEEE 34-*Node Test Feeder* são de carga leve e leve-se em consideração que um alimentador possui uma curva de carga, sendo assim os valores de carga mudam durante um dia, fazendo com que este cenário modelado até pudesse a ser uma condição real do alimentador.

Tabela 9 - Valores da tensão fase-terra do modelo IEEE 34-Node Test Feeder vs modelagem no Software ETAP 19.0.1.

BUS	Van(IEEE)	Van(ETAP)	ERRO	Vbn(IEEE)	Vbn(ETAP)	ERRO	Vcn(IEEE)	Vcn(ETAP)	ERRO
800	105,00%	105,00%	0,00%	105,00%	105,00%	0,00%	105,00%	105,00%	0,00%
802	104,75%	104,81%	0,06%	104,84%	104,85%	0,01%	104,84%	104,83%	0,01%
806	104,57%	104,68%	0,11%	104,74%	104,75%	0,01%	104,74%	104,72%	0,02%
808	101,36%	102,25%	0,88%	102,94%	103,01%	0,07%	102,89%	102,71%	0,17%
810	-	-	-	102,94%	103,03%	0,09%	-	-	-
812	97,63%	99,44%	1,85%	101,00%	101,12%	0,12%	100,69%	100,36%	0,33%
814	94,67%	97,22%	2,69%	99,45%	99,63%	0,18%	98,93%	98,50%	0,43%
850	101,76%	97,22%	4,46%	102,55%	99,63%	2,85%	102,03%	98,50%	3,46%
816	101,72%	97,19%	4,45%	102,53%	99,61%	2,85%	102,00%	98,47%	3,46%
818	101,63%	97,13%	4,43%	-	-	-	-	-	-
820	99,26%	94,62%	4,67%	-	-	-	-	-	-
822	98,95%	94,30%	4,70%	-	-	-	-	-	-
824	100,82%	96,55%	4,24%	101,58%	98,71%	2,83%	101,16%	97,57%	3,55%
826	-	-	-	101,56%	98,72%	2,80%	-	-	-
828	100,74%	96,50%	4,21%	101,51%	98,65%	2,82%	101,09%	97,50%	3,55%
830	98,94%	95,26%	3,72%	99,82%	97,07%	2,75%	99,38%	95,69%	3,71%
854	98,90%	95,23%	3,71%	99,78%	97,03%	2,76%	99,34%	95,64%	3,72%
852	95,81%	93,06%	2,87%	96,80%	94,29%	2,59%	96,37%	92,56%	3,95%
832	103,59%	95,26%	8,04%	103,45%	97,07%	6,17%	103,60%	95,69%	7,64%
858	103,36%	92,90%	10,12%	103,22%	94,04%	8,89%	103,38%	92,28%	10,74%
834	103,09%	92,71%	10,07%	102,95%	93,75%	8,94%	103,13%	91,95%	10,84%
842	103,09%	92,71%	10,07%	102,94%	93,75%	8,93%	103,13%	91,95%	10,84%
844	103,07%	92,69%	10,07%	102,91%	93,71%	8,94%	103,11%	91,93%	10,84%
846	103,09%	92,71%	10,07%	102,91%	93,70%	8,95%	103,13%	91,95%	10,84%
848	103,10%	92,71%	10,08%	102,91%	93,70%	8,95%	103,14%	91,95%	10,85%
860	103,05%	92,68%	10,06%	102,91%	93,71%	8,94%	103,10%	91,90%	10,86%
836	103,03%	92,66%	10,07%	102,87%	93,67%	8,94%	103,08%	91,89%	10,86%
840	103,03%	92,65%	10,07%	102,87%	93,67%	8,94%	103,08%	97,89%	5,03%
862	103,03%	92,66%	10,07%	102,87%	93,67%	8,94%	103,08%	91,89%	10,86%
838	-	-	-	102,85%	93,69%	8,91%	-	-	-
864	103,36%	92,94%	10,08%	-	-	-	-	-	-
888	99,96%	90,07%	9,89%	99,83%	91,23%	8,61%	100,00%	89,55%	10,45%
890	91,67%	83,17%	9,27%	92,35%	84,92%	8,05%	91,77%	82,68%	9,91%
890	-	-	-	99,77%	97,04%	2,74%	-	-	-

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.4 Adaptações feitas na rede original

Para análise dos resultados dos elementos 50Q e 51Q, será implementado no modelo IEEE 34-*Node Test Feeder* dois religadores ao longo do tronco do alimentador (800-840), sendo eles R1 logo após a SE 800 e R2 após a barra 828, conforme apresentado na

Figura 31.

O modelo IEEE 34-*Node Test Feeder* possui quase 94km de rede aérea dentre algumas topologias, o trecho que foi escolhido para análise de faltas foi da barra 800 - 840, que possui uma distância de aproximadamente 58km.

A corrente de carga do modelo IEEE 34-*Node Test Feeder* que flui no início do tronco do alimentador tem um valor de 47,62A conforme Figura 32. Na ocorrência de uma falta fase-fase na barra 840, conforme observado na Tabela 9 o nível de curto circuito na barra 840 é 174A, ou seja, pela topologia da rede analisada ser de baixo carregamento e a corrente de carga ser menor que o curto-circuito no final do trecho analisado, o emprego de R1 já seria suficiente, ou seja, a implementação do religador R2 será um ponto para gerar mais confiabilidade no sistema proposto.

Serão avaliados 4 cenários de falta com as seguintes características:

- Todas as cargas concentradas e distribuídas conforme Tabela 3 e Tabela 4 serão desconsideradas da análise pela função *IN SERVICE* do ETAP 19.0.1, pois a quantidade de carga de potência constante poderia causar descompromisso de seletividade devido a direcionalidade de correntes e não é objetivo do trabalho neste momento desta análise, ficando para projetos futuros;
- Aplicação do curto-circuito trifásico e curto-circuito fase-fase nas barras 828, 830 e 840 e avaliação da coordenação e ou seletividade entre os componentes;
- As correntes de carga indicadas na Figura 32 foram concebidas através das potências nominais e não em função do tipo de carga;
- Não será implementado os componentes 50N, 51N, 50GS e 51GS nessa análise, pois não serão simulados defeitos que envolvam a terra;
- Se houver a necessidade será implementada as funções 50 e 50Q, pois o modelo IEEE 34-*Node Test Feeder* da barra 858 até a barra 840 não apresenta grande diferença entre os níveis de curto-circuito;

- O método de curto-circuito para a avaliação da coordenação e seletividade e memorial com os tempos de atuações no ETAP 19.0.1 será concebido através pela biblioteca *Star – Protection & Coordination (30 cycle)*.

