



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

**CAMPUS SOBRAL**

**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**EPITÁCIO JÚNIOR MAURIZ DE MOURA COSTA FEITOSA**

**ESTUDO DE SELETIVIDADE E PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE  
NA SUBESTAÇÃO DE UM COMPLEXO EÓLICO**

**SOBRAL**

**2023**

**EPITÁCIO JÚNIOR MAURIZ DE MOURA COSTA FEITOSA**

**ESTUDO DE SELETIVIDADE E PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE  
NA SUBESTAÇÃO DE UM COMPLEXO EÓLICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará do *Campus* de Sobral, como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro

**SOBRAL**

**2023**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

F336e Feitosa, Eptácio Junior Mauriz de Moura Costa.  
Estudo de Seletividade e Proteção de Sobrecorrente na Subestação de um Complexo Eólico / Eptácio Junior Mauriz de Moura Costa Feitosa. – 2023.  
117 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro.

Coorientação: Prof. Dr. Isaac Rocha Machado.

1. Proteção. 2. SEP. 3. Coordenação. 4. Seletividade. 5. Eólica. I. Título.

CDD 621.3

---

**EPITÁCIO JÚNIOR MAURIZ DE MOURA COSTA FEITOSA**

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS: ESTUDO DE  
COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM UM COMPLEXO EÓLICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará do *Campus* de Sobral, como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

**Aprovado em: 11/10/2023.**

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro (Orientador)**  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

**Prof. Dr. Isaac Rocha Machado**  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

**Eng. Mielle Ricardo Barboza**  
Omega Energia

A Deus.

Aos meus pais, Epitácio e Gardênia.

Às minhas irmãs, Caroline e Catarine.

Às minhas sobrinhas, Lara e Maria.

A todos os meus familiares e amigos.

A todos os professores da graduação.

## AGRADECIMENTOS

O primeiro agradecimento sempre será a Deus, por ter me mantido de pé e me dar forças para seguir os meus sonhos e ter fé, que dias melhores virão.

Aos meus pais, Gardênia e Epitácio, por terem sempre me guiado para o caminho do bem, terem me dado a melhor educação possível e por sempre atenderem os meus pedidos. Sempre me apoiaram nessa caminhada e me deram o suporte necessário para que eu contornasse todas as dificuldades.

As minhas irmãs, Catarine e Caroline, por toda a parceria e conselhos durante período de faculdade, amo vocês.

A toda minha família.

Aos professores do departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, pelas orientações e conselhos profissionais. Obrigado a todos.

A todos os amigos de graduação, por todas as noites viradas, fins de semana de estudo e momentos inesquecíveis de convivência e amizade.

Ao meu amigo Anderson, minha dupla de faculdade. Sempre estive lá quando precisei, você está comigo desde o início dessa jornada e estará sempre.

Ao meu amigo João Pedro, por todo o companheirismo e amizade durante o período que moramos juntos.

Aos amigos da Exata Serviços e Calibrações – Rodrigo, Eduardo, Jhonatan, Wesley, Jefferson, Phelipe e Dallas, por todos os conselhos profissionais, lições, encorajamento e amizade durante o período de estágio.

A todos os meus amigos de trabalho da Omega Energia, em especial – Alexandre Freitas e Mielle Ricardo, por todos os desafios postos a mim diariamente, por acreditarem no meu potencial e sempre me atenderem quando estou com dúvidas e não medem esforços para me ensinar. Vocês são minhas referências.

A todos aqueles que acreditam em mim, espero poder corresponder às expectativas.

A todos que não constam aqui, mas que certamente foram lembrados.

“Sempre fui sonhador e è isso que me mantèm vivo.” (Racionais MC’s)

## RESUMO

Neste trabalho é apresentado o estudo de proteção e seletividade do complexo eólico Pedra do Sal, onde é proposto a parametrização dos ajustes de proteção de sobrecorrente para a subestação coletora (13,8kV/69kV). Primeiramente são apresentados os principais conceitos necessários ao entendimento do estudo de coordenação e seletividade. Além disso, serão abordados todos os cálculos das principais funções de proteção implementadas (através dos relés AREVA P142, AREVA P632 e AREVA P342), garantindo a correta proteção dos ajustes das funções de proteção de sobrecorrente de fase e neutro e proteção diferencial do transformador. Além disso, será apresentado os valores de curto-circuito nas barras que compõem o sistema elétrico em estudo através de simulações feitas no software ANAFAS. Por fim, serão mostrados os Coordenogramas de fase e neutro, a partir dos resultados do estudo e ajustes de proteção, assegurando a seletividade e coordenação do sistema, a partir do software PTW. De maneira explicativa e exemplificada, este trabalho mostra um estudo de caso realizado em um complexo eólico, utilizando desde a teoria conceitual e inicial de curto-circuito e coordenação e seletividade, até a integração entre dois softwares e de que forma obtemos um correto ajuste de proteção em um sistema elétrico de uma usina eólica composta por 20 aerogeradores. Como resultado desse estudo e dos seus ajustes, foi assegurado a seletividade e coordenação da proteção, bem como a apresentação dos coordenogramas, diagrama unifilar da proteção e dos ajustes dos parâmetros dos relés.

**Palavras-chave:** Proteção, SEP, Coordenação, Seletividade, Eólica, Subestação, PTW, ANAFAS, Curto-Circuito.



## ABSTRACT

This work presents the protection and selectivity study of the Pedra do Sal wind complex, where the parameterization of the protection settings for the collector substation (13.8kV/69kV) is proposed. First, the main concepts necessary for understanding the study of coordination and selectivity are presented. In addition, all the calculations of the main protection functions implemented (through the AREVA P142, AREVA P632 and AREVA P342 relays) will be addressed, ensuring the correct protection of the settings of the phase and neutral overcurrent protection functions and transformer differential protection. In addition, short-circuit simulations will be presented on the bars that make up the circuit in question for the parameterization of the protection devices, based on the obtained values of three-phase and single-phase short-circuit current, using the ANAFAS software. Finally, the phase and neutral Coordinateograms will be shown, based on the study results and protection settings, ensuring the selectivity and coordination of the system, based on the PTW software. In an explanatory and exemplified way, this work shows a case study carried out in a wind complex, using from the conceptual and initial theory of short circuit and coordination and selectivity, to the integration between two softwares and how we obtain a correct adjustment of protection in an electrical system of a wind farm composed of 20 wind turbines. As a result of this study and its adjustments, the selectivity and coordination of protection was ensured, as well as the presentation of coordenograms, single-line diagram of protection and settings of relay parameters.

**Keywords:** Protection, SEP, Coordination, Selectivity, Wind, Substation, PTW, ANAFAS, Short Circuit.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Componentes de um Aerogerador .....	16
Figura 2: Diagrama de um parque eólico típico .....	17
Figura 3: Sistema de sequência positiva .....	20
Figura 4: Sistema de sequência negativa .....	20
Figura 5: Diagrama fasorial de sequência zero .....	22
Figura 6: Correntes e Tensões no local de falta .....	25
Figura 7: Corrente verdadeira de falta .....	25
Figura 8: Curto-circuito trifásico .....	26
Figura 9: Circuitos de sequências para faltas trifásicas .....	27
Figura 10: Curto-circuito monofásico terra.....	28
Figura 11: Correntes de sequência em curto monofásico .....	28
Figura 12: Curto-circuito bifásico .....	29
Figura 13: Correntes de sequência para curtos bifásicos .....	30
Figura 14: Curto-Circuito bifásico terra .....	31
Figura 15: Circuitos de sequência para faltas bifásicas com contato à terra.....	31
Figura 16: Seletividade Amperimétrica .....	34
Figura 17: Seletividade Cronométrica .....	35
Figura 18: Seletividade Lógica.....	36
Figura 19: Curva tempo x corrente.....	37
Figura 20: Zonas de proteção de usinas eólicas genéricas.....	39
Figura 21: Diagrama Unifilar do sistema no software PTW .....	50
Figura 22: Diagrama de Impedância.....	52
Figura 23: Curto-Circuito trifásico na barra 69 kV - SE Parnaíba .....	54
Figura 24: Curto-Circuito monofásico na barra 69 kV - SE Parnaíba.....	55
Figura 25: Curto-Circuito trifásico na barra 69 kV - SE Pedra do Sal.....	56
Figura 26: Curto-Circuito monofásico na barra 69 kV - SE Pedra do Sal.....	57
Figura 27: Curto-Circuito trifásico na barra 13,8 kV - SE Pedra do Sal.....	58
Figura 28: Curto-Circuito monofásico na barra 13,8 kV - SE Pedra do Sal.....	59
Figura 29: Ajustes do relé P142 da SE Parnaíba .....	80
Figura 30: Ajustes do relé P632 da SE Pedra do Sal.....	83
Figura 31: Ajustes do relé P142 da barra de 13,8 kV - SE Pedra do Sal.....	89
Figura 32: Ajustes do relé P142 dos alimentadores da SE Pedra do Sal .....	93
Figura 33: Interface gráfica PTW .....	103
Figura 34: Escolha de equipamento.....	104
Figura 35: Plote Coordenograma.....	104
Figura 36: Coordenograma de Fase .....	105
Figura 37: Coordenograma de Neutro .....	106
Figura 38: Coordenograma de Neutro da MT da SE Pedra do Sal .....	107

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Correntes e Impedâncias de base para tensões mais comuns .....	19
Tabela 2: Coeficientes das curvas IEC.....	38
Tabela 3: Parâmetros do relé AREVA P142 da barra de 69 kV da SE Parnaíba .....	93
Tabela 4: Parâmetros relé AREVA P342 da barra de 69 kV da SE PEDRA DO SAL .....	96
Tabela 5: Parâmetros relé AREVA P142 da barra de 13,8 kV.....	98
Tabela 6: Parâmetros relé AREVA P632 do transformador de 20 MVA .....	99
Tabela 7: Parâmetros relé AREVA P142 dos alimentadores .....	101

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANSI: *American National Standards Institute*

SIN: Sistema Interligado Nacional

SEP: Sistema Elétrico de Potência

IEC: *International Electrotechnical Commission*

TC: *Transformador de Corrente*

TP: Transformador de Potencial

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	12
1.1. Justificativa .....	13
1.2. Objetivos do trabalho .....	13
1.2.1. Objetivo geral.....	13
1.2.2. Objetivos específicos.....	13
1.3. Estrutura do trabalho .....	14
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	15
2.1. Usina de geração eólica .....	15
2.1.1 Princípio da geração eólica.....	15
2.1.2 Principais aspectos dos parques eólicos .....	16
2.2. Sistema por Unidade (pu).....	17
2.3. Componentes Simétricas .....	19
2.3.1. Sequência positiva.....	19
2.3.2. Sequência Negativa .....	20
2.3.3. Sequência Zero.....	21
2.3.4. Equações.....	22
2.4. Corrente de Curto-Circuito .....	24
2.4.1. Curto-circuito trifásico .....	26
2.4.2. Curto-circuito monofásico-terra.....	27
2.4.3. Curto-circuito Bifásico .....	29
2.4.4. Curto-circuito Bifásico-terra.....	31
2.5. Tipos de Seletividade .....	33
2.5.1. Seletividade Amperimétrica .....	33
2.5.2. Seletividade Cronométrica.....	34
2.5.3. Seletividade Lógica .....	35
2.5.4. Intervalos de Coordenação estabelecidos .....	36
2.6. Curvas IEC.....	37
2.7. Zonas de Proteção .....	38
3. ASPECTOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE .....	41
3.1. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) .....	42
3.1.1. Localização de Falhas .....	44

3.1.2. Relés de Sobrecorrente Instantâneo e Temporizados (50/51 e 50N/51N).....	45
3.1.3. Relés de Subtensão (27) e Sobretensão (59).....	46
3.1.4. Relés de Subfrequência (81U) e Sobrefrequência (81O) .....	47
3.1.5. Falha do disjuntor (50BF).....	48
4. AJUSTES DA PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO 69 KV DO COMPLEXO EÓLICO	
PEDRA DO SAL .....	48
4.1. Introdução.....	48
4.2. Apresentação do Sistema Elétrico.....	49
4.3. Dados para o estudo de curto-circuito .....	51
4.3.1. Impedância de Sequência dos Equipamentos .....	53
4.3.2. Dados da Concessionária .....	53
4.3.3. Impedância reduzida na barra de 69 kV da Subestação PARNAÍBA (PAB) .....	53
4.3.4. Impedância reduzida na Linha de Transmissão de 69,0 kV .....	53
4.3.5. Curto-Circuito Trifásico na barra de 69 kV – SE Parnaíba .....	54
4.3.6. Curto-Circuito Monofásico na barra de 69 kV – SE Parnaíba.....	55
4.3.7. Curto-Circuito Trifásico na barra de 69 kV – SE Pedra do Sal .....	56
4.3.8. Curto-Circuito Monofásico na barra de 69kV – SE Pedra do Sal.....	57
4.3.9. Curto-Circuito Trifásico na barra de 13,8 kV – SE Pedra do Sal .....	58
4.3.10. Curto-Circuito Monofásico na barra de 13,8 kV – SE Pedra do Sal.....	59
4.4. Verificação e dimensionamento dos TC's de Proteção .....	60
4.4.1. Metodologia .....	60
4.4.2. Dimensionamento dos TC's da Subestação .....	62
4.5. Metodologia e ajustes das funções de proteção .....	68
4.5.1. Metodologia .....	68
4.5.2. Ajustes das funções de proteção .....	76
4.6. Diagrama Unifilar geral e diagramas de tempo da subestação .....	93
4.7. Ajustes dos parâmetros dos relés .....	93
4.7.1. Ajuste do relé AREVA P142 do barramento de 69 kV – SE PARNAÍBA.....	93
4.7.2. Ajuste do relé AREVA P342 do barramento de 69 kV – SE PEDRA DO SAL .....	96
4.7.3. Ajuste do relé AREVA P142 do barramento de 13,8 kV – SE PEDRA DO SAL.....	98
4.7.4. Ajuste do relé AREVA P632 do Transformador de Potência – SE PEDRA DO SAL..	99
4.7.5. Ajuste do relé AREVA P142 associado aos alimentadores 11S1/11S2/11S3/11S4 – SE PEDRA DO SAL .....	101
4.8. Software PTW (Power Tools for Windows).....	102
4.8.1. Coordenogramas .....	104

5. CONCLUSÃO .....	108
REFERÊNCIAS .....	110
ANEXO A – Tabela ANSI C37.2 – 2008.....	112
ANEXO B – Diagrama de Tempo Monofásico .....	115
ANEXO C – Diagrama de Tempo Trifásico .....	116
ANEXO D – Contribuição de Curto-Circuito pela Concessionária .....	117

## 1. INTRODUÇÃO

O número e a capacidade instalada dos parques eólicos no Brasil aumentaram significativamente nos últimos anos. Apesar da crescente demanda e importância desse tipo de instalação para o setor elétrico brasileiro, a elaboração de estudos elétricos de plantas eólicas, particularmente aqueles relacionados com o projeto do sistema de proteção, continua sendo um grande desafio para as empresas envolvidas nesse importante tópico. (O SETOR ELÉTRICO, 2015).

Uma das dificuldades surge do fato de que não existe um modelo baseado em diagrama de sequência usado para calcular a corrente de curto-circuito que seja amplamente aceito e conhecido pelos especialistas do setor e que esteja disponível para todos os tipos de turbinas eólicas em uso.

Uma outra dificuldade diz respeito aos projetos de turbinas eólicas mais modernos de aerogeradores, a exemplo: General Electric, Siemens Gamesa, Wobben, entre outras grandes fabricantes, que possuem malhas de controle características da máquina. Esses controles referentes as máquinas, possuem contribuição significativa na contribuição para o nível de curto-circuito na rede. Os fabricantes guardam essas informações em sigilo e não divulgam dados operacionais sobre proteção da máquina. Com isso, não existe uma metodologia ou modelo padrão estabelecido para os cálculos das correntes de curto-circuito e, conseqüentemente, para os ajustes da proteção de uma usina eólica. (O SETOR ELÉTRICO, 2015).