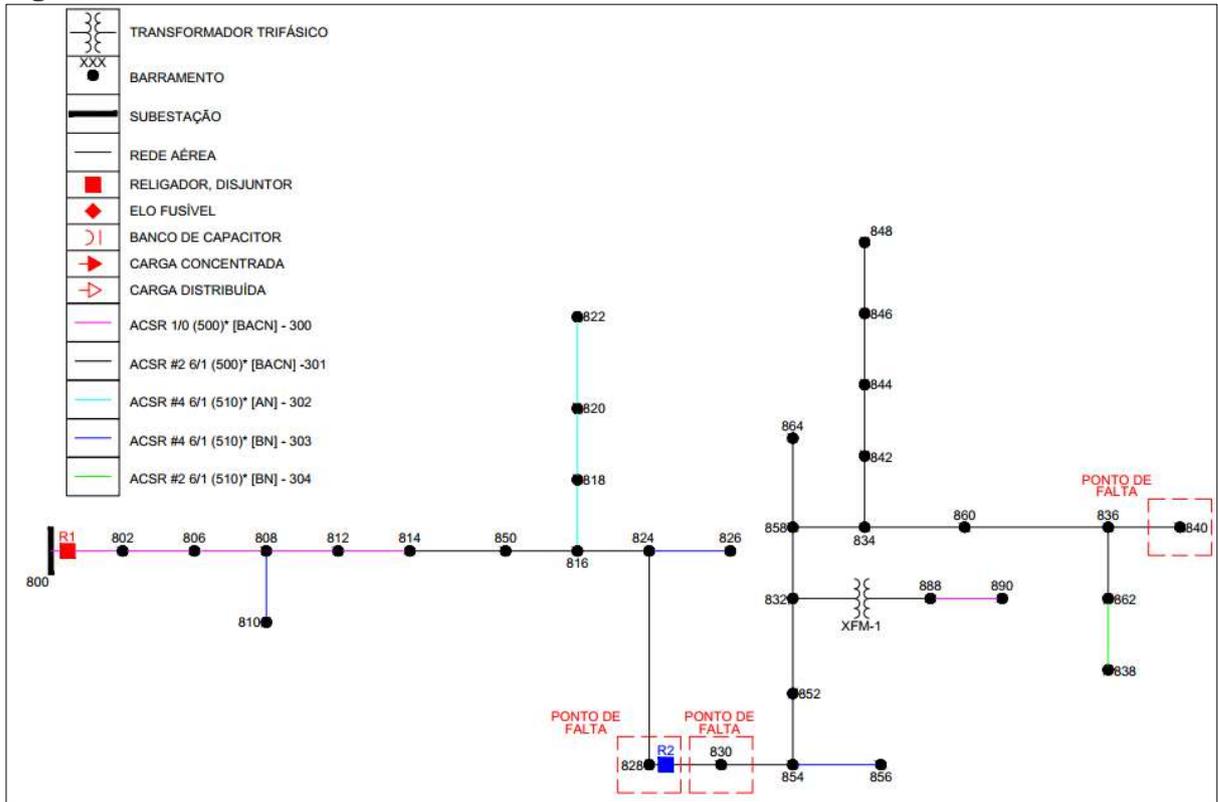
O nível de curto-circuito ao longo do trecho considerado como tronco do alimentador segue conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 10 - Níveis de curto-circuito da modelagem no ETAP 19.0.1

BARRA	TENSÃO [kV]	3 ϕ [kA]	2 ϕ (fase-fase) [kA]
800	24,9	0,713	0,618
802	24,9	0,697	0,604
806	24,9	0,687	0,595
808	24,9	0,522	0,452
812	24,9	0,396	0,343
814	24,9	0,330	0,286
816	24,9	0,329	0,285
824	24,9	0,307	0,266
828	24,9	0,305	0,264
830	24,9	0,268	0,232
832	24,9	0,217	0,188
834	24,9	0,206	0,179
836	24,9	0,202	0,175
840	24,9	0,201	0,174
842	24,9	0,206	0,178
844	24,9	0,204	0,177
846	24,9	0,201	0,174
848	24,9	0,200	0,174
850	24,9	0,330	0,286
852	24,9	0,217	0,188
854	24,9	0,267	0,231
858	24,9	0,212	0,184
860	24,9	0,204	0,177
862	24,9	0,201	0,174
888	4,16	0,716	0,620
890	4,16	0,395	0,342
SE	69	33,470	28,986

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Figura 31 - Modelo IEEE 34-Node Test Feeder modificado.