Esses fatores influenciam de forma significativa nos critérios adotados para o correto estudo de proteção, não apenas na Rede de Média Tensão (RMT) dos aerogeradores, mas também na barra de conexão com a concessionária.

Nesse trabalho, o objetivo será determinar os ajustes de proteção do Complexo Eólico Pedra do Sal. Realizando os ajustes para correta parametrização dos relés associados as proteções do barramento de conexão da concessionária, o barramento da subestação da usina, o barramento de conexão dos alimentadores e a proteção dos circuitos.

Desta forma, é necessário garantir o perfeito funcionamento desses dispositivos de proteção a partir de um estudo de proteção, pois são de vital importância para tornar possível a coordenação e seletividade que um sistema elétrico precisa ter, haja visto a necessidade de que



a menor quantidade de circuitos seja afetada por uma falta no sistema, onde o dispositivo de proteção do circuito mais próximo da falha deve atuar.

## **1.1. Justificativa**

O presente trabalho surge da necessidade de profissionais qualificados na área de proteção de sistemas elétricos de potência, para a realização de projetos de coordenação e seletividade em usinas eólicas. Bem como de material de apoio para os profissionais que estão saindo da universidade e adentrando ao mercado de trabalho.

## **1.2. Objetivos do trabalho**

Esse trabalho tem como principal objetivo mostrar uma metodologia para a realização de estudo de coordenação e seletividade em uma usina eólica, mostrando um estudo de caso aprovado e posto em prática. Serão apresentados conceitos básicos para o correto entendimento para a realização do estudo, bem como normas técnicas e premissas a serem adotadas. Aliado a isso, será mostrada a utilização de softwares reconhecidos e bastante utilizados mundialmente no mercado da engenharia para estudos elétricos, como o PTW.

### **1.2.1. Objetivo geral**

O presente trabalho tem como objetivo geral promover um estudo de caso da realização de um projeto de coordenação e seletividade da primeira usina eólica do estado do Piauí, localizado em Parnaíba. Partindo desse pressuposto, o trabalho irá expor conceitos básicos para entendimento do projeto, bem como um passo a passo da realização dele, realizando um estudo completo e detalhado com base em normas regulamentadoras.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

Para ser atendido o objetivo geral desse trabalho de conclusão de curso, faz-se necessário o estabelecimento e cumprimento dos seguintes itens abaixo:

- I. Apresentar o princípio de funcionamento de uma usina eólica para a sociedade;
- II. Destacar conceitos importantes para o correto entendimento do estudo;
- III. Demonstrar a importância e necessidade de um estudo de curto-circuito;
- IV. Identificar a necessidade de um estudo de coordenação e seletividade;

- V. Descrever o desenvolvimento do correto ajuste dos dispositivos de proteção;
- VI. Descrever a importância dos conceitos de confiabilidade, seletividade, coordenação, velocidade e sensibilidade na proteção de uma usina eólica.

### **1.3. Estrutura do trabalho**

O presente trabalho será dividido em 5 capítulos. Esse primeiro capítulo tem como princípio realizar uma visão geral na necessidade do estudo de proteção de sistemas elétricos em complexos eólicos. Além disso, é mostrado também a justificativa do trabalho, seu objetivo e a metodologia desse trabalho conclusão de curso.

- Capítulo 2: Fundamentação teórica – Este capítulo tem como objetivo apresentar tópicos essenciais por trás do princípio de funcionamento de uma usina eólica e conceitos relevantes para entendimento da proteção de sistemas elétricos de potência. Para que seja possível familiarizar-se com sua aplicação e requisitos necessários.
- Capítulo 3: Proteção de Parques Eólicos – O objetivo deste capítulo é apresentar os princípios da utilização da proteção em usinas eólicas, seus esquemas de proteção e funções típicas a serem implementadas na parametrização dos IED's (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes).
- Capítulo 4: Ajustes da Proteção da Subestação (13,8 kV/69 kV) – Este capítulo tem por objetivo apresentar os cálculos realizados para a correta parametrização dos dispositivos de proteção, mostrando o estudo de coordenação e seletividade.
- Capítulo 5: Conclusão – Aqui são apresentadas as conclusões obtidas através deste trabalho e as perspectivas para futuras pesquisas.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos necessários para o entendimento do assunto abordado. Neste contexto serão explanadas as características e desafios aplicados a um estudo de coordenação e seletividade de uma planta eólica, para garantir a fluidez necessária deste trabalho.

### **2.1. Usina de geração eólica**

A construção de usinas de energia eólica (WPP's - Wind Power Plants) cresceu nos últimos anos e estas plantas têm parte importante do portfólio de energia renovável. Estas geradoras têm seus próprios requisitos específicos de projeto e de proteção. Usinas de energia eólica consistem em um ou mais geradores de turbinas eólicas que se conectam a uma subestação coletora através de uma rede subterrânea ou aérea de média/alta tensão, normalmente em 34,5 kV. Através da subestação coletora, esta se conecta ao Sistema Interligado Nacional através de linhas de transmissão.

Usinas eólicas são obrigadas a cumprir requisitos de tensão específica, fator de potência “Ride-Through Fault” definidos nos Acordos Operativos das gerações de pequeno porte (<20 MW) e de grande porte ( $\geq 20$  MW). É requerido que a usina eólica tenha a capacidade de operar continuamente no ponto de interligação com fator de potência na faixa de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo para a faixa de tensão de 0,95 a 1,05 pu. (Power Service)

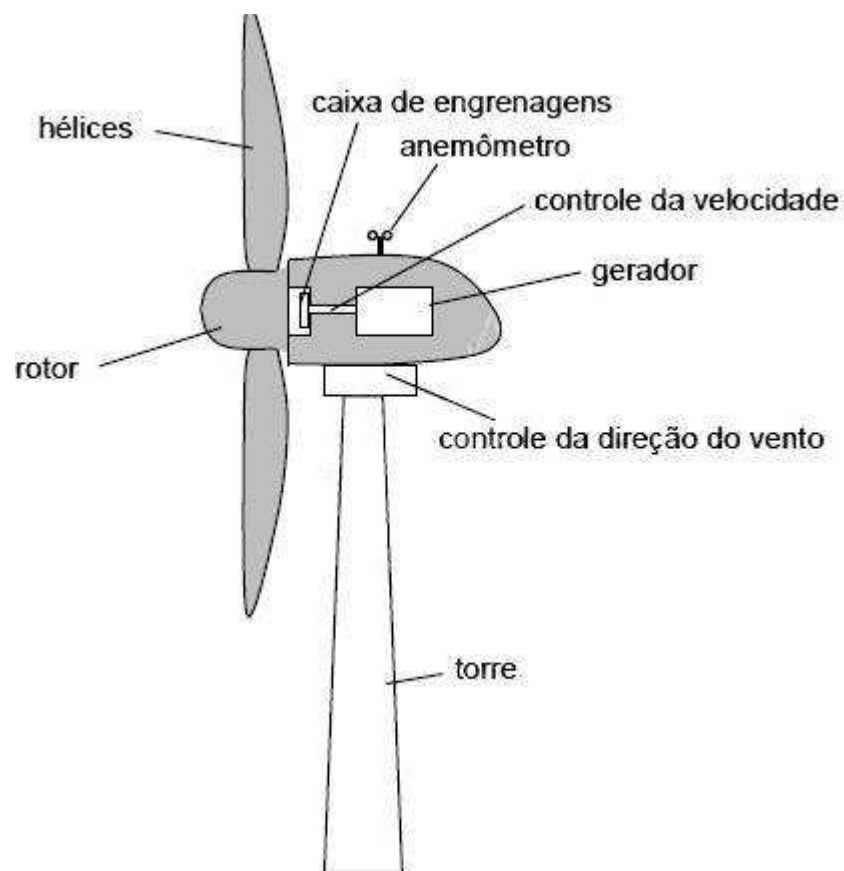
Os geradores de turbinas eólicas são máquinas de indução ou síncronas. Dentre as opções de projeto da turbina é considerada a máquina constituída por um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) com inversores “back-to-back” no circuito do rotor. Cada gerador de turbina eólica tem um transformador elevador dedicado para aumentar a tensão para a tensão do sistema coletor. Os enrolamentos dos transformadores são tipicamente conectados em estrela aterrada no lado do gerador e delta no lado do sistema coletor de média tensão. (Power Service)

#### **2.1.1 Princípio da geração eólica**

A energia eólica tem por princípio realizar o aproveitamento da energia cinética dos ventos. Ela é captada por pás, gerando movimento rotativo em um eixo de baixa rotação. Conforme ilustrado na Figura 1, esse eixo tem sua rotação multiplicada por um conjunto de

engrenagens cujo eixo de saída (eixo de alta rotação) aciona um gerador elétrico. As pás, os eixos, as engrenagens, o gerador elétrico e os componentes auxiliares são sustentados por uma torre a uma determinada altura em relação ao solo. Esse conjunto de componentes é denominado aerogerador, que corresponde às **Unidades Geradoras** de um parque de geração eólica.

Figura 1: Componentes de um Aerogerador



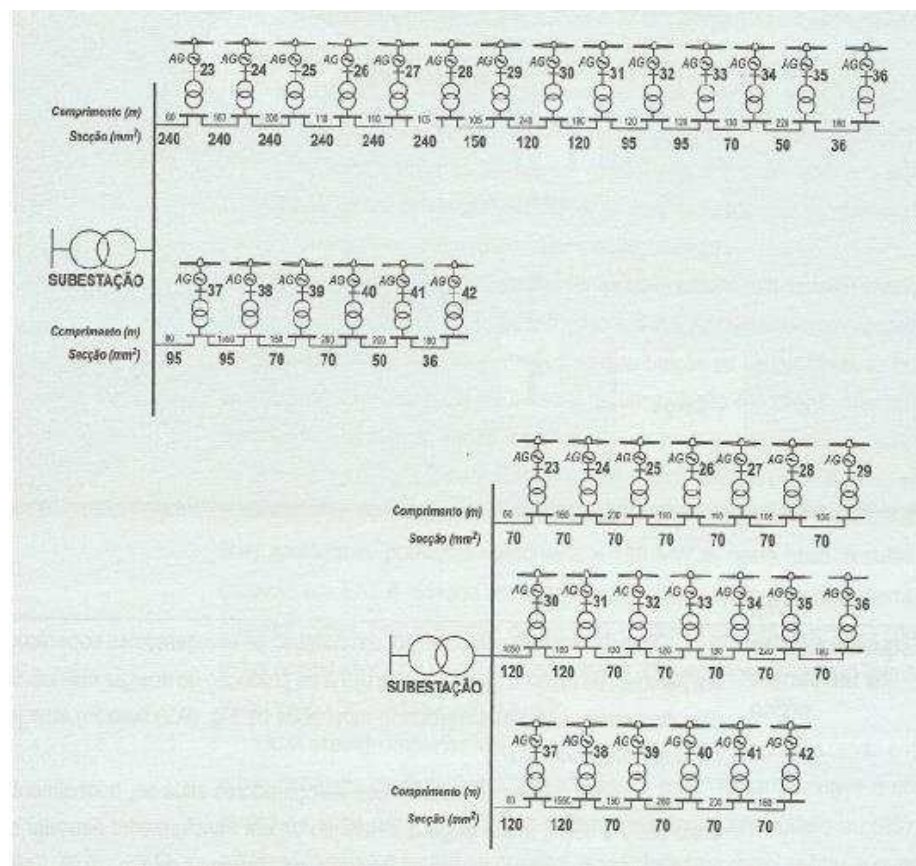
Fonte: (OBF, 2014)

### 2.1.2 Principais aspectos dos parques eólicos

Um parque eólico consiste em um empreendimento de geração de energia construído ao longo de uma grande área livre, onde são instalados os aerogeradores. Uma das etapas de projeto do empreendimento energético corresponde à alocação das unidades geradoras, de forma a maximizar o aproveitamento da energia dos ventos. (BENTO, 2022)

A energia na saída de um determinado aerogerador está sob a forma de Corrente Alternada (CA), em tensão típica de 690 V. Nesse ponto, utiliza-se um transformador que eleva a tensão para média tensão (MT), cujos valores típicos variam de 13,8 kV a 34,5 kV (sendo 34,5 kV o valor tipicamente mais utilizado). Inclusive, também estão disponíveis aerogeradores com transformador elevador acoplado, prescindindo da instalação externa desse equipamento. Essa elevação de tensão é necessária, pois é utilizada uma rede coletora em Média Tensão (RMT) para transmitir a energia produzida pelos aerogeradores até uma subestação, onde é feita a conexão com um sistema de alta tensão (AT), conforme é ilustrado na Figura 2 a seguir.

Figura 2: Diagrama de um parque eólico típico



Fonte: (CUSTÓDIO, 2009)

## 2.2. Sistema por Unidade (pu)

O valor por unidade (PU) de uma grandeza pode ser definido como sendo a razão entre dois números, em qualquer unidade, sendo um o valor real e outro que é tomado como base, resultando em um valor simplista. A utilização do sistema por unidade nada mais é que uma simplificação de cálculo para uma melhor precisão, visualização e padronização das grandezas

elétricas em trabalho. Grandezas de análise de sistemas elétricos de potência, como impedância, potência, tensão e corrente, podem ser transformadas em sistema por unidade.

A equação para definir a transformação do valor da grandeza para o sistema por unidade (pu) é:

$$Valor (pu) = \frac{Valor\ atual}{Valor\ base} \quad (1.1)$$

O número obtido é um valor sem unidade, de tal forma que, um valor em porcentagem será dado por:

$$Valor\ percentual(\%) = Valor(pu) * 100 \quad (1.2)$$

Um dos grandes benefícios de se utilizar o sistema por unidade é a eliminação da relação de transformação do transformador. Visto que, como as impedâncias do primário e secundário do trafo são expressas em pu, não é necessário referenciar as impedâncias para o lado de baixa ou alta tensão, no qual se queira trabalhar. Para se calcular valores de curto-circuito, é de fundamental importância passar todos os valores de impedância para o sistema pu. A determinação do valor da impedância de base é dada por:

$$Z_{base} = \frac{kV_{base}^2}{MVA_{base}} \quad (1.3)$$

Onde,  $Z_{base}$  é a impedância de base,  $kV_{base}$  representa a tensão de base e  $MVA_{base}$  representa a potência aparente de base. Aliado a isso, a corrente de base é calculada pela equação (1.4), seguinte:

$$I_{base} = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3} * kV_{base}} \quad (1.4)$$

Onde,  $I_{base}$  representa a corrente de base,  $kVA_{base}$  representa a potência aparente de base e  $kV_{base}$  a tensão de base em quilovolts.

Os valores tomados como base, por geralmente, devem ser os valores que se dispõe. Ou seja, é comumente adotado os valores dos dados de placa dos equipamentos em questão. A seguir, é vista a tabela 1, contemplando os valores de impedância e corrente de base para valores de base mais comuns de tensão utilizando uma potência de base 100 MVA. A tabela foi montada a partir das equações (1.3) e (1.4).