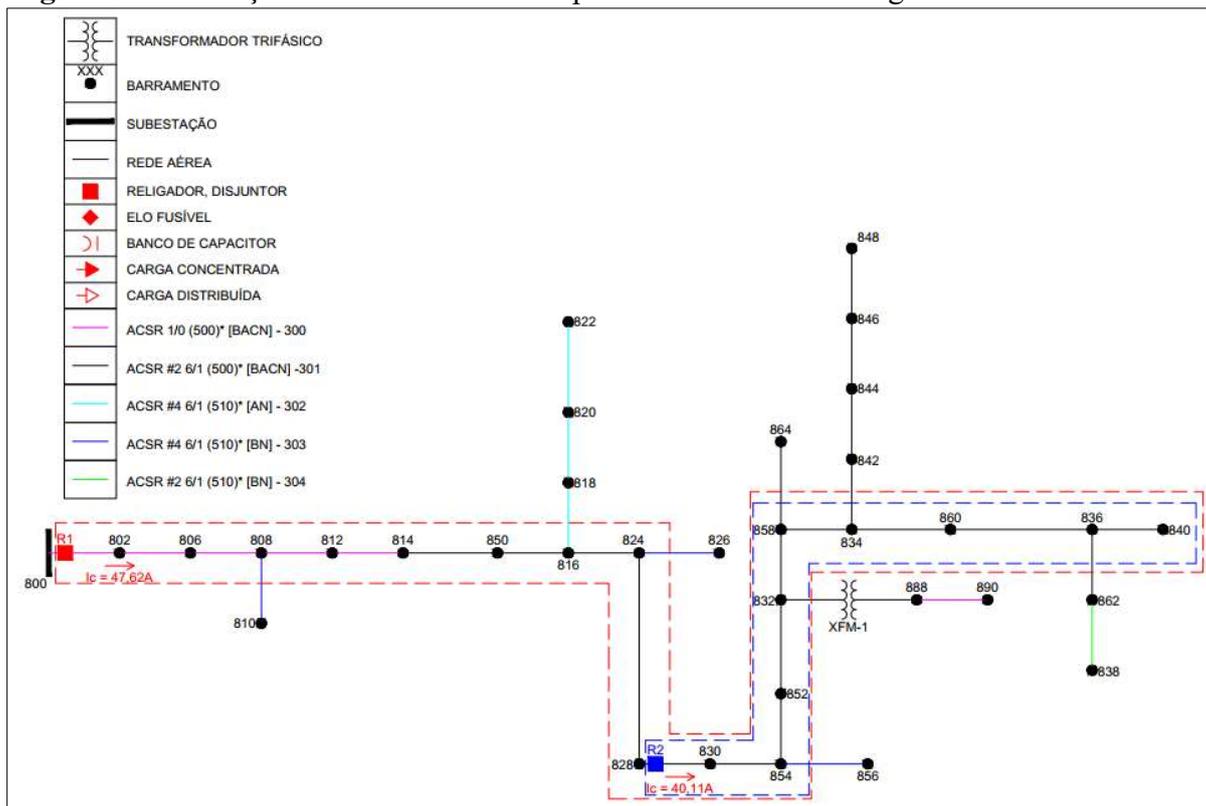


Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.5 Memorial de cálculo para obtenção dos ajustes das funções 50, 51, 50Q e 51Q

Para obtenção dos ajustes das funções de sobrecorrente será seguido a premissa de alocação dos religadores R1 e R2 conforme Figura 32 e a respectiva corrente de carga conforme Figura 31.

Figura 32 - Alocação de R1 e R2 e suas respectivas correntes de carga.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.5.1 Ajuste do *pick-up* da função ANSI 51 do religador R2

Para o ajuste da função ANSI 51 no religador R2, será necessário atender as inequações 85 e 86, visto que o ajuste de R2 deverá ser menor igual a máxima corrente admissível do condutor e deverá sensibilizar para um defeito no extremo de sua zona de proteção.

$$I_{\text{admissível do condutor}} \geq I_{(\text{pick-up})}(51) \quad (85)$$

$$I_{\text{máxima corrente de carga}} * K \geq I_{(\text{pick-up})} < \frac{I_{(2\phi\text{min})}}{f_s} \quad (86)$$

$I_{admissível\ do\ condutor} = Máxima\ corrente\ admissível\ do\ condutor$

$I_{máxima\ corrente\ de\ carga} = Máxima\ corrente\ de\ carga\ registrada$

$K = fator\ de\ sobrecorrente$

$fs = fator\ de\ segurança\ considerando\ erros\ de\ TC's, IED\ e\ dados\ da\ rede$

$I_{(2\phi_{min})} = Corrente\ de\ curto - circuito\ fase - fase\ mínimo$

$I_{(pick - up)} = Corrente\ de\ Pick - up\ de\ um\ IED$

A família de curva escolhida será da família de curvas da norma IEC 60255 – 2009, essa norma traz uma orientação da escolha do tipo de curva em função da topologia e característica do alimentador assim como os equipamentos envolvidos. Como essa aplicação visa exclusivamente coordenar dois religadores, será escolhida o tipo de curva muito inversa.

Empregando a Equação 85 e substituindo os valores conforme a Figura 32 que apresenta a corrente de carga passante por R2 e sua respectiva zona de proteção o ajuste do *pick-up* para $K=1,25$.

$$40,11 * 1,25 \geq I_{(pick-up)} < \frac{167}{1,2} \quad (87)$$

Logo, o ajuste deverá ficar próximo ao limite inferior, visando proteger termicamente o condutor do trecho onde está instalado o religador R2, cujo tipo é ACSR#2 6/1 e no qual possui capacidade de condução de 180A, conforme anexo A (KERSTING, 2002).

O Valor de $I_{(pick-up)}(51)$ do religador R2 será de:

$$I_{(pick-up)}(51) = 50.2A \quad (88)$$

O defeito na barra 840 deverá ser isolado em 400ms, uma escolha do autor, portanto deverá ser escolhido um dial de tempo para esse tempo de atuação.

$$DT = \frac{(I - 1)}{13,5} * t = \frac{\left(\frac{174}{50,14}\right) - 1}{13,5} * 0,4 = 0,073 \quad (89)$$

5.5.2 Ajuste da função ANSI 50 do religador R2

A concepção da função ANSI 50 para o religador R2 será dada de tal forma que para um curto circuito-circuito fase-fase máximo na barra 840 a função ANSI 50 do religador R2 não atue antes da função ANSI 51, tendo em vista a alocação do religador R2 imediatamente após a barra 828. Portanto será definido um valor de 210A com tempo definido de 0,05 segundos.

5.5.3 Ajuste do *pick-up* da função ANSI 51 do religador R1

Para o ajuste da função ANSI 51 do religador R1 será levado em consideração a inequação 90, afim de respeitar o limite térmico do cabo do trecho onde está instalado o religador R1 cujo cabo é 1/0 ACSR e possui uma corrente nominal de 230A.

$$I_{\text{máxima corrente de carga}} * K \geq I_{(\text{pick-up})} \quad (90)$$

$I_{\text{máxima corrente de carga}} = \text{Máxima corrente de carga registrada}$