Tabela 1: Correntes e Impedâncias de base para tensões mais comuns

$V_{base}(kV)$	$S_{base}(MVA)$	$I_{base}(A)$	$Z_{base}(\Omega)$
230	100	251.02	529
138	100	418.37	190.44
69	100	836.74	47.61
34.5	100	1673.48	11.90
13.8	100	4183.70	1.90
0.380	100	151934.28	0.0014
0,220	100	262431.94	0.0005

Fonte: (Autor, 2023)

### 2.3. Componentes Simétricas

Os curtos-circuitos em sistemas trifásicos, em sua maioria, são assimétricos e provocam um desbalanceamento das fases do sistema, onde dificulta os cálculos para obtenção do valor da corrente do sinistro. Em 1918, uma ferramenta proposta para análise de circuitos polifásicos desbalanceados foi proposta pelo Dr. Charles Legeyt Forstecue, essa análise foi chamada de método das componentes simétricas ou teorema de Forstecue. Esse método possui fundamental importância, sobretudo na área de proteção de sistemas elétricos de potência. De tal forma que, é utilizado em algoritmos robustos de relés de proteção para obtenção de localização de falhas no sistema elétrico.

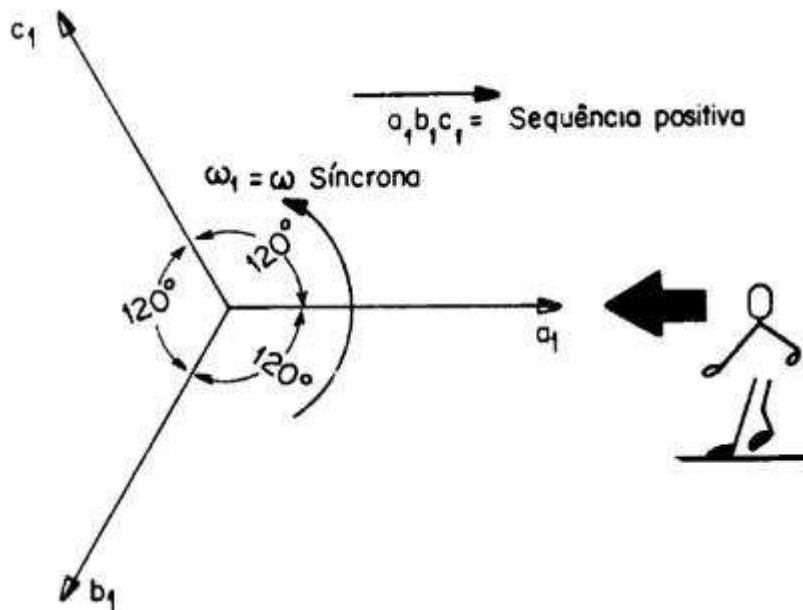
Fortescue propôs um método que prova que em um sistema desequilibrado com N fasores pode ser desmembrado em N sistemas de fasores equilibrados, denominados de componentes simétricas dos fasores originais. (JOSÉ, 2019).

Esses fasores equilibrados são denominados de componentes simétricos de sequência positiva, negativa e zero.

#### 2.3.1. Sequência positiva

É o conjunto de três fasores iguais em módulo e defasados de  $120^\circ$  entre si, com a mesma sequência de fases dos fasores originais desequilibrados. Na figura 3 a seguir, é visto o diagrama fasorial de sequência positiva:

Figura 3: Sistema de seqüência positiva



Fonte: (KINDERMANN, 1997).

Considerando os fasores como sendo correntes e considerando uma corrente  $I$  qualquer, temos que em um sistema trifásico equilibrado os fasores são defasados de  $120^\circ$ , dessa forma, podemos escrever que:

$$I_a = I \angle 0^\circ \quad (2.1)$$

$$I_b = I_a \angle -120^\circ \quad (2.2)$$

$$I_c = I_a \angle 120^\circ \quad (2.3)$$

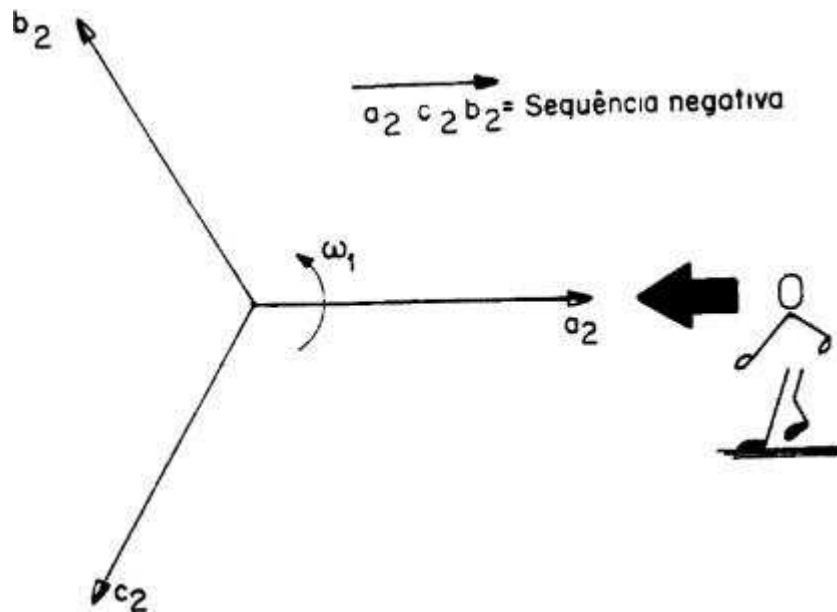
Dessa forma, para um sistema equilibrado, teremos uma seqüência de fases de seqüência positiva de ABC, BCA ou CAB e gira no sentido positivo ou anti-horário.

### 2.3.2. Seqüência Negativa

É o conjunto de três fasores iguais em módulo e defasados de  $120^\circ$  entre si, com uma seqüência de fases (sentido de rotação) contrária à dos fasores originais desequilibrados. Na figura a seguir, é mostrado o diagrama fasorial de seqüência negativa:

Figura 4: Sistema de seqüência negativa





Fonte: (KINDERMANN, 1997)

As equações, considerando os fasores como sendo correntes, teremos que:

$$I_a = I \angle 0^\circ \quad (2.4)$$

$$I_b = I_a \angle , 240^\circ \quad (2.5)$$

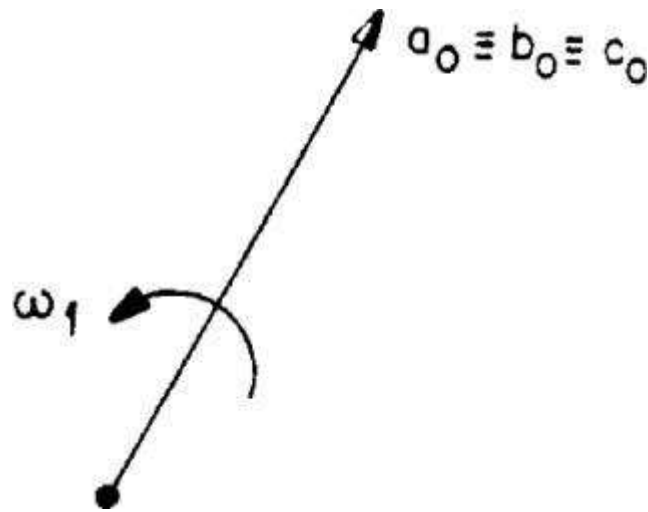
$$I_c = I_a \angle , 120^\circ \quad (2.6)$$

De tal forma que, teremos uma sequência de fases de sequência negativa de ACB, CBA ou BAC.

### 2.3.3. Sequência Zero

O sistema de sequência zero é um conjunto de três fasores paralelos, iguais em módulo e com defasagem de zero graus entre si. A imagem 5, representa o diagrama fasorial de sequência zero:

Figura 5: Diagrama fasorial de sequência zero



Fonte: (KINDERMANN, 1997).

Dessa forma, é suficiente classificar os fasores de sequência zero como componentes de fasores desequilibrados, de tal forma que a equação que representa essa sequência zero considerando os fasores sendo correntes, será dada por:

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = I \quad (2.7)$$

#### 2.3.4. Equações

O objetivo do teorema de Forstecue é determinar os valores das variáveis do sistema original desequilibrado a partir da superposição dos três sistemas equilibrados. Com base nisso, aproveita-se as expressões citadas anteriormente, dessa forma, temos que:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (2.8)$$

$$I_b = I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \quad (2.9)$$

$$I_c = I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} \quad (2.10)$$

As variáveis do lado esquerdo das equações anteriores, representam os fasores do sistema trifásico original desequilibrado e as variáveis do lado direito das equações representam as variáveis dos sistemas equilibrados de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente.

Para simplificação dos cálculos, utiliza-se um operador “ $a$ ”, que è definido como sendo um número complexo de módulo unitário e argumento  $120^\circ$ , de tal forma que, quando multiplicado a um fasor qualquer, transforma-o em um outro de mesmo módulo e adiantado de  $120^\circ$ . Esse operador è definido como:

$$a = \angle 120^\circ \quad (2.11)$$

Em sua forma quadrangular, esse operador è dado por:

$$a = \frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.12)$$

Ajustando o operador, teremos:

$$a^2 = \frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.13)$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ \quad (2.14)$$

Ajustando as equações (12) e (15) nas equações (9), (10) e (11), teremos:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (2.15)$$

$$I_b = I_{b0} + a^2 * I_{b1} + a * I_{c2} \quad (2.16)$$

$$I_c = I_{c0} + a * I_{c1} + a^2 * I_{c2} \quad (2.17)$$

Em forma de matriz, temos que:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

A matriz intermediária do operador  $a$ , representa os coeficientes das incógnitas e è denominada de matriz de transformação, e è dada por:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Com isso, è possível obtermos os valores originais do sistema desequilibrado a partir das componentes simétricas. A inversa da matriz “ $T$ ” è dada por:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Assim, teremos que:

$$\begin{matrix} I_{a0} & 1 & 1 & 1 & I_a \\ |I_{a1}| & = [1 & a^2 & a] * & |I_b| \\ I_{a2} & 1 & a & a^2 & I_c \end{matrix} \quad (2.21)$$

Essas equações utilizadas para obtenção das correntes originais do sistema desequilibrado também podem ser utilizadas para a obtenção das tensões. Dessa forma, teríamos as seguintes matrizes de cálculo:

$$\begin{matrix} V_a & 1 & 1 & 1 & V_{a0} \\ |V_b| & = [1 & a^2 & a] * & |V_{a1}| \\ V_c & 1 & a & a^2 & V_{a2} \end{matrix} \quad (2.22)$$

$$\begin{matrix} V_{a0} & 1 & 1 & 1 & V_a \\ |V_{a1}| & = [1 & a^2 & a] * & |V_b| \\ V_{a2} & 1 & a & a^2 & V_c \end{matrix} \quad (2.23)$$

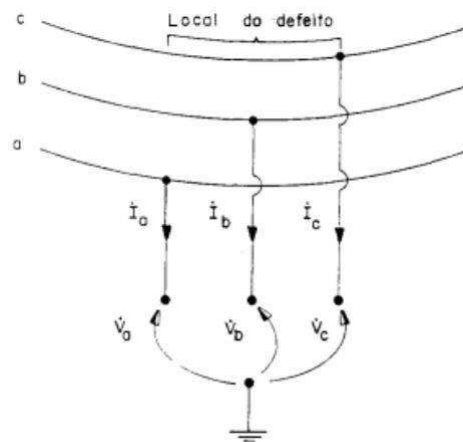
## 2.4. Corrente de Curto-Circuito

Este trabalho seguirá as normas ANSI (*American National Standards Institute*) e IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) para os cálculos de curto-circuito. Essas normativas definem os padrões e recomendações necessárias para a análise de faltas no SEP (sistema elétrico de potência). Conforme as normas ANSI, a análise de sistemas de potência trifásicos em corrente alternada, deve seguir as seguintes premissas:

- Durante a ocorrência do curto-circuito, a tensão de alimentação permanece com o mesmo valor que a tensão pré-falta;
- As correntes de pré-falta são desconsideradas pelo fato de assumirem magnitudes consideravelmente inferiores as correntes de falta. Por consequência, tensões pré-falta são assumidas como sendo as tensões nominais do sistema;
- As impedâncias de falta são consideradas nulas, isto é, serão analisados os curtos-circuitos francos;
- Motores síncronos e de indução contribuem para as correntes de curto-circuito.

A figura 6 a seguir, ilustra as tensões e correntes no local de falta conforme as premissas da norma ANSI.

Figura 6: Correntes e Tensões no local de falta

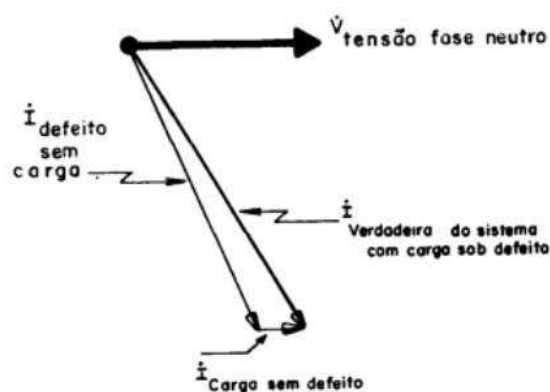


Fonte: KINDERMANN, 1997

Fonte: (KINDERMANN, 1997)

As correntes de carga são limitadas pelas impedâncias de carga do sistema, apresentando, um valor consideravelmente inferior às correntes de curto-circuito (KINDERMANN, 1997), de acordo com a figura 7 a seguir:

Figura 7: Corrente verdadeira de falta



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

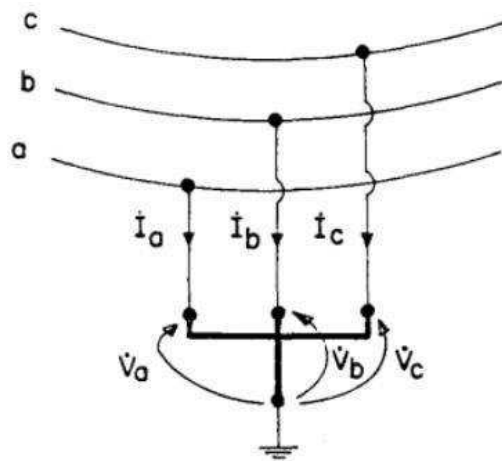
Para os estudos de proteção de sistemas elétricos de potência, não é necessário o valor exato da corrente de curto, visto que nos próprios ajustes de proteção é comum a utilização de folgas no seu range de valores para garantir uma maior confiabilidade do sistema.

Nos tópicos seguintes, serão mostrados os tipos de curto-circuito.

### 2.4.1. Curto-circuito trifásico

Em um curto-circuito trifásico, as três fases do sistema são conectadas entre si, podendo ou não haver contato à terra. Devido ao fato de ser uma falta equilibrada e simétrica, os dois casos se resumem a mesma equação para o cálculo de curto-circuito. A figura 8 a seguir, representa uma falta trifásica com contato à terra.

Figura 8: Curto-circuito trifásico



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

No curto-circuito trifásico, as três fases são “curto-circuitadas” simultaneamente e a condição de contorno para este tipo de falta é dada pela equação a seguir:

$$V_a = V_b = V_c = 0 \quad (2.24)$$

Desenvolvendo a equação, temos que:

$$3V_{a1} = V_a + aV_b + a^2V_c = 0 \quad (2.25)$$

$$3V_{a2} = V_a + a^2V_b + aV_c = 0 \quad (2.26)$$

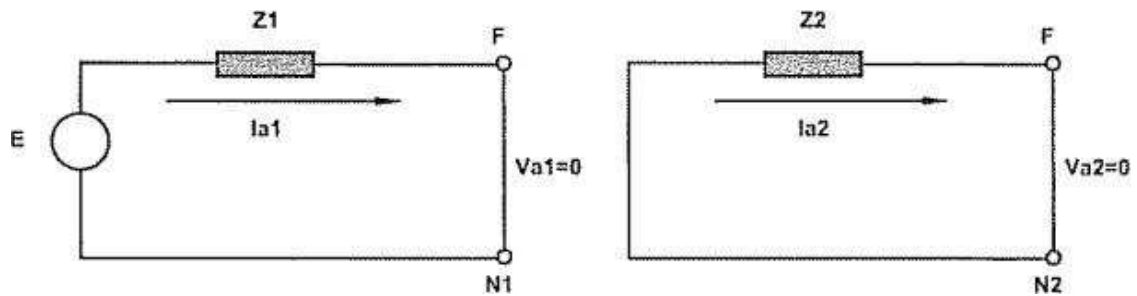
$$3V_{a0} = V_a + V_b + V_c = 0 \quad (2.27)$$

$$V_{a1} = V_{a2} + V_0 = 0 \quad (2.28)$$

Dessa forma, os três circuitos de sequência ficam com suas tensões zero (“curto-circuitadas”).

De acordo com os diagramas representados a seguir:

Figura 9: Circuitos de seqüências para faltas trifásicas



Fonte: (MARDEGAN, 2012)

Dessa forma, temos que:

$$E = V_{a1} + Z_1 I_{a1} = 0 + Z_1 I_{a1} \quad (2.29)$$

Manipulando a equação (30), chegamos a:

$$I_{a1} = \frac{E}{Z_1} \quad (2/30)$$

Dessa forma, teremos:

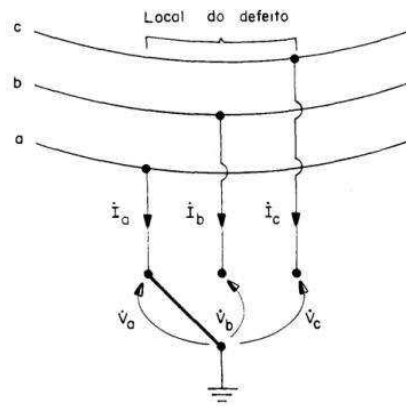
$$I_{CC3\phi} = \frac{E}{Z_1} \quad (2.31)$$

As amplitudes das correntes de falta em um curto trifásico são idênticas para as três fases do sistema, sendo apenas defasadas por  $120^\circ$  entre si.

#### 2.4.2. Curto-circuito monofásico-terra

No curto-circuito fase-terra, uma fase vai à terra e as outras duas ficam “sãs”. A figura 10 a seguir, ilustra o curto-circuito monofásico terra:

Figura 10: Curto-circuito monofásico terra



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

As condições de contorno para este tipo de falta são (desprezando-se as correntes de carga pré-falta):

$$V_a = 0 \quad (2.32)$$

$$I_b = I_c = 0 \quad (2.33)$$

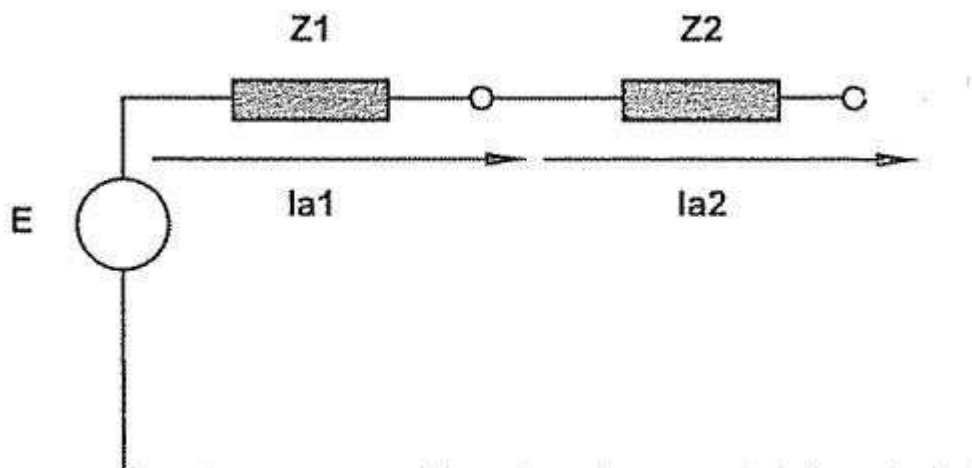
$$3I_{a1} = I_a + aI_b + a^2I_c = I_a + a * 0 + a^2 * 0 = I_a \quad (2.34)$$

$$3I_{a2} = I_a + a^2I_b + aI_c = I_a + a^2 * 0 + a * 0 = I_a \quad (2.35)$$

$$3I_{a0} = I_a + I_b + I_c = I_a + 0 + 0 = I_a \quad (2.36)$$

As correntes de seqüência estão em série, conforme imagem a seguir:

Figura 11: Correntes de seqüência em curto monofásico



Fonte: (MARDEGAN, 2012)



Dessa forma, teremos que:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{I_a}{3} \quad (2.37)$$

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0 \quad (2.38)$$

$$E = Z_1 * I_{a1} + Z_2 * I_{a1} + (Z_0 + 3Z_G) * I_{a1} \quad (2.39)$$

$$I_{a1} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G} \quad (2.40)$$

Daí, tem-se que:

$$I_a = I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = 3I_{a1} \quad (2.41)$$

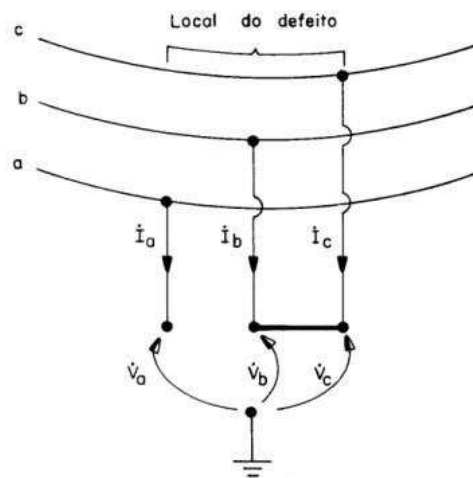
Assim, para ser calculado o curto-circuito monofásico terra, teremos:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 * E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G} \quad (2.42)$$

### 2.4.3. Curto-circuito Bifásico

O curto-circuito bifásico é um curto desequilibrado e assimétrico, caracterizado pela imagem 11 a seguir:

Figura 12: Curto-circuito bifásico



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

No curto-circuito fase-fase, as condições de contorno, para uma falta entre as fases “b” e “c”, desprezando-se a corrente de carga pré falta, para este tipo de falta são:

$$V_b = V_c \quad I_a = 0 \quad I_b = -I_c \quad (2.43)$$

Temos que:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0 \quad (2.44)$$

$$V_c = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0} \quad (2.45)$$

$$V_b = a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} \quad (2.46)$$

Subtraindo-se  $V_c$  de  $V_b$ , tem-se:

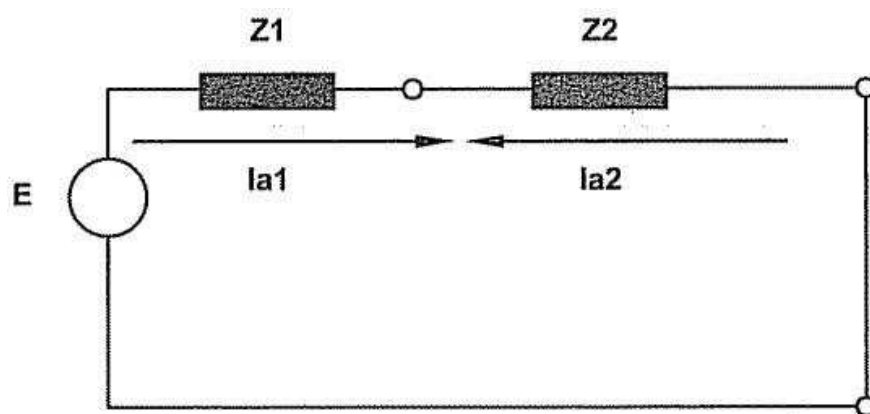
$$0 = (a - a^2)V_{a1} + (a^2 - a)V_{a2} \quad (2.47)$$

$$(a - a^2)V_{a1} = (a - a^2)V_{a2} \quad (2.48)$$

$$V_{a1} = V_{a2} \quad (2.49)$$

Abaixo, é visto o diagrama de seqüência:

Figura 13: Correntes de seqüência para curtos bifásicos



Fonte: (MARDEGAN, 2012)

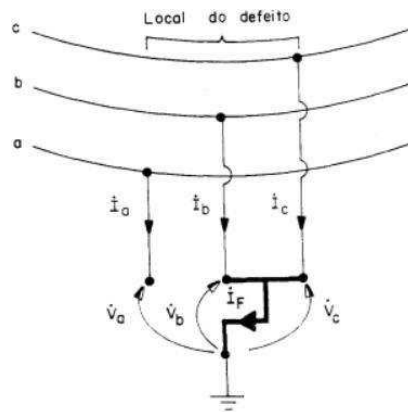
Para ser calculado o curto-circuito bifásico, teremos que:

$$I_{cc_{2\phi}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cc_{3\phi}} \quad (2.50)$$

#### 2.4.4. Curto-circuito Bifásico-terra

Nos curtos-circuitos bifásicos à terra, considera-se as fases “b” e “c” conectadas à terra, de acordo com a imagem 13 a seguir:

Figura 14: Curto-Circuito bifásico terra



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

Para esse caso, temos as seguintes condições de contorno:

$$V_b = V_c = 0 \quad (2.51)$$

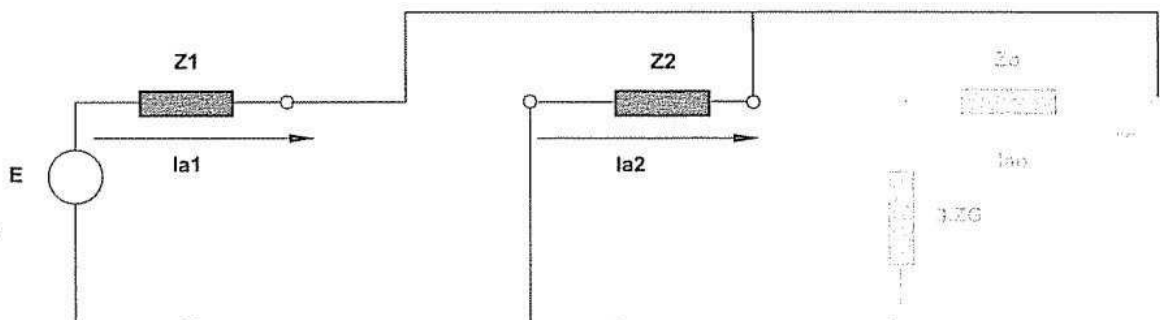
$$I_a = 0 \quad (2.52)$$

Aplicando as condições de contorno na matriz de transformação, temos que:

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = \frac{V_a}{3} \quad (2.53)$$

Diante dessa igualdade, temos que os circuitos de sequência positiva e negativa são conectados em paralelo conforme a imagem 15, a seguir:

Figura 15: Circuitos de sequência para faltas bifásicas com contato à terra



Fonte: (MARDEGAN, 2012)

Como temos uma falta desequilibrada e assimétrica envolvendo a terra, temos circulação de corrente de sequência zero. Aplicando as Leis de Kirchoff no circuito da figura 14, teremos:

$$I_{a1} = \frac{E}{Z_1 + ((Z_2 // Z_0 + 3Z_G))} \quad (2.54)$$

$$I_{a1} = \frac{E(Z_0 + Z_2 + 3Z_G)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2 + Z_1Z_G + Z_2Z_G} \quad (2.55)$$

Considerando o sistema, ainda, como solidamente aterrado, ou seja,  $Z_G = 0$ , a equação anterior se resume a:

$$I_{a1} = \frac{E(Z_0 + Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} \quad (2.56)$$

Da imagem 14, sabemos que, a tensão  $V_{a1}$  é obtida a partir da equação a seguir:

$$V_{a1} = E, Z I_{a1} = E, Z \frac{E(Z_0 + Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} = \frac{E(Z_0Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} \quad (2.57)$$

A partir das equações (55) e (56), obtém-se as correntes de sequência negativa e zero, posteriormente as correntes e tensões de fase:

$$I_{a2} = \frac{V_{a2}}{Z_2} = \frac{V_{a1}}{Z_2} = \frac{Z_0}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (2.58)$$

$$I_{a0} = \frac{V_{a0}}{Z_0} = \frac{V_{a1}}{Z_0} = \frac{Z_2}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (2.59)$$

$$I_b = I_{\omega} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} = j \frac{\sqrt{3}[(a^2 + 1)Z_2 + Z_0]}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (2.60)$$

$$I_c = I_{\omega} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} = j \frac{\sqrt{3}[(a + 1)Z_2 + Z_0]}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (2.61)$$

$$V_a = 3 * V_{a1} = \frac{3(Z_0Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (2.62)$$

## 2.5. Tipos de Seletividade

Quando o assunto seletividade elétrica é abordado, deve vir acompanhado pelo termo “continuidade do fornecimento de energia”. “O objetivo maior de um estudo de seletividade é determinar os ajustes dos aparelhos de proteção, de forma que, na ocorrência de um curto-circuito, opere apenas o aparelho mais próximo da falta, isolando a menor porção do sistema elétrico, no menor tempo possível e ainda protegendo os aparelhos e o sistema”. (MARDEGAN, 2010).

A seletividade é uma característica que todo sistema de proteção deve-se ter para que, ao ser submetido por correntes anormais, faça atuar os dispositivos de proteção de maneira a desenergizar somente a parte do circuito afetado (MAMEDE, 2013). A forma de elaboração do estudo de seletividade está sujeita às características do sistema elétrico em questão; desde o arranjo dos circuitos, distâncias das cargas, e esquemas de distribuição. Em sistemas elétricos, a existência de circuitos independentes para determinadas cargas, reduzem os efeitos prejudiciais no caso de falhas como um curto-circuito, além de facilitar a localização e a manutenção de um circuito defeituoso sem interferir no funcionamento dos demais, simplificando o estudo de seletividade (SCHNEIDER ELECTRIC, 2013).

A seletividade poderá ser feita com base em algumas grandezas do sistema em falha, como os níveis de corrente entre diversos pontos, tempo de atuação dos aparelhos de proteção, entre outras. Há três tipos de seletividade: Amperimétrica, cronométrica e lógica. Será mostrado abaixo a definição desses conceitos.

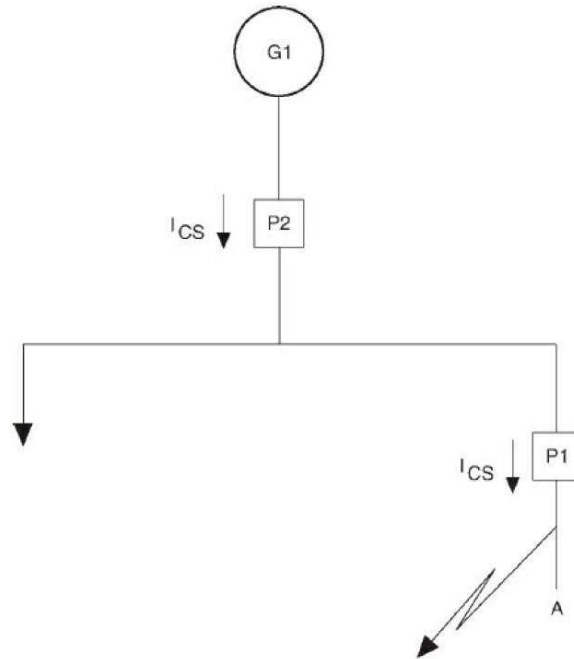
### 2.5.1. Seletividade Amperimétrica

A seletividade Amperimétrica, também conhecida como seletividade por corrente, fundamenta-se com o princípio de que as correntes de curto-circuito sofrem bastante variações à medida que o ponto de defeito se aproxima da fonte de suprimento (MAMEDE, 2013). Assim, é utilizado com mais frequência em sistemas de baixa tensão, onde tem-se uma variação significativa na impedância dos circuitos, em contrapartida a sistemas de média e alta tensão.