$K = \text{fator de sobrecorrente}$

$I_{(\text{pick-up})} = \text{Corrente de Pick-up de um IED (A)}$

$$47,62 * 1,25 \geq I_{(\text{pick-up})} \quad (91)$$

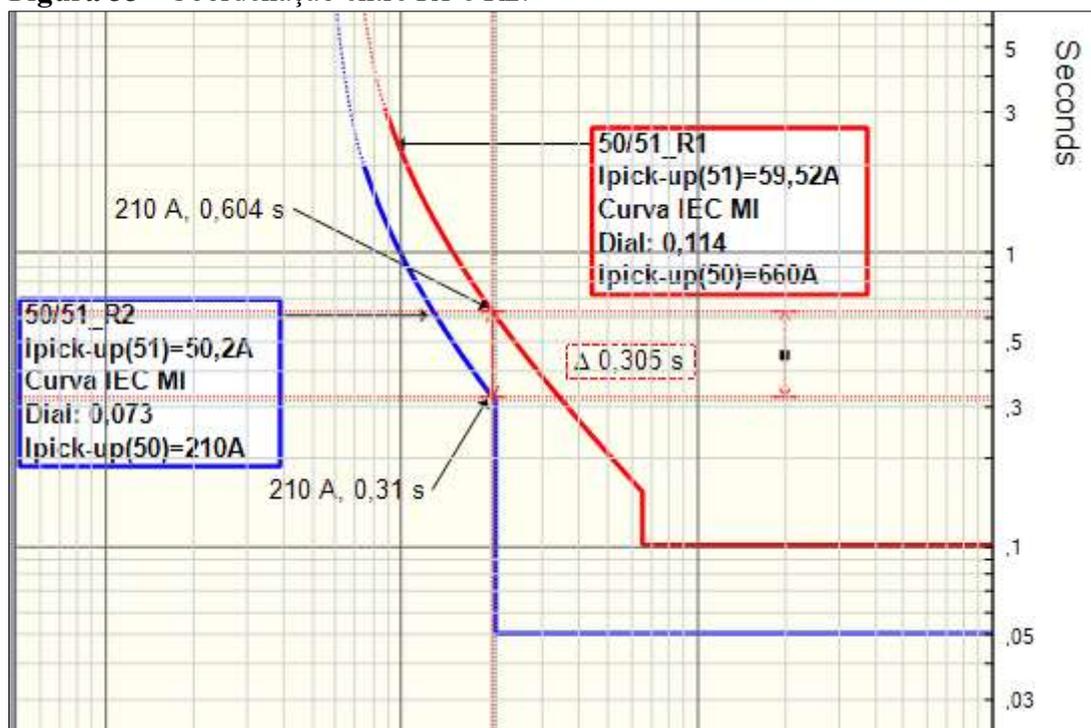
$$I_{(\text{pick-up})} = 59,52A \quad (92)$$

A escolha do dial de tempo leva em consideração o $\Delta t = 300ms$ em relação ao tempo de atuação da função ANSI 50 do religador R2 conforme Equação 89, ou seja, o tempo que a função ANSI 51 do religador R1 deve atuar como retaguarda remota para perfeita coordenação será de 0,31+0,3s.

$$t = \frac{13.5}{\left(\frac{210}{50,2}\right) - 1} * 0,073 = 0,31s \quad (93)$$

Conforme premissa de projeto a curva escolhida para o religador R1 será a mesma curva do religador R2, afim de manter a perfeita coordenação entre os equipamentos. A Figura 33 ilustra a coordenação entre as os religadores e o critério de proteção entre zonas de proteção de cada equipamento conforme Figura 23.

Figura 33 - Coordenação entre R1 e R2.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

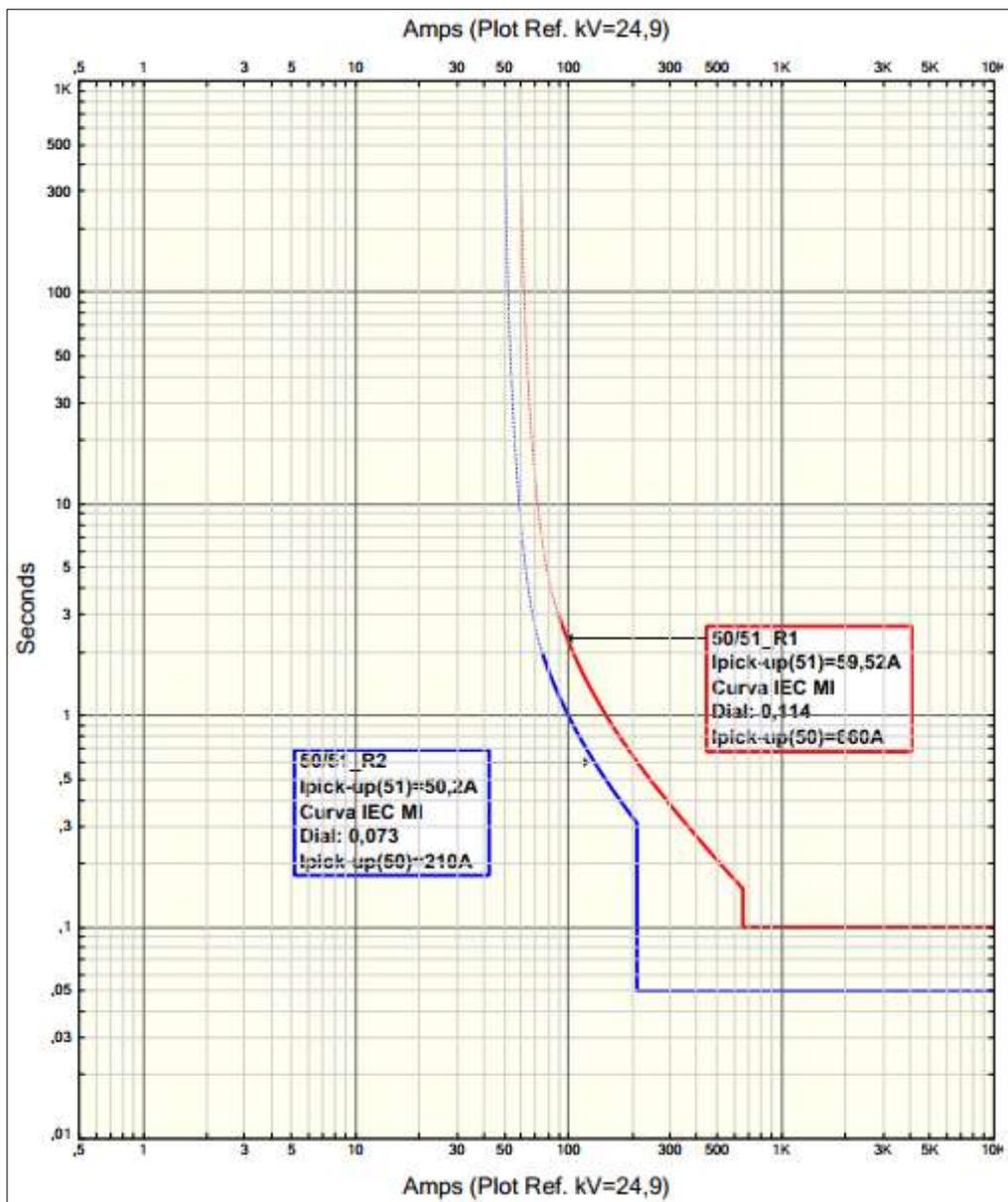
$$DT = \frac{(I - 1)}{13,5} * t = \frac{\left(\frac{210}{59,52}\right) - 1}{13,5} * 0,61 = 0,114 \quad (94)$$

5.5.4 Ajuste da função ANSI 50 do religador R1

A função ANSI 50 do religador R1 será implementada com 660A, com tempo definido de 0,1s.