Segundo Mardegan, (2012), a desvantagem da seletividade Amperimétrica é que na ocorrência de um curto-circuito entre proteções separadas por curtas distâncias, em que a

impedância seja baixa, a proteção mais próxima à falta poderá não ser a primeira a atuar, podendo desnecessariamente interromper circuitos com perfeito funcionamento.

Figura 16: Seletividade Amperimétrica



Fonte: (MAMEDE, 2013)

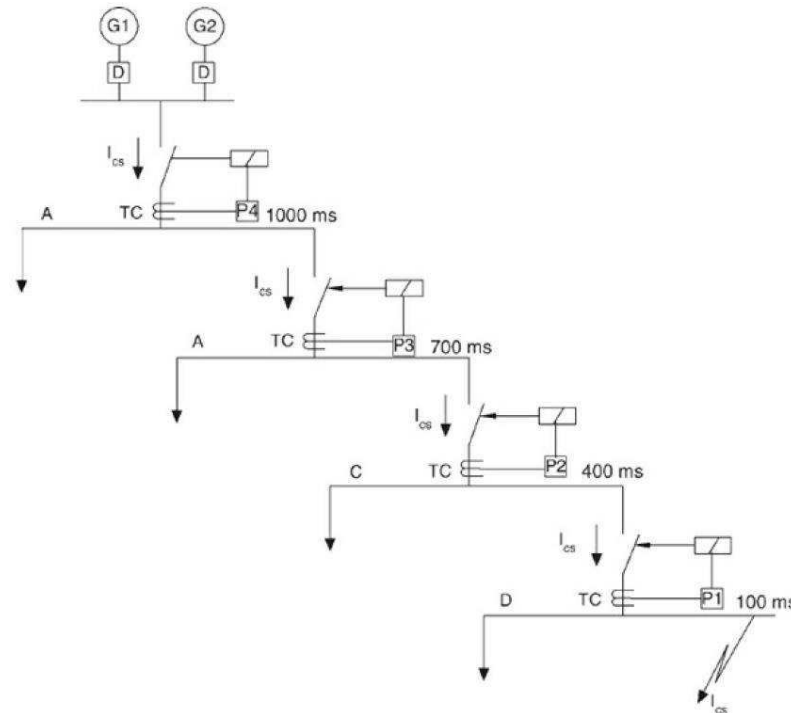
Da figura 16 ilustrada anteriormente, ilustra-se uma corrente de falta no ponto A de valor  $I_{CS}$ , e as correntes de ajuste de proteção nos pontos P1 e P2 iguais a  $I_{P1}$  e  $I_{P2}$ , respectivamente. Para que a seletividade amperimétrica seja satisfeita e opere corretamente, deverá existir a condição:  $I_{P2} = I_{CS} = I_{P1}$ . A corrente de falta vista pelo dispositivo de proteção à montante é muito maior que aquela vista pelo dispositivo de proteção instalado à jusante. (Revista O Setor Elétrico).

### 2.5.2. Seletividade Cronométrica

O princípio da seletividade cronométrica, diferente da anterior, é o ajuste do tempo de disparo dos diversos aparelhos de proteção. Segundo o “PROGRAMA DE FORMAÇÃO TÉCNICA CONTINUADA” da Schneider-Electric, (2013), as proteções devem ser reguladas de modo que os “relês a jusante tenha tempos de operação mais curtos progressivamente em relação àqueles em direção à fonte” garantindo assim a seletividade e a coordenação entre os aparelhos.

Esta técnica requer investimentos financeiros elevados, já que será necessária a instalação de mecanismos de retardo no tempo de disparo dos disjuntores, além do que deverão ser dimensionados de forma a suportar as correntes de falta, e aos esforços mecânicos durante o tempo pré-definido. Na figura 17 a seguir, é ilustrado um evento de falta na barra D.

Figura 17: Seletividade Cronométrica



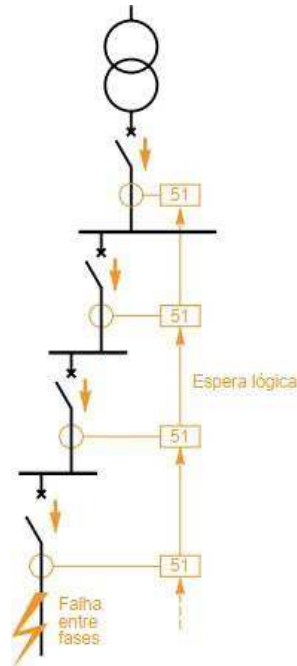
Fonte: (MAMEDE, 2013)

Da figura 17, temos que uma corrente de curto-circuito  $I_{cs}$ , atinge a barra D. O tempo de atuação do dispositivo de proteção é de 100 ms, quando atua sua unidade instantânea. Já para a proteção P2, deve atuar em 400 ms, enquanto P3 e P4 devem atuar, respectivamente, em 700 ms e 1000 ms, mostrando um intervalo de coordenação entre as proteções de 300 ms.

### 2.5.3. Seletividade Lógica

A seletividade lógica é a união dos recursos utilizados na seletividade Amperimétrica e na seletividade cronométrica (MARDEGAN, 2012), porém elimina ou reduz significativamente a zona onde dois aparelhos subsequentes poderiam atuar simultaneamente. (SCHNEIDER-ELECTRIC, 2013). É mostrada na figura 18 a seguir, a situação.

Figura 18: Seletividade Lógica



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

A seletividade lógica, como vista na segura anterior, é um sistema que combina um esquema de proteção de sobrecorrente com um esquema de comunicação (MAMEDE, 2013). A primeira proteção a montante do ponto de falta será a única responsável pela atuação do dispositivo de abertura do circuito.

Cada proteção deverá ser capaz de receber um sinal digital da proteção a jusante e enviar um sinal digital à proteção a montante e, com isso, acionar o dispositivo de abertura do circuito (MAMEDE, 2013).

#### 2.5.4. Intervalos de Coordenação estabelecidos

Com os conceitos dos tipos de seletividade, o próximo passo é estabelecer a coordenação entre os aparelhos de proteção. Este processo inicia-se no projeto e especificação destes. Segundo Mardegan (2011), intervalo de coordenação é o tempo que garante que o aparelho de proteção mais próximo a falta atue primeiro, desenergizando a menor quantidade possível do sistema.

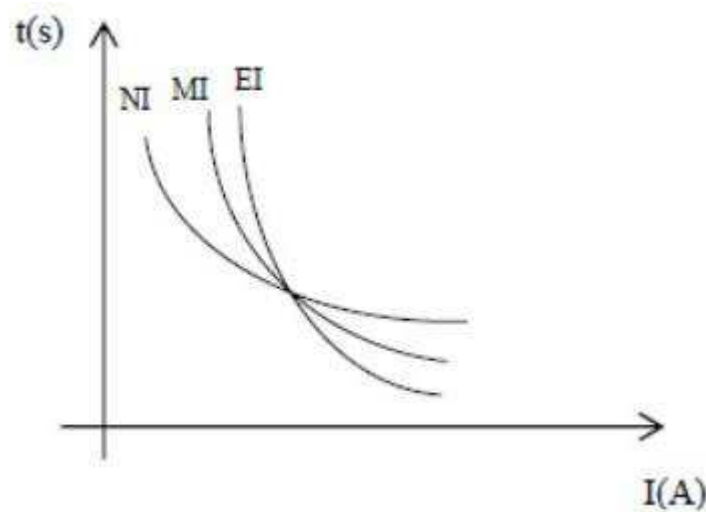


## 2.6. Curvas IEC

Durante os cálculos dos ajustes de proteção dos relés, utiliza-se determinadas curvas para atuação da proteção. Essas curvas ilustram uma relação entre corrente e tempo, mostrando que, quanto maior a corrente, mais rápida será a atuação da proteção e consequentemente a eliminação da falta. O tempo de atuação da proteção é baseado em três curvas: inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI), de tal forma que, quanto mais inversa a curva, menor será o tempo de atuação da proteção para um elevado valor de corrente. Por outro lado, quanto menor o valor de corrente, maior será o intervalo de atuação do relé.

A seguir, é mostrado na figura 19 o gráfico das curvas de tempo x corrente do relé NI, MI e EI.

Figura 19: Curva tempo x corrente



Fonte: (VIANA FILHO, 2010)

A definição do tempo de atuação de um relé é baseada em suas curvas de atuação, múltiplo (M) e dial de tempo (Dt). De tal forma que, seu tempo de atuação é dado por:

$$t = D_t * \left( \frac{K}{M^{\alpha} \beta} + L \right) \quad (2.63)$$

O dial de tempo (Dt) representa a porcentagem da curva de atuação original em que o relé deve operar de forma mais rápida, ou seja, o Dial de tempo “fomenta” a curva de tempo x corrente, alterando seu tempo. Quanto menor o dial de tempo, mais rápida será a atuação.

O múltiplo de fase do relé ( $M$ ), representa quantas vezes a corrente de curto-circuito é maior que a corrente de ajuste, de tal forma que:

$$M = \frac{i_{CC3\phi}}{RTC * TAP} \quad (2.64)$$

A partir das curvas MI, NI e EI, temos os coeficientes desses tipos de curva, variando de acordo com a norma e curva utilizada. Nesse trabalho, será adotada as curvas padronizadas pela *International Electrotechnical Commission (IEC)* onde os valores dos coeficientes para cada curva são mostrados na tabela a seguir:

Tabela 2: Coeficientes das curvas IEC

Tipo	$K$	$\alpha$	$L$	$\beta$
Inversa	0,14	0,02	0	1
Muito Inversa	13,5	1	0	1
Extremamente Inversa	80	2	0	1

Fonte: (AUTOR, 2023)

## 2.7. Zonas de Proteção

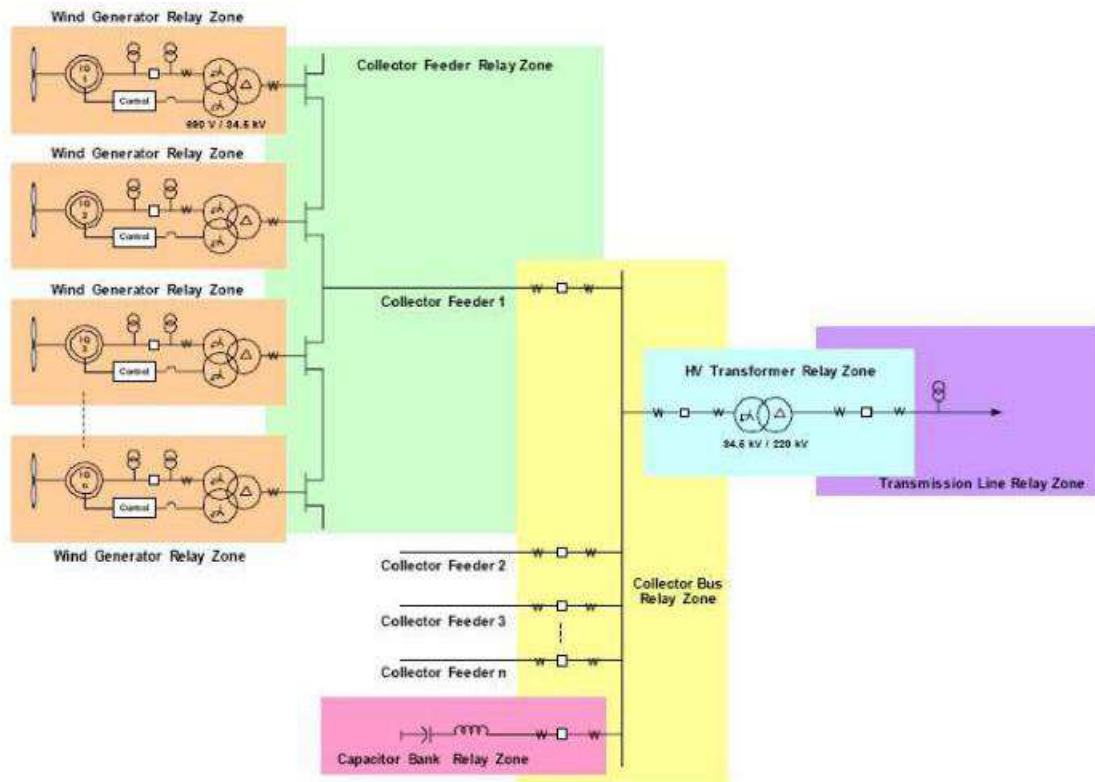
Qualquer parte do sistema elétrico é definida de acordo com as condições de operação do sistema em que opera, de modo que suas características técnicas não sejam excedidas. Os sistemas elétricos estão constantemente expostos a eventos que devem ser monitorados, controlados ou simplesmente eliminados. Para usar o sistema elétrico da maneira mais confiável possível, você deve usar equipamentos de medição e proteção, cada um deles projetado para um evento específico.

A definição de um sistema de proteção de acordo com o Submódulo 2.6 do ONS è: “O sistema de proteção é o conjunto de equipamentos compostos por relés de proteção, relés auxiliares, equipamentos de teleproteção e acessórios destinados a realizar a proteção em caso de falhas elétricas, tais como curtos-circuitos, e de outras condições anormais de operação dos componentes de um sistema elétrico”.

Para garantia da sua efetividade, um sistema de proteção elétrico é realizado a partir da divisão em partes desse sistema. De tal forma que, em um dado sistema genérico de geração de

eólica, como visto na figura 20 a seguir, é necessária a proteção do sistema através de zonas individuais de proteção, de tal forma que, nenhum equipamento fique desprotegido.

Figura 20: Zonas de proteção de usinas eólicas genéricas



Fonte: HUNT; CARDENAS; MCGINN (2010)

A zona 1 (laranja), trata-se da proteção da unidade geradora. A zona 2 (verde), tem a finalidade de proteger o barramento de conexão do gerador ao barramento dos alimentadores. A zona 3 (amarelo) é responsável pela proteção efetiva dos alimentadores. A zona 4 (azul) tem a finalidade da proteção do transformador de potência. A zona 5 (rosa) tem a finalidade de proteção do banco de capacitores. A zona 6 (roxo), tem a finalidade de proteção da linha de transmissão.

Na ocorrência de uma falta, em uma determinada zona de proteção, somente o equipamento de proteção referente a essa zona deve atuar, de tal forma que nenhuma outra zona seja afetada pelo defeito, atuando da forma mais rápida possível. Dessa forma, um sistema de

proteção eficiente deve possuir as características de confiabilidade, seletividade, coordenação, velocidade e sensibilidade.

A confiabilidade garante que, em situações de falha, a proteção do sistema irá atuar conforme sua parametrização. Evitando a operação indesejada desses equipamentos. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

A seletividade consiste na atuação da proteção mais próxima a falta, de forma a isolar apenas a parte defeituosa do circuito, restringindo o número de afetados pelo defeito. Dessa forma, não haverá interferência nos demais circuitos, que irão permanecer em operação normal. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

A coordenação irá garantir que, em caso de não atuação da proteção primária em uma falha, haverá atuação da proteção de retaguarda. Para essa coordenação, deverá haver dois ou mais dispositivos de proteção em série, de forma a operarem com seus respectivos intervalos de tempo para atuação. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

A rapidez da atuação da proteção consiste em reduzir o intervalo de tempo de atuação da proteção, haja visto que quanto mais rápido atuar o dispositivo de proteção, menores serão as avarias de uma falta ao sistema. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

A sensibilidade é a capacidade que o elemento de proteção tem de reconhecer a falta com precisão, de acordo com seu range de operação. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

A proteção do sistema elétrico de um parque eólico depende, por exemplo, da potência do parque e da potência nominal dos aerogeradores. Se algum componente faltoso do sistema elétrico de potência (aerogerador, rede de média tensão, transformador, barramento, linha etc.) não for rapidamente isolado, haverá instabilidade ou uma ruptura através da ação de outros dispositivos de proteção (BARBOSA, 2009).

### 3. ASPECTOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE

Na proteção do sistema elétrico de potência, deve-se atentar a três aspectos importantes: (MASON, 1967):

- Correta operação;
- Prevenção contra falhas;
- Limitação dos efeitos devido às falhas.

Ao projetar um sistema de proteção, é muito importante considerar as condições normais de operação do dispositivo para evitar que ele reaja de forma indesejável e pare de forma desnecessária. Um dispositivo operando sob condições anormais, é chamado de falha elétrica. Há várias causas para isso como, por exemplo, sobrecarga e falha na isolação elétrica, caracterizando um curto-circuito.

Apesar das ações preventivas, torna-se inviável agir de forma a prevenir completamente a ocorrência de falhas, assim deve-se tomar medidas mitigadoras dos efeitos de uma falha. Algumas das mais importantes medidas são (MASON, 1967):

- Medidas para reduzir os efeitos imediatos de uma falha elétrica, como: limitação das correntes de curto-circuito, projeto capaz de suportar os efeitos mecânicos e térmicos das correntes de defeito.
- Medidas para desconectar imediatamente o elemento sob falta, como: relés de proteção, disjuntores com capacidade de interrupção adequada e fusíveis.
- Medidas para desconectar imediatamente o elemento sob falta, como: relés de proteção, disjuntores com capacidade de interrupção adequada e fusíveis.
- Medidas para desconectar imediatamente o elemento sob falta, como: relés de proteção, disjuntores com capacidade de interrupção adequada e fusíveis.
- Meios para observar a efetividade das medidas acima, como oscilografia.
- Frequente análise sobre as mudanças no sistema, com consequentes reajustes dos relés e reorganização do esquema operativo.

Como pôde ser visto acima, os relés de proteção são apenas uma das formas de mitigar os efeitos de uma falha no SEP. Porém, é utilizado em praticamente todas as instalações elétricas para falhas de geradores, transformadores, linhas de transmissão, cabos, motores e demais equipamentos que compõem o sistema elétrico. O estudo de proteção é parte do principal objetivo desse trabalho. A seguir, serão mostrados os principais conceitos de proteção e seletividade considerando sua aplicação conjunta com os relés de proteção.

### 3.1. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's)

Relés são dispositivos que detectam condições anormais de operação do sistema elétrico de potência e iniciam ações corretivas tão rápido quanto passível, com o objetivo de normalizar o sistema ou retirar de operação equipamentos ou partes do circuito que apresentem condições anormais de operação. Assim, o principal objetivo dos relés de proteção é diagnosticar corretamente o problema e atuar de forma automática e rápida, a fim de que se cause o menor distúrbio possível ao sistema de potência (HOROWITZ, 2008).

Os relés de proteção também têm a função auxiliar de indicar a localização e o tipo de falha que ocorreu. Esses dados, quando utilizados em conjunto com oscilografias, provêm meios de analisar a eficiência e a eficácia da proteção, de forma a melhorar as características de atuação dos próprios relés (MASON, 1967).

A confiabilidade dos relés de proteção é medida através de dois parâmetros: probabilidade de eliminar todas as falhas que ocorrem e a probabilidade de operar sem ter ocorrido uma falha. Muitos sistemas de proteção são projetados de forma a se obter uma alta probabilidade de o relé eliminar todas as falhas, porém isso acarreta uma tendência de o sistema operar sem ter ocorrido uma falha. Atualmente, há uma tendência de os sistemas de proteção serem projetados dessa forma, conseqüentemente, as maiorias dos erros de operação dos relés são devido a *trips* indesejáveis, ou seja, sem a ocorrência de uma falha.

Essa filosofia de projeto reflete o fato de que os sistemas de potência provem diversas alternativas para transferir potência de uma fonte geradora a uma carga. O desligamento de um equipamento ou parte do sistema devido a uma *trip* desnecessário é menos questionável do que a perda de um equipamento ou parte de um sistema devido a uma falha que não foi isolada pelo sistema de proteção (HOROWITZ, 2008).

Apesar de, atualmente, um sistema de proteção estar diretamente relacionado com relés de proteção, também existem outros componentes que devem atuar em conjunto com os relés. Os relés necessitam ser conectados a uma fonte de tensão, normalmente uma bateria ou outra fonte de tensão em corrente contínua, que não sofra influência da falha que o relé está monitorando, pois, a correta atuação do relé não pode ser comprometida pela falha no sistema elétrico.

Os relés de proteção não têm capacidade para seccionar um circuito fisicamente, apenas são sensibilizados por uma condição anormal e enviam um sinal para um dispositivo que seja capaz de seccionar o circuito. Os dispositivos de seccionamento mais utilizados em conjunto com os relés são os disjuntores, que devem ter capacidade de interrupção compatível com o nível de curto-circuito no ponto em que irá atuar.

A expansão e maior complexidade dos modernos sistemas de potência trouxeram a necessidade de relés de proteção com melhor desempenho e características mais sofisticadas. Isso foi possível através do desenvolvimento dos semicondutores, que tornaram possível o desenvolvimento dos relés conhecidos como Relés Estáticos ou Relés de Estado Sólido. Além da possibilidade de implementação de todas as funções disponíveis nos relés eletromecânicos, a criação dos relés de estado sólido trouxeram algumas vantagens adicionais, como: baixo consumo, melhores características dinâmicas, auto-supervisão, multifuncionalidade, monitoramento do sistema e menor tamanho (IEEE Std 242-2001). Além disso, os ajustes (parâmetros) dos relés estáticos podem ser atualizados através do ajuste dos componentes lógicos, em oposição às características fixas dos relés eletromecânicos (HOROWITZ, 2008).

Nos relés digitais se aplicam sinais analógicos provenientes de transdutores primários de corrente e tensão, e sinais discretos, que sinalizam o estado de disjuntores, chaves e outros relés. Estes sinais recebem um processamento nos subsistemas correspondentes antes de sua aplicação ao microcomputador, que constitui o elemento principal do relé. Os sinais analógicos passam adicionalmente por um conversor analógico-digital antes de entrar em uma unidade central de processamento (CPU).

Os sinais discretos de saída do relé recebem processamento nos subsistemas de saídas discretas, que geralmente inclui relés eletromecânicos auxiliares para provê-lo de saídas tipo contato. O relé realiza também a função de sinalização (geralmente luminosa) visível no

exterior. A maioria dos relés digitais dispõe também de capacidade de comunicação com outros equipamentos digitais, por meio de portas serial e paralela (ALMEIDA, 2000).

Uma das principais vantagens dos relés digitais é a grande capacidade de auto-supervisão. Adicionalmente, também têm boa capacidade de comunicação que permite alertar operadores quando não está funcionando adequadamente, permitindo diagnósticos remotos e possibilitando correções, além de permitir a leitura de seus parâmetros e operações.

Analisar detalhadamente a operação interna dos relés de proteção não é o principal objetivo deste trabalho, porém a forma como detectam faltas, atuam e as principais funções de proteção serão exploradas a seguir, com ênfase em proteção para sobrecorrentes.

### **3.1.1. Localização de Falhas**

Em geral, quando curtos-circuitos ocorrem, correntes de grandes magnitudes aparecem no sistema, e a magnitude das tensões sofre um afundamento. Além dessas grandezas, outras grandezas podem sofrer alteração, tais como: ângulo dos fasores de corrente e tensão, componentes harmônicas, potência ativa e reativa, frequência do sistema etc. Assim, a função dos relés é detectar as mudanças nas grandezas citadas e avaliar se a falha ocorreu dentro da sua zona de atuação.

A forma mais simples de detecção de falhas de um relé é através de um nível de detecção. O relé será sensibilizado para todos os valores acima de um determinado nível de detecção pré-configurado e deverá atuar, normalmente enviando um sinal de *trip* para o disjuntor ou sinalizando através de um alarme para que um operador possa tomar a ação necessária para eliminar a falha.

O nível de detecção citado acima é conhecido como o valor de *pickup* de um relé. O relé também pode ser configurado para atuar para valores menores do valor de *pickup* e não tomar nenhuma ação para valores maiores, como no caso de proteção de contra subtensão.

Outro princípio de atuação utilizado em relés é o da comparação, ou seja, o relé compara dois ou mais valores uns com os outros. Por exemplo, um relé de balanço de corrente deve comparar a corrente em um circuito com a corrente de outro circuito, as quais deveriam ter a magnitudes iguais ou proporcionais em condições normais de operação. O relé atuará



quando a divisão das correntes entre dois circuitos variar, respeitada certa tolerância. Um exemplo de aplicação é quando o enrolamento de uma máquina tem dois sub enrolamentos idênticos por fase (HOROWITZ, 2008).

Outro princípio de atuação dos relés é através da medição da frequência fundamental do sistema. Qualquer desvio de frequência significa que um problema está ocorrendo e essa informação pode ser usada para tomar ações corretivas que irão trazer de volta a frequência natural do sistema.

Além da frequência natural, os relés também podem medir o conteúdo harmônico das ondas de corrente e tensão. Porém algumas frequências harmônicas podem ocorrer em condições normais de operação, como, por exemplo, as de terceira ordem produzidas pelos geradores. Outras harmônicas ocorrem durante condições anormais de operação, como as harmônicas ímpares que são associadas a saturação de transformadores ou transitórios que ocorrem na energização de transformadores (HOROWITZ, 2008). A medição de algumas harmônicas também pode ser utilizada para bloquear a operação dos relés durante a energização de transformadores.

Todos os princípios de detecção de faltas mostrados acima podem ser usados isoladamente ou em conjunto para calcular potência, fator de potência, direcionalidade, impedância etc. Alguns relés também são designados a operar associados com dispositivos mecânicos como indicadores de nível, pressão ou sensores de temperatura.

### **3.1.2. Relés de Sobrecorrente Instantâneo e Temporizados (50/51 e 50N/51N)**

Estes são as funções de proteção mais utilizadas nos sistemas. São usados tanto para proteção primária como para retaguarda ou *backup* e são aplicados em praticamente todas as zonas de proteção de um sistema. Segundo HOROWITZ (2008), a principal aplicação dos relés de sobrecorrente é em sistemas radiais, onde eles proporcionam proteção tanto para fase quando para o neutro.

A codificação adotada pela American National Standart Institute (ANSI) para representar os relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados é 50 e 51, respectivamente.

Adiciona-se a letra “N” após o número para representar que o relé de sobrecorrente será aplicado ao neutro do sistema e “G” quando aplicado à terra do sistema. No Anexo A, consta a codificação completa da tabela padrão ANSI.

Historicamente, as curvas características dos relés de sobrecorrente estão associadas ao funcionamento dos discos de indução presentes nos relés eletromecânicos. Em relés estáticos, uma complexa combinação de filtros é requerida para reproduzir as mesmas curvas. Recentemente, com o desenvolvimento dos relés digitais, desenvolveram-se modelos analíticos para representar essas curvas. Os relés digitais atuais se baseiam nos padrões do Institute Electrotechnical Commission (IEC) (seção 3.5.2 da norma IEC 60255-3) e ANSI/IEEE para representar as curvas de atuação.

O relé de terra deve ser capaz de detectar todas as faltas entre fase e terra dentro da sua zona de proteção. Segundo Horowitz (2008), normalmente a corrente de terra não é maior do que 10% da máxima corrente de fase em operação. Assim, o valor de *pickup* do relé de terra deve ser parametrizado de forma que o seu valor seja superior a 10% da máxima corrente de fase e abaixo da mínima corrente de terra durante uma falta fase-terra (ver Capítulo 4).

O princípio de atuação do relé de sobrecorrente instantâneo é o mesmo que o relé temporizado, porém, a atuação é instantânea. Frequentemente, os relés instantâneos são fornecidos em conjunto com os relés temporizados. Essas funções são ajustadas independentemente, mas são atuadas pela mesma variável. O ajuste do valor de *pickup* depende de muitos fatores, como: corrente de curto-circuito e o equipamento a ser protegido.

### **3.1.3. Relés de Subtensão (27) e Sobretensão (59)**

A proteção de subtensão 27 é um recurso utilizado no SEP para garantir que a tensão em uma instalação permaneça acima de um valor mínimo seguro. Essa proteção é importante para evitar danos a equipamentos sensíveis ou até mesmo perigos para os operadores e o sistema em si, que podem surgir devido à baixa tensão. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

Essa proteção é representada pelo relé de subtensão 27, um dispositivo que monitora continuamente a tensão do sistema elétrico. Se a tensão cair abaixo de um valor pré-definido, normalmente em 80% da tensão nominal do sistema, o relé 27 será acionado e, em resposta, pode desligar automaticamente determinadas partes do sistema, dispositivos ou mesmo todo o

sistema, a fim de evitar operar em condições inseguras. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

É importante ressaltar que se deve ajustar corretamente o valor de atuação do relé de subtensão para que ele não dispare de forma indevida, visto a instabilidade do sistema elétrico. Com isso, sua configuração deverá ser temporizada. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

A proteção de sobretensão 59 é utilizada para proteger equipamentos e instalações contra picos de tensão que excedem os limites de operação seguros. Esses picos de tensão podem ser causados por várias razões, como descargas atmosféricas, manobras de comutação, falhas no sistema elétrico ou outras perturbações. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

Essa proteção é representada pelo relé de sobretensão 59, que monitora continuamente a tensão do sistema elétrico. Se a tensão exceder um valor pré-definido, normalmente em 110% da tensão nominal, o relé 59 é acionado e pode tomar ações para proteger o sistema elétrico. Essas ações podem incluir o desligamento automático de partes do sistema, a abertura de chaves seccionadoras ou o acionamento de dispositivos de proteção adicionais. Assim como na função de subtensão, a proteção por sobre tensão também deverá ser temporizada para não atuar incorretamente. (MAMEDE FILHO e DANIEL MAMEDE, 2011).

### **3.1.4. Relés de Subfrequência (81U) e Sobrefrequência (81O)**

A proteção por Sobrefrequência é configurada aplicando-se um ponto de ajuste acima da frequência normal de operação. Quando este limite é atingido, o relé de proteção atua, acionando um alarme ou a operação de um disjuntor. Esse recurso monitora a frequência e pode ser configurado para alertar ou desarmar o religador se a frequência estiver excessivamente alta. (NOJA POWER, 2022).

A proteção por Subfrequência (81U) ocorre quando há um déficit de geração, ou seja, quando há carga excessiva para a capacidade de geração disponível. Ela é frequentemente utilizada em “esquema de corte de carga”, no qual a rede está com geração insuficiente. Ela funciona quando o sistema atinge um limiar abaixo da frequência de operação. Se isso ocorrer, o relé é ativado a mandar comando de abertura do disjuntor ou simplesmente alertar. (NOJA POWER, 2022).

### **3.1.5. Falha do disjuntor (50BF)**

O objetivo dessa função de proteção, é detectar e isolar um disjuntor que falhou perante um comando de abertura dado pelo *trip* (mensagem de abertura de disjuntor enviada pelo relé) do relé de proteção. Na situação de falha de abertura de disjuntor, a função BF promoverá uma maior rapidez na eliminação do ponto de falta em relação às funções de proteção de retaguarda dos terminais adjacentes, minimizando-se o tempo em que a falha persistiria, e garantindo uma maior segurança e estabilidade ao sistema. (PAIVA e SILVEIRA, 2017).

Quando ocorre uma falha de disjuntor, podem ocorrer consequências graves, como danos aos equipamentos elétricos, riscos de incêndio e interrupção do fornecimento de energia. É importante que os sistemas elétricos sejam projetados e mantidos adequadamente para minimizar o risco de falhas do disjuntor.