De posse dos ajustes das funções ANSI (50 e 51) o coordenograma da Figura 34 apresenta a coordenação entre as curvas e os seus ajustes.

Figura 34 - Coordenograma para proteção convencional de fase.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

5.5.5 Ajuste da função ANSI 51Q do religador R2

O ajuste da função 51Q será concebido através do seu equivalente de fase conforme (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997). O ajuste será implementado seguindo as premissas de projeto:

- O elemento de sequência negativa deverá ser sensibilizado para $0,5 \times I_{(pick-up)}(51)$;
- O elemento de sequência herdará todos os demais parâmetros da sua curva equivalente de fase;
- O elemento de sequência negativa deverá ser coordenado com os demais elementos a montante.

$$I_{(pick-up)}(51EQVR2) = 0,5 \times I_{(pick-up)}(51) \quad (95)$$

$$I_{(pick-up)}(51EQVR2) = 0,5 \times I_{(pick-up)}(51) = 25,1A \quad (96)$$

Multiplicando o resultado da (Equação 96) por $\sqrt{3}$ é obtido o valor no domínio das componentes de sequência (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997).

$$I_{(pick-up)}(51Q) = \sqrt{3} * 16,8875A = 43,47A \quad (97)$$

5.5.6 Ajuste da função ANSI 50Q do religador R2

A implementação da função ANSI 50Q do religador R2 será definida 346A no domínio das componentes de sequência, com tempo definido de 0,03s.

5.5.7 Ajuste da função ANSI 51Q do religador R1

O ajuste da função 51Q será concebido através do seu equivalente de fase conforme (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997). O ajuste será implementado seguindo as premissas de projeto:

- O elemento de sequência negativa deverá ser sensibilizado para $0,7 \times I_{(pick-up)}(51)$;
- O elemento de sequência herdará todos os demais parâmetros da sua curva equivalente de fase;
- O elemento de sequência negativa deverá ser coordenado com os demais elementos a montante.

$$I_{(pick-up)}(51EQVR1) = 0,7 \times I_{(pick-up)}(51) \quad (98)$$

$$I_{(pick-up)}(51EQVR1) = 0,7 \times I_{(pick-up)}(51) = 41,4A \quad (99)$$

Multiplicando o resultado da (Equação 99) por $\sqrt{3}$ é obtido o valor no domínio das componentes de sequência (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997).

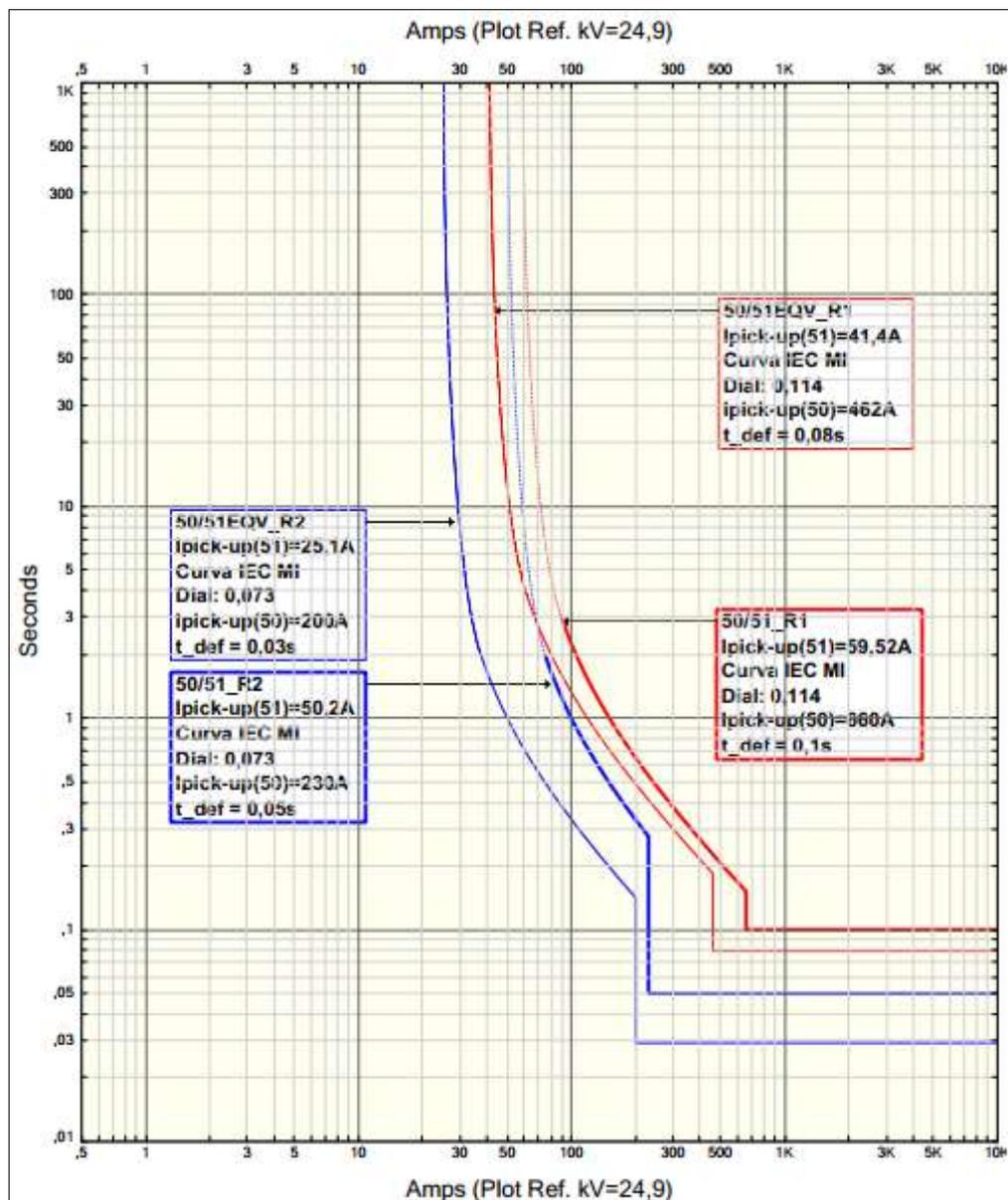
$$I_{(pick-up)}(51Q) = \sqrt{3} * 41,4A = 71,6A \quad (100)$$

5.5.8 Ajuste da função ANSI 50Q do religador R1

A implementação da função ANSI 50Q do religador R1 será definida 800A no domínio das componentes de sequência, com tempo definido de 0,08s.