## **4. AJUSTES DA PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO 69 KV DO COMPLEXO EÓLICO PEDRA DO SAL**

### **4.1. Introdução**

Nesse capítulo será exposta a aplicação dos conceitos apresentados nos capítulos anteriores em um estudo de caso. O estudo de caso será baseado em um cliente que possui um transformador de 20 MVA de potência. Deve ser realizado o estudo de coordenação e seletividade para a parametrização dos relés de proteção do sistema. O estudo de coordenação e seletividade deve conter os valores das correntes de curto-circuito e cálculo dos parâmetros para os relés de proteção do sistema. A seguir serão apresentadas as etapas necessárias ao estudo de coordenação para esse cliente. No capítulo em questão será mostrado a proposta de parametrização dos dispositivos de proteção da Eólica Pedra do Sal. Com base na proposta, também será apresentado os estudos de curto-circuito e diagramas de impedância.

Com os dados de impedância do SEP (Sistema Elétrico de Potência) e a partir dos estudos de curto-circuito, serão mostrados os ajustes de proteção e seletividade da subestação. Será adotada uma metodologia para os ajustes necessários para o sistema de proteção da

subestação. A partir disso, os valores de ajustes dos relês de proteção serão calculados, apresentando no final um resumo dos ajustes calculados.

Para se fazer o estudo de coordenação do sistema da subestação, apresentando o plote dos Coordenogramas dos ajustes, foi utilizado um software para simular o sistema em estudo. Esse software è o PTW.

As simulações de curto-circuito foram realizadas no software ANAFAS 7.3.0, a partir dos dados de impedância fornecidos pela concessionária local.

## **4.2. Apresentação do Sistema Elétrico**

Define-se Complexo Eólico Pedra do sal como o conjunto formado pelas Centrais Eólicas Pedra do Sal I , Pedra do Sal II, Pedra do Sal III e Pedra do Sal IV, somando-se vinte Unidades Geradoras de 900kW, totalizando 18.000 kW de capacidade instalada, sistema elétrico interno de média tensão (13,8kV), Subestação Elevadora de 13,8-69 kV, Linha de Transmissão em 69 kV com cerca de vinte e quatro quilômetros de extensão em circuito simples, interligando a Subestação Elevadora ao Barramento de 69 kV da Subestação 69kV Parnaíba, de propriedade da Companhia Energética do Piauí – EQUATORIAL, localizada às coordenadas 2°56'24.8"S e 41°45'17.8", no município de Parnaíba, estado do Piauí.

O Complexo inclui principalmente o transformador elevador compartilhado 69-13,8kV, 20 MVA e os equipamentos de transmissão em 13,8 e 69kV (disjuntores, barramentos, chaves seccionadoras, equipamentos de proteção e controle, equipamentos auxiliares). Cada uma das centrais geradoras será formada pelos seus respectivos aerogeradores e sistema de transmissão em média tensão. As instalações de conexão ao Sistema de Transmissão da EQUATORIAL serão compartilhadas pelas três centrais (incluindo o pátio de 13,8kV, transformador elevador, módulo de conexões em 13,8 kV e 69 kV).

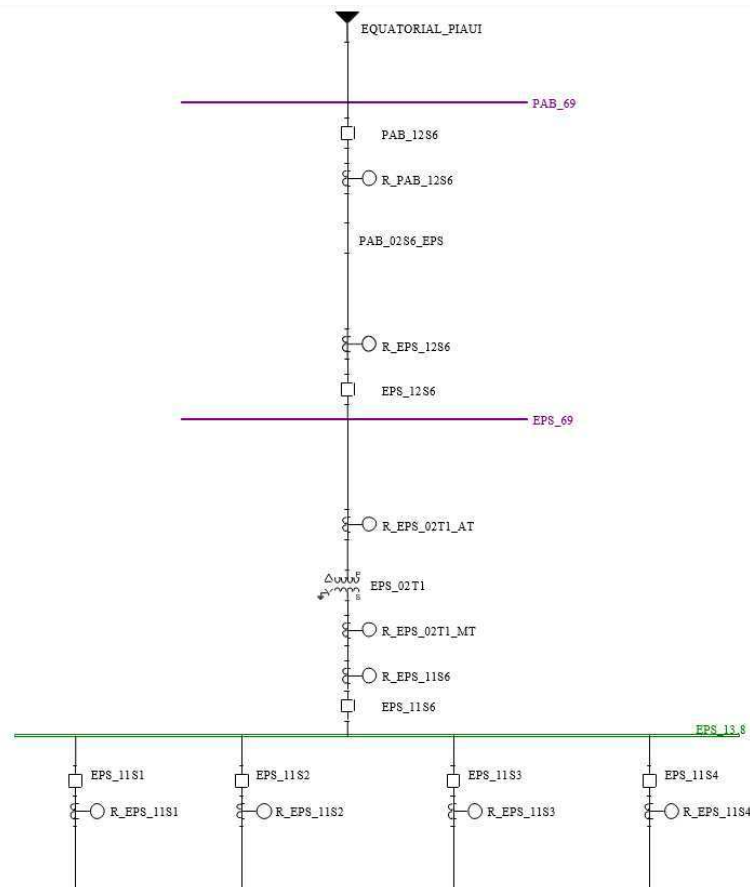
Cada central é dividida em duas unidades, onde cada uma delas é composta de 05 aerogeradores de 900 kW cada. Cada máquina gera no nível de tensão de 480V e passa por um transformador de 480/13800V com potência nominal de 100 kVA cada. A interligação entre os aerogeradores é efetuada em uma rede de 13,8kV e enviada para um painel coletor tipo GIS. Do painel coletor das centrais o sistema é conectado ao transformador trifásico que eleva de 13,8kV para 69 kV.

A SE do Complexo é do tipo abrigada, possuindo uma potência instalada de 20 MVA, ela é do tipo elevadora 13,8 kV – 69 kV e escoar sua potência até o Bay de Conexão, que é o local onde o sistema de conexão do Sistema de Transmissão de Uso Restrito localiza-se internamente e na entrada da SE TAB II da concessionária Equatorial, composto, dentre outros equipamentos, pelos seus TC's, TP's, disjuntores, seccionadoras, para-raios, sala de comando, painéis de proteção, painéis de Sistema de Medição e Faturamento (SMF), gerador de emergência e sala de baterias limitado pela barra de 69 kV, que é localizada na Subestação Parnaíba, percorrendo uma Linha de Transmissão de 24 km.

A partir do barramento, com tensão de alimentação de 13,8kV, sairão quatro alimentadores, compostos por cinco unidades geradoras cada, do tipo Full Converter, totalizando 18 MW de potência instalada, onde cada aerogerador possui potência de 0,9 MW.

A configuração da subestação em questão pode ser observada na Figura a seguir:

Figura 21: Diagrama Unifilar do sistema no software PTW



Fonte: (AUTOR, 2023)

Como pode ser observado na Figura 22, a subestação è composta por um relè da barra de 69kV, o relè 69kV de proteçãõ da SE PAB. Esse relè serã responsável pela proteçãõ no lado de 69kV dos equipamentos do pátio do bay de conexãõ. Nele serãõ implementadas as funções 50/51 e 50/51N.

Após o relè de 69kV, há outro relè de 69 kV de proteçãõ da subestação elevadora da SE Pedra do Sal. Além disso, há a proteçãõ dos relès diferenciais do transformador (relè diferencial 1 - AT e relè diferencial 2 - MT). Neles serãõ implementadas as funções 51G e 87.

Após a proteçãõ diferencial do transformador há a proteçãõ do barramento de 13,8kV da subestação. O relè 13,8kV serã o responsável pela proteçãõ do barramento e nele serã implementada a funçãõ 50/51 e 50/51N.

Ligados ao barramento de 13,8kV existem os quatro alimentadores da subestação, cada alimentador possui um relè de proteçãõ chamado alimentador R\_EPS\_11S1, R\_EPS\_11S2, R\_EPS\_11S3 e R\_EPS\_11S4, nestes relès serãõ implementadas as funções 50/51 e 50/51N.

### **4.3. Dados para o estudo de curto-circuito**

O estudo de curto-circuito tem como objetivo no âmbito geral identificar as contribuições de correntes de curto-circuito em todos os segmentos do sistema de potência que estãõ sob análise. O resultado deste estudo subsidiará os estudos de seletividade e coordenaçãõ da proteçãõ, evitando uma operaçãõ indevida do sistema de proteçãõ da Subestação que pode bloquear o fluxo de injeçãõ de potência da geraçãõ do Complexo Eólico Pedra do Sal na rede 69 kV EQUATORIAL.

De acordo com o submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos do ONS, o estudo de curto-circuito tem como objetivo verificar a evoluçãõ dos níveis de curto-circuito nas barras, verificar a adequabilidade dos disjuntores para a rede quanto à capacidade de interrupçãõ de corrente simétrica, proporcionar os ajustes e a coordenaçãõ de sistemas de proteçãõ, bem como subsidiar os estudos de estabilidade eletromecânica e de transitórios eletromagnéticos. Portanto, a partir do estudo de curto-circuito é possível:

- O cálculo de equivalentes da rede;
- O dimensionamento elétrico e mecânico de disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos, linhas de transmissão, transformadores, aterramento de instalações e outros equipamentos;
- A especificação de transformadores de corrente, bobinas de bloqueio e sistemas de proteção e;
- Os estudos relativos ao ajuste e coordenação da proteção.

As diretrizes e os critérios aplicados são os estabelecidos no item 7 do submódulo 23.3 dos procedimentos de rede do ONS “Diretrizes e Critérios para estudos de curto-circuito”.

Para realização das simulações foi utilizado o software ANAFAS do CEPEL.

O nível de curto-circuito nos terminais dos dispositivos será calculado baseando-se na metodologia apresentada em (KINDERMANN, 2007). Para seguir a metodologia apresentada é necessário determinar a impedância do sistema elétrico em estudo. A figura 4.4 apresenta o diagrama de impedâncias do sistema em estudo.

Figura 22: Diagrama de Impedância





Como os trechos dos circuitos dentro da subestação são curtos, eles possuem uma impedância pequena em relação as apresentadas na Figura 23. Com isso elas foram desconsideradas no estudo.

A seguir serão apresentados os valores de impedância do sistema em estudo. Os valores de impedância estão determinados em p.u. utilizando uma potência de base de 100 MVA e uma tensão de base de 69kV.

#### **4.3.1. Impedância de Sequência dos Equipamentos**

O sistema apresenta as seguintes impedâncias:

Impedância de sequência positiva:  $0,006 + j 0,063$  (p.u.).

Impedância de sequência zero:  $0,006 + j 0,496$  (p.u.).

#### **4.3.2. Dados da Concessionária**

Impedância de sequência positiva:  $0,006 + j 0,063$  (p.u.).

Impedância de sequência zero:  $0,1112 + j 1,3353$  (p.u.).

A partir dos valores determinados anteriormente tem-se a impedância equivalente nas barras de 69kV e de 13,8kV. Considerou-se uma impedância de contato de 100 ohms (valor utilizado pela concessionária local: EQUATORIAL).

#### **4.3.3. Impedância reduzida na barra de 69 kV da Subestação PARNAÍBA (PAB)**

Impedância equivalente de sequência positiva:  $0,081 + j 0,448$  (p.u.).

Impedância equivalente de sequência zero:  $0,055 + j 0,316$  (p.u.).

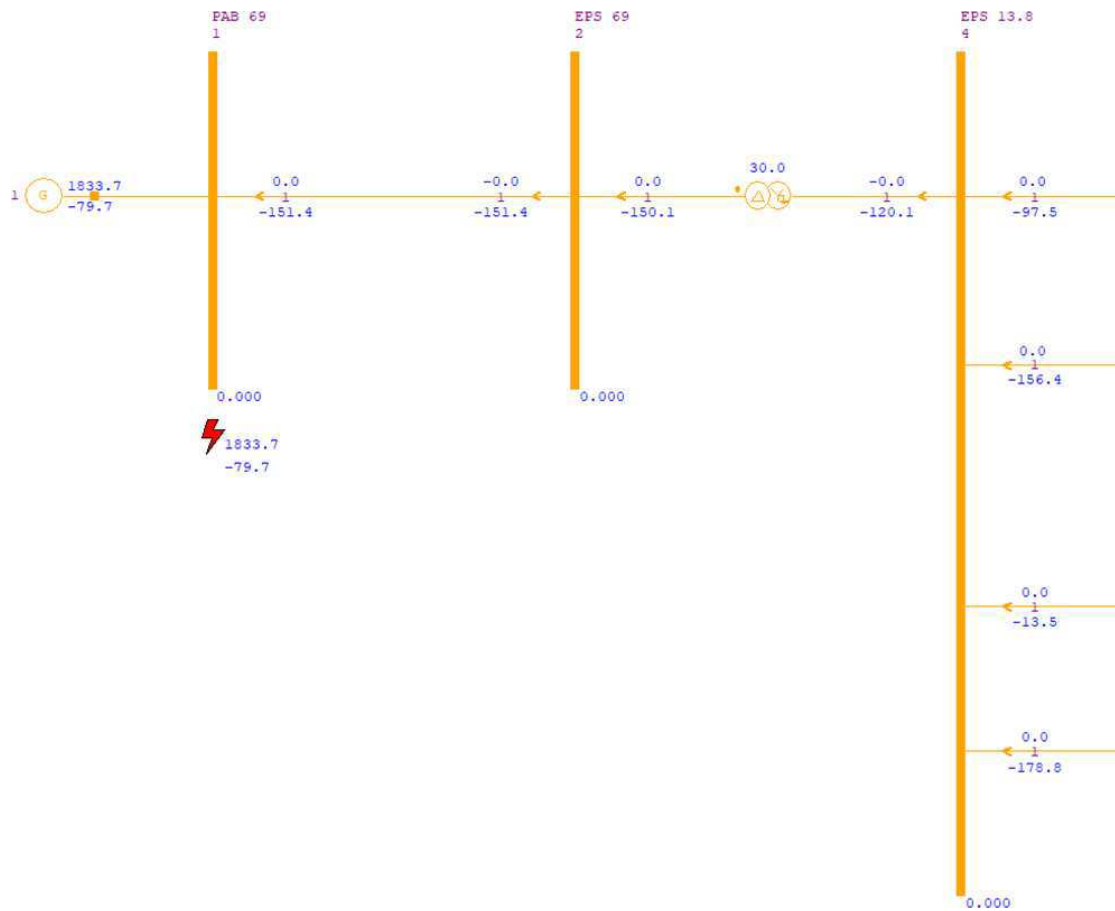
#### **4.3.4. Impedância reduzida na Linha de Transmissão de 69,0 kV**

Impedância equivalente de sequência positiva:  $0,130 + j 0,251$  (p.u.).

Impedância equivalente de sequência zero:  $0,294 + j 0,991$  (p.u.).

#### 4.3.5. Curto-Circuito Trifásico na barra de 69 kV – SE Parnaíba

Figura 23: Curto-Circuito trifásico na barra 69 kV - SE Parnaíba

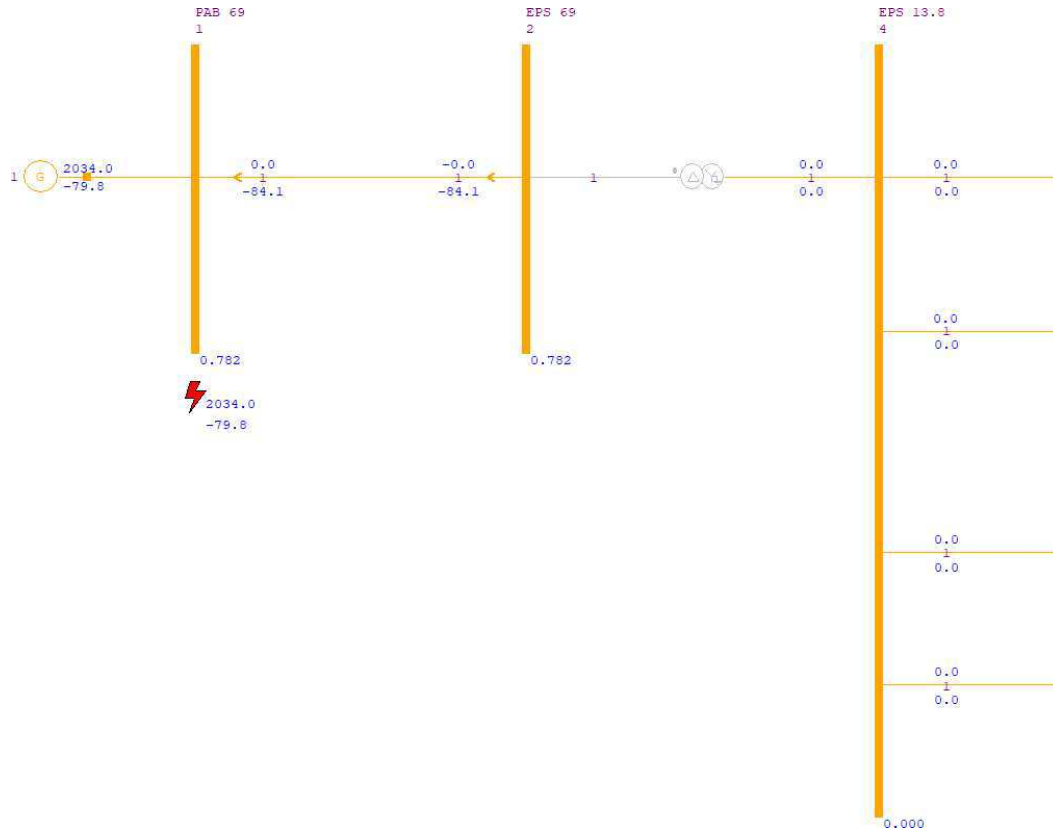


Fonte: (AUTOR, 2023)

Curto-Circuito Trifásico: 1833,7 A.

#### 4.3.6. Curto-Circuito Monofásico na barra de 69 kV – SE Parnaíba

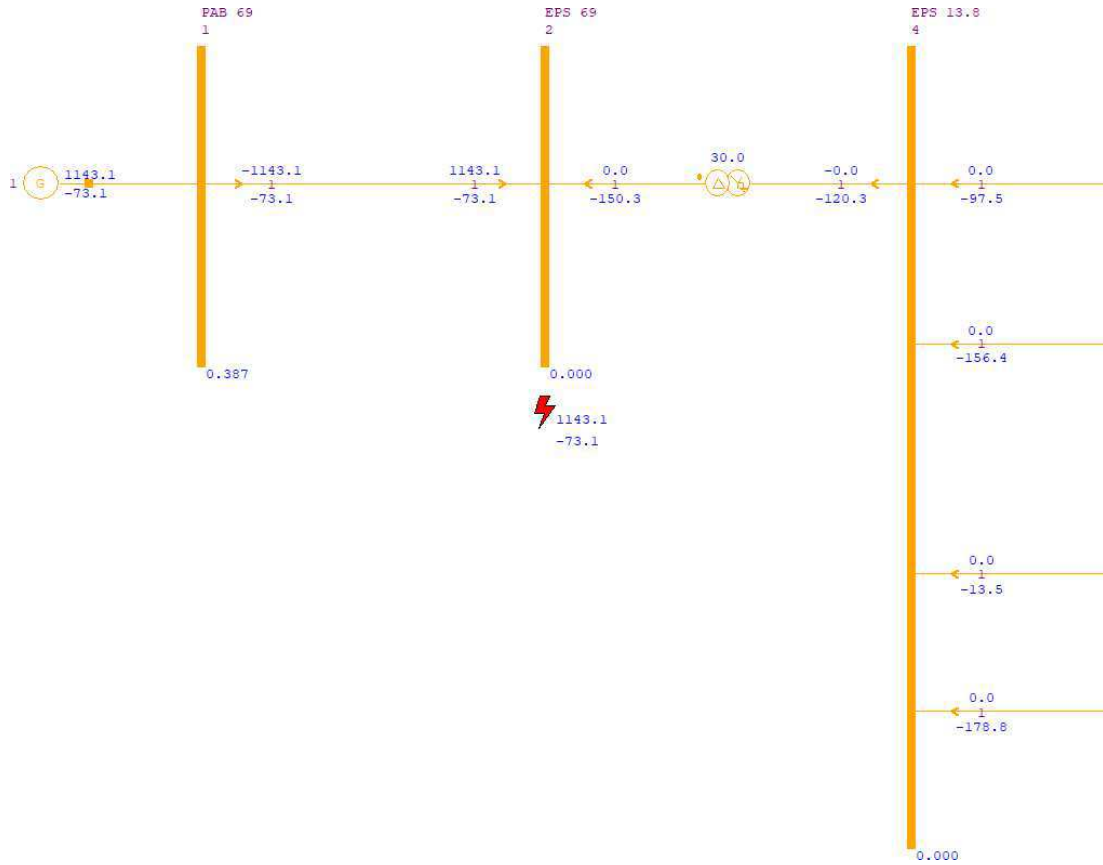
Figura 24:Curto-Circuito monofásico na barra 69 kV - SE Parnaíba



Curto-Circuito Monofásico: 2034 A.

#### 4.3.7. Curto-Circuito Trifásico na barra de 69 kV – SE Pedra do Sal

Figura 25: Curto-Circuito trifásico na barra 69 kV - SE Pedra do Sal



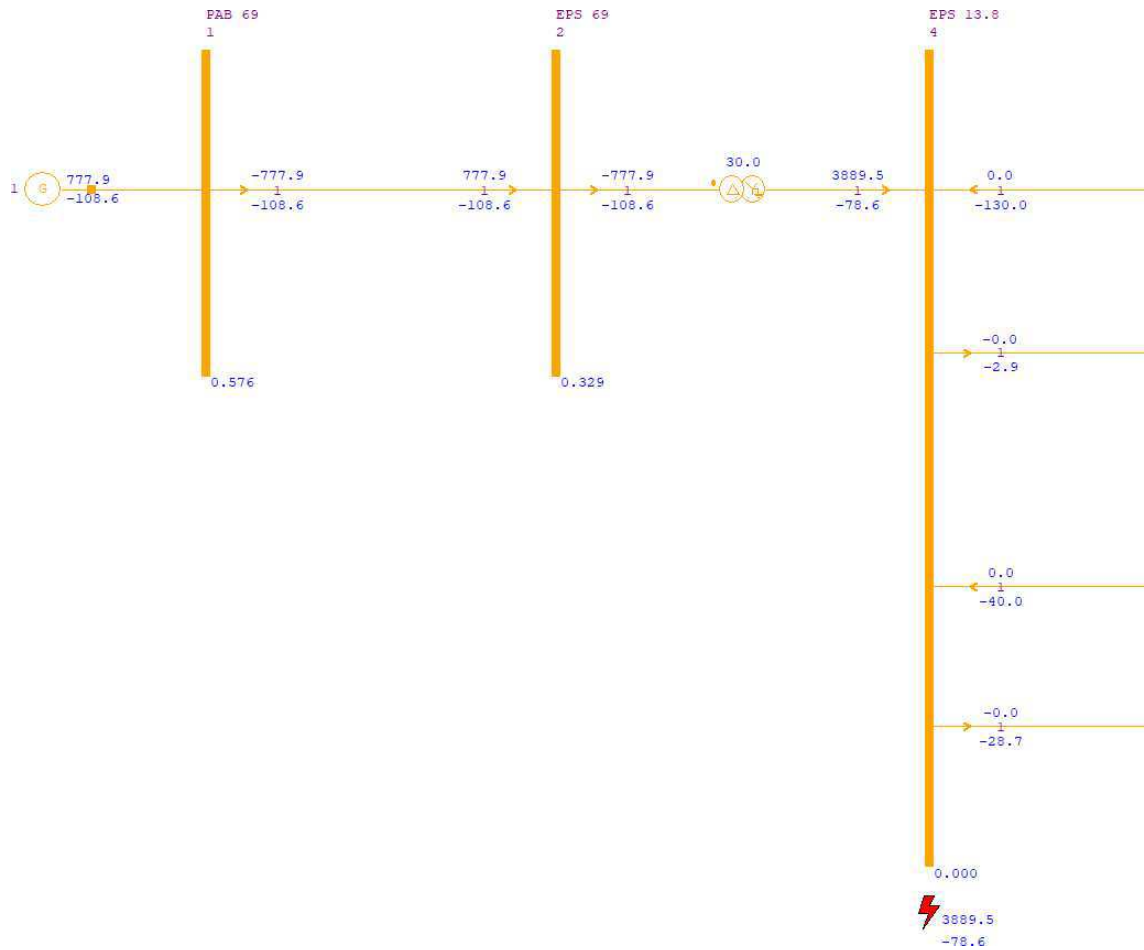
Fonte: (AUTOR, 2023)

Curto-Circuito Trifásico: 1143,1 A.



### 4.3.9. Curto-Circuito Trifásico na barra de 13,8 kV – SE Pedra do Sal

Figura 27: Curto-Circuito trifásico na barra 13,8 kV - SE Pedra do Sal

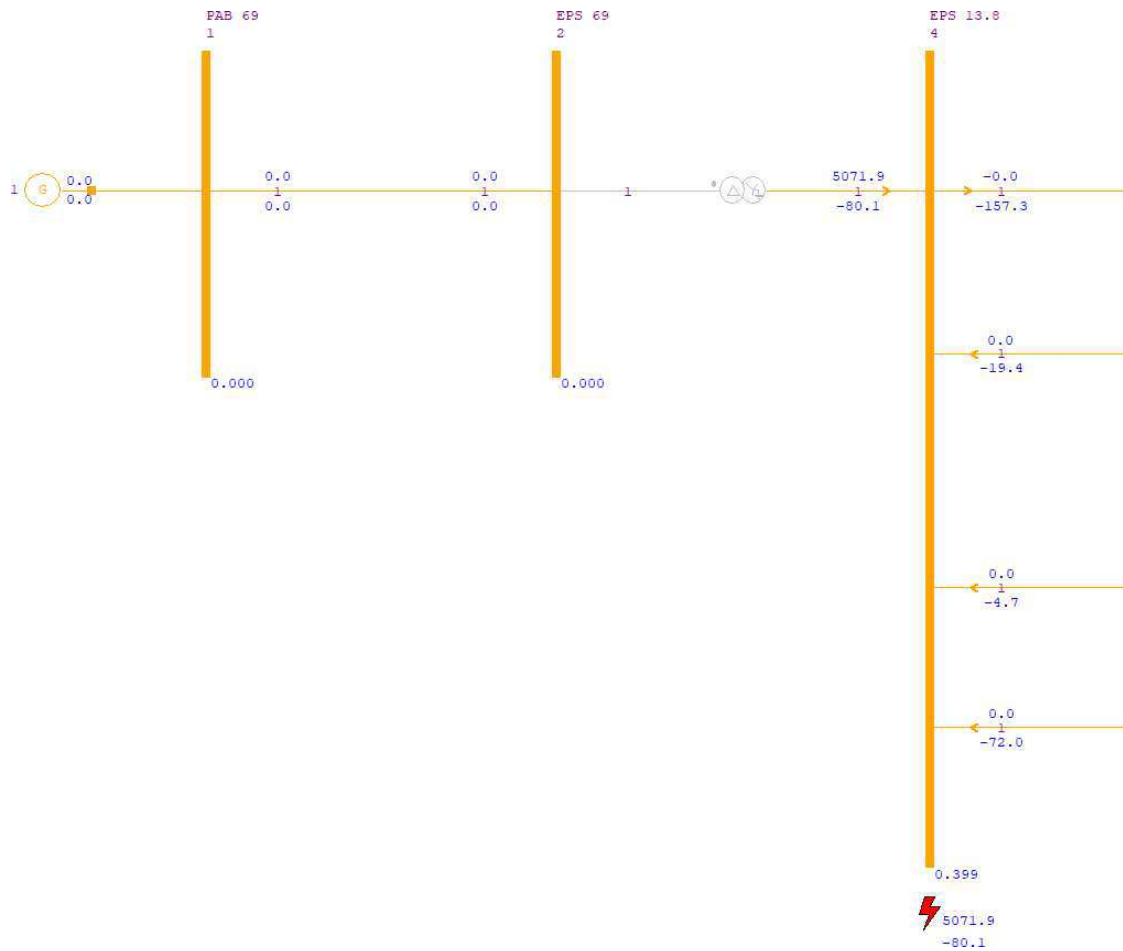


Fonte: (AUTOR, 2023)

Curto-Circuito Trifásico: 3889,5 A.

#### 4.3.10. Curto-Circuito Monofásico na barra de 13,8 kV – SE Pedra do Sal

Figura 28: Curto-Circuito monofásico na barra 13,8 kV - SE Pedra do Sal



Fonte: (AUTOR, 2023)

Curto-Circuito monofásico: 5071,9 A.

## 4.4. Verificação e dimensionamento dos TC's de Proteção

### 4.4.1. Metodologia

Para dimensionamento dos TC's de proteção será adotado a metodologia contida (MADERGAN, 2012). Nela se determina o TC através do critério de curto-circuito e verifica-se a carga imposta no secundário deste.

#### 4.4.1.1. Curto-Circuito

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da classe de exatidão do TC, ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma obtêm-se a equação (4.1):

$$I_{\text{primario\_TC}} \geq \frac{I_{\text{CC max}}}{FS} \quad (4.1)$$

Onde:

$I_{\text{primario\_TC}}$ : è a corrente primária do TC.

$I_{\text{CC máx.}}$ : è a corrente de curto-circuito máxima no ponto de instalação do TC.

$FS$ : è o fator de saturação do TC, igual a 20.

#### 4.4.1.2. Carga Imposta ao TC

Primeiramente deve-se calcular a carga imposta ao secundário do TC de acordo com a equação (57):

$$Z_{\text{CARGA\_TC}} = Z_{\text{FIAÇÃO}} + Z_{\text{RELÉ}} + Z_{\text{TC}} \quad (4.2)$$

Onde:

$Z_{\text{CARGA\_TC}}$ : è a carga imposta no secundário do TC.

$Z_{\text{FIAÇÃO}}$ : è a impedância dos cabos de ligação do TC.

$Z_{\text{RELÉ}}$ : è a impedância do relè.



$Z_{TC}$ : è a impedância imposta pelo secundário do TC.

Para se calcular a impedância do relè utiliza-se a equação (4.3):

$$Z_{RELÉ} = \frac{S}{I^2} \quad (4.3)$$

Onde:

S: è a potência consumida pelo relè;

I: è a corrente nominal do relè, igual a 5 A.

Para se calcular a impedância imposta pelo secundário do TC adota-se 20% da impedância de carga do TC (MADERGAN, 2012). A impedância de carga è obtida a partir da equação (4.4).

$$Z_{CARGA} = \frac{V_{sat}}{(20*I)} \quad (4.4)$$

Onde:

$Z_{CARGA}$ . è a impedância de carga.

$V_{sat}$ . è a tensão de saturação do relè.

I: è a corrente nominal do relè, igual a 5 A.

A partir da carga imposta calcula-se a tensão que irá surgir no secundário do TC para a maior corrente de curto-circuito no ponto que está instalado o TC. A tensão que surge no secundário terá que ser menor que a tensão de saturação do TC para que ele seja especificado corretamente. A tensão è obtida através da equação (4.5).

$$V_{SECUNDARIO