Conforme implementadas as funções de *pick-up* dos componentes 51EQVR1 e 51EQVR2 em (Equações 96 e 99) e juntamente com os componentes 50EQVR2 cujo valor para atuação há tempo definido é 200A em t_{def} de 0,03s e 50EQVR1 cujo valor para atuação há tempo definido é 462A em t_{def} de 0,08s, é possível avaliar a coordenação entre os componentes Figura 35

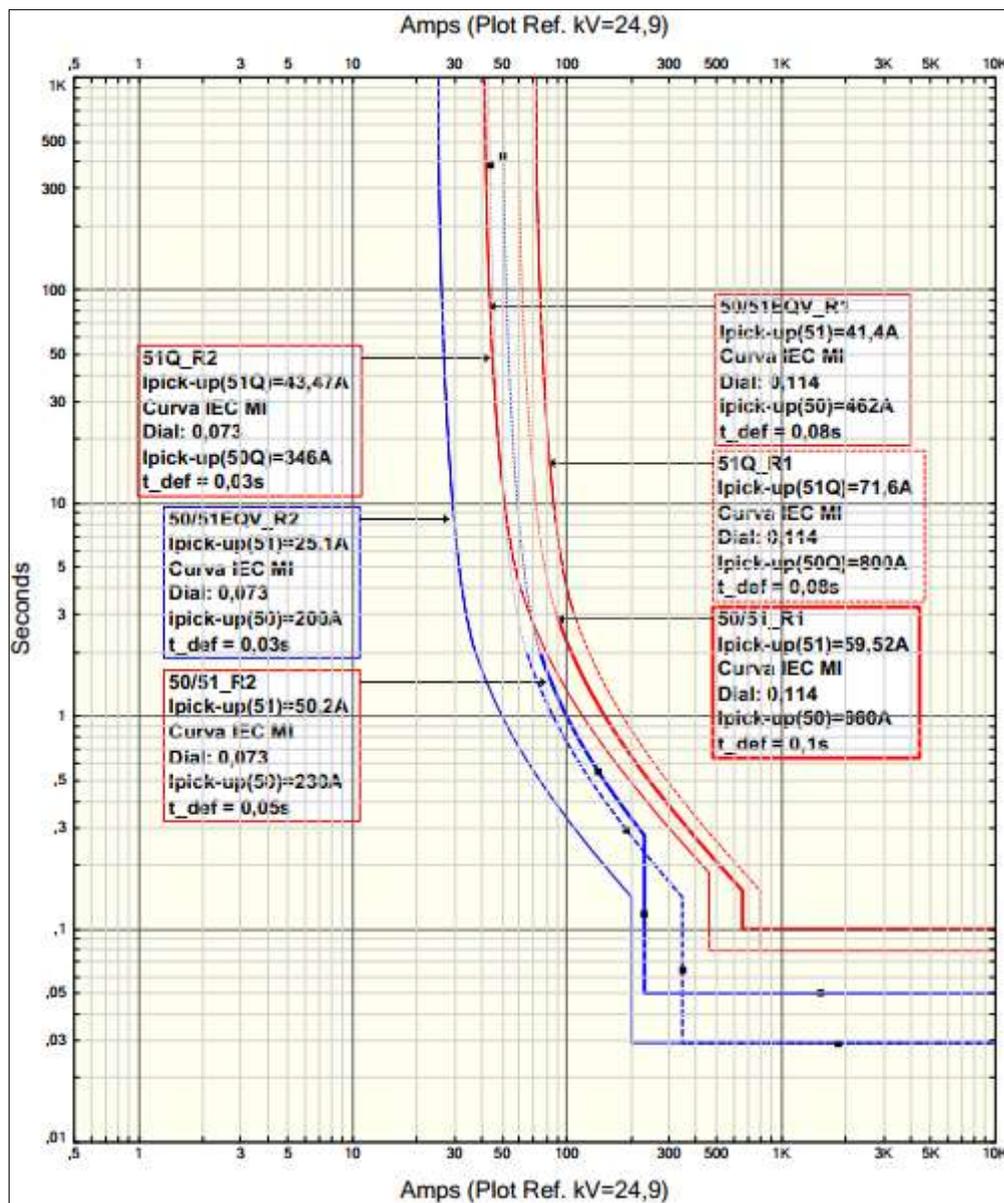
Figura 35 - Coordenograma para proteção convencional de fase e equivalente de sequência no domínio da fase.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Após aplicação do último passo conforme (Equações 97 e 100) é obtido os valores e ajustes dos componentes de sequência dos religadores R1 e R2 sendo que 50Q_R2 foi definido como 346A com t_{def} de 0,03s e 50Q_R1 em 800A com t_{def} de 0,08s, conforme Figura 36.

Figura 36 - Coordenograma com componente de fase, componente equivalente de fase e o componente de sequência (-).



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

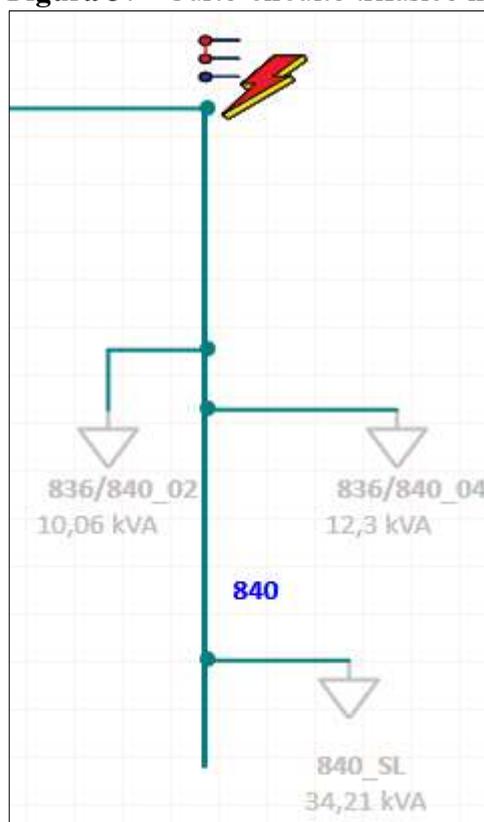
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A implementação dos componentes 50Q e 51Q no modelo proposto, terá seus resultados apresentado conforme, aplicação do curto-circuito fase-fase nas seguintes barras do modelo IEEE 34-Node Test Feeder 828, 830 e 840, com o elemento de sequência e sem e será comprovado a sua eficácia para o defeito fase-fase.

6.1 Aplicação do curto-circuito 2 ϕ (fase-fase) na barra 840 do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.

Através do bloco *Star – Protection & Coordination* do *Software ETAP 19.0.1* foi simulado um curto-circuito fase-fase na barra 840 conforme **Figura 37**.

Figura 37 - Curto-circuito trifásico na barra 840



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Através do bloco *Sequence Viewer* do *Software ETAP 19.0.1* é possível ver o tempo de atuação da proteção.

Figura 38 - Tempo de atuação de R1 e R2 sem o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 840.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
400	IED_R2	0,174	400		Phase - OC1 - 51
484	R2		83,3		Tripped by IED_R2 Phase - OC1 - 51
795	IED_R1	0,174	795		Phase - OC1 - 51
878	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Phase - OC1 - 51

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Figura 39 - Tempo de atuação de R1 e R2 com o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 840.

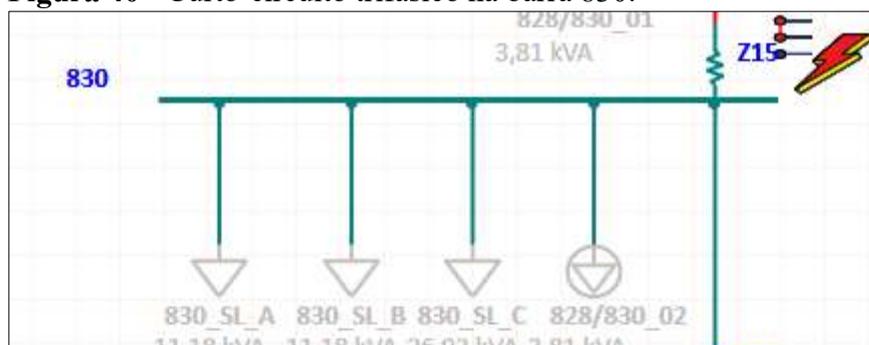
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
166	IED_R2	0,301	166		Negative Sequence - OC1 - 51
249	R2		83,3		Tripped by IED_R2 Negative Sequence - OC1 - 51
400	IED_R2	0,174	400		Phase - OC1 - 51
480	IED_R1	0,301	480		Negative Sequence - OC1 - 51
484	R2		83,3		Tripped by IED_R2 Phase - OC1 - 51
564	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Negative Sequence - OC1 - 51
795	IED_R1	0,174	795		Phase - OC1 - 51
878	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Phase - OC1 - 51

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Para um curto-circuito fase-fase na barra 840 pode se notar que somente as funções temporizadas foram atuadas, conforme previsto pelo coordenograma da Figura 36. Contudo, é perceptível que o sistema se manteve coordenado e também obteve uma resposta rápida para identificação e isolamento do defeito.

6.2 Aplicação do curto-circuito 2 ϕ (fase-fase) na barra 830 do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.

Através do bloco *Star – Protection & Coordination* do *Software ETAP 19.0.1* foi simulado um curto-circuito fase-fase na barra 830 conforme apresentado na Figura 40.

Figura 40 - Curto-circuito trifásico na barra 830.

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Através do bloco *Sequence Viewer* do Software ETAP 19.0.1 é possível ver o tempo de atuação da proteção.

Figura 41 - Tempo de atuação de R1 e R2 sem o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 830.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50,0	IED_R2	0,232	50,0		Phase - OC1 - 50
133	R2		83,3		Tripped by IED_R2 Phase - OC1 - 50
528	IED_R1	0,232	528		Phase - OC1 - 51
611	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Phase - OC1 - 51

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Figura 42 - Tempo de atuação de R1 e R2 com o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 830.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
29,2	IED_R2	0,402	29,2		Negative Sequence - OC1 - 50
50,0	IED_R2	0,232	50,0		Phase - OC1 - 50
113	R2		83,3		Tripped by IED_R2 Negative Sequence - OC1 - 50
133	R2		83,3		Tripped by IED_R2 Phase - OC1 - 50
334	IED_R1	0,402	334		Negative Sequence - OC1 - 51
417	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Negative Sequence - OC1 - 51
528	IED_R1	0,232	528		Phase - OC1 - 51
611	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Phase - OC1 - 51

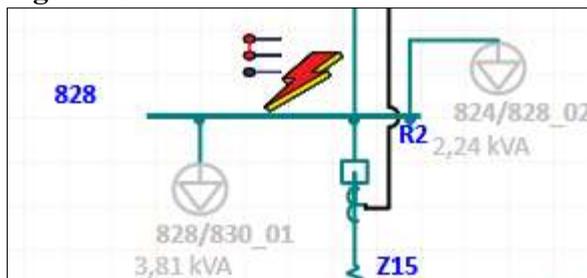
Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Para um curto-circuito fase-fase na barra 830 pode se notar que houve atuações das funções instantâneas do religador R2, pois está muito próximo da barra 828 onde o mesmo está localizado e conforme coordenograma da Figura 36 apresenta a coordenação e seletividade entre os componentes. Contudo, é perceptível que o sistema se mantém coordenado e seletivo e também obteve uma resposta rápida para identificação e isolamento do defeito.

6.3 Aplicação do curto-circuito 2 ϕ (fase-fase) na barra 828 do modelo IEEE 34-Node Test Feeder.

Através do bloco *Star – Protection & Coordination* do *Software* ETAP 19.0.1 foi simulado um curto-circuito fase-fase na barra 828 conforme apresentado na Figura 43.

Figura 43 - Curto-circuito trifásico na barra 828.



Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Através do bloco *Sequence Viewer* do *Software* ETAP 19.0.1 é possível ver o tempo de atuação da proteção.

Figura 44 - Tempo de atuação de R1 e R2 sem o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 828.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
444	IED_R1	0,264	444		Phase - OC1 - 51
528	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Phase - OC1 - 51

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Figura 45 - Tempo de atuação de R1 e R2 com o recurso do componente de sequência para uma falta fase-fase na barra 828

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
285	IED_R1	0,458	285		Negative Sequence - OC1 - 51
369	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Negative Sequence - OC1 - 51
444	IED_R1	0,264	444		Phase - OC1 - 51
528	R1		83,3		Tripped by IED_R1 Phase - OC1 - 51

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Para um curto-circuito fase-fase na barra 828 pode se notar que somente a função temporizada do religador R1 houve atuação, conforme previsto pelo coordenograma da Figura 36. Contudo, é perceptível a resposta rápida do elemento de sequência para identificação e isolamento do defeito.

Conforme pode ser observado Nas Figuras 38, 39, 41, 42, 44 e 45 o ganho de sensibilidade gerado pelo implemento do componente de sequência negativa não gerou nenhum

descompromisso de coordenação e atuação indevida, conforme o passo a passo proposto pela principal referência deste trabalho (ELNEWEIHI; SCHWEITZER; FELTS, 1997).

As tabelas 11, 12 e 13 visam apresentar os ganhos de tempo com os ajustes dos elementos de sequência.

Tabela 11 – Comparação entre os tempos de atuação das proteções convencionais e componentes de sequência na barra 840.

	Função ANSI 50	Função ANSI 50Q	Ganho de tempo	Função ANSI 51	Função ANSI 51Q	Ganho de tempo
R1	-	-	-	795 ms	480ms	315ms
R2	-	-	-	400 ms	166ms	134ms

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Tabela 12 – Comparação entre os tempos de atuação das proteções convencionais e componentes de sequência na barra 830.

	Função ANSI 50	Função ANSI 50Q	Ganho de tempo	Função ANSI 51	Função ANSI 51Q	Ganho de tempo
R1	-	-	-	528 ms	334ms	194ms
R2	50	29,2	20,8	-	-	-

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

Na tabela 12 o ganho obtido pela sensibilidade do elemento 50Q de R2 é somente para antecipar o evento do *trip* pois são tempos muito pequenos.

Tabela 13 – Comparação entre os tempos de atuação das proteções convencionais e componentes de sequência na barra 828.

	Função ANSI 50	Função ANSI 50Q	Ganho de tempo	Função ANSI 51	Função ANSI 51Q	Ganho de tempo
R1	-	-	-	444 ms	285ms	159ms
R2	-	-	-	-	-	-

Fonte: Produção do próprio autor, 2023.

7. CONCLUSÃO

O presente trabalho traz a abordagem da implementação de uma nova filosofia de proteção em redes de distribuição de energia utilizando o modelo do IEEE 34-Node Test Feeder. Através da interface do ETAP 19.0.1, a modelagem teve resultados satisfatórios conforme o comparativo da modelagem e do modelo certificado. Através dos resultados de fluxo de potência do modelo IEEE 34-Node Test Feeder foi possível chegar a uma convergência de resultados.

Conforme abordado ao longo do trabalho, a utilização dos componentes de sequência para obter ganhos referentes a sensibilidade e rapidez nos sistemas de distribuição, nada mais é que uma técnica para rastrear e isolar curto-circuito fase-fase que podem surgir em um alimentador.

A implementação foi baseada nas principais filosofias de proteção de alimentadores, sendo usado como base algumas referências de concessionárias de energia elétrica, na qual não contam com tal implementação, ou seja, o maior desafio foi concatenar o emprego dos elementos de sequência com a tradicional filosofia de proteção que é adotada pelas concessionárias de energia.

O emprego dos elementos de sequência neste trabalho trouxe bons resultados, pois os componentes tradicionais de fase conhecidos pelas funções ANSI (50 e 51) não poderiam entregar tal resultado sem retirar credibilidade do sistema, ou seja, para implementar um sistema mais sensível e veloz no tocante a atuação da proteção seria necessário ceder ou decrementar o *pick-up* das funções tradicionais, podendo assim limitar a capacidade de carregamento e exportação de potência para os milhares de consumidores que se conectam a rede de uma concessionária.

Contudo, é imprescindível salientar que o conceito de aplicação do componente de sequência pode trabalhar em paralelo com as proteções tradicionais, podendo até otimizar sistemas com muitos religadores em série, ou também a implementação do mesmo conceito para curvas rápidas. Esses seriam os assuntos para uma abordagem futura no qual esse projeto poderia servir como base.

Este trabalho teve o intuito de apresentar uma nova técnica para otimização das funções de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia. No entanto, é imprescindível destacar que essas funções devem ser testadas e supervisionadas durante sua implementação, sendo assim os desafios futuros são: Implementar o conceito em um alimentador real de uma

concessionária de energia; avaliar outros cenários envolvendo o conceito da aplicação em barras e faltas no secundário de transformadores (delta-estrela aterrado) refletidas para o primário visando antecipar a proteção por curvas rápidas e trabalhar de forma coordenada (salva fusível). Por fim, avaliar a aplicação em cenários com alimentadores com geração distribuídas, seja grandes usinas ou até mesmo pequenas gerações que no montante apresentam impacto na rede da concessionária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BOUTSIKA, Thekla N.; PAPATHANASSIOU, Stavros A. Short-circuit calculations in networks with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 7, p. 1181-1191, 2008.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da CEMIG**, Norma de distribuição, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, 2017.
- ENERGIA, C. P. F. L. GED-2912: Proteção de Redes Aéreas de Distribuição–Sobrecorrente. **Online**. Disponível em: <https://www.cpf.com.br/atendimento-a-consumidores/orientacoes-tecnicas/publicacoes-tecnicas/Paginas/normas-tecnicas.aspx>, 2016.
- FRACALOSSI, Luiz Guilherme Vianna et al. Trip Solidário no IEEE 34-Node Test Feeder: um Estudo de Caso. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 5, p. 44179-44186, 2021.
- KERSTING, William H. **Distribution system modeling and analysis**, CRC Press, Washington D.C., Estados Unidos, 2002.
- MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e seletividade em sistemas elétricos industriais**. São Paulo: Atitude Editorial, p. 42, 2012.
- PARADELO JUNIOR, Romildo de Campos; PRIETO SCHMIDT, Hernán. **Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística**. 2006.
- RODRIGUES, Israel Resende Alves. **Estudo de Proteção Elétrica de uma Microrrede Baseada na Rede de 34 barras do IEEE**. 2017.
- SAHA, Shamma; JOHNSON, Nathan. Modeling and Simulation in XENDEE IEEE 34-Node Test Feeder. **The Journal of Defense Modeling and Simulation**, University of Arizona, USA, v. 14, p. 1-12, 2016.
- ELNEWEIHI, A. F.; SCHWEITZER, E. O.; FELTIS, M. W. Negative-sequence overcurrent element application and coordination in distribution protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 915-924, 1993.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
OURESTE ELIAS BATISTA - SIAPE 2340826
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE/CT
Em 22/01/2024 às 17:33

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/870277?tipoArquivo=O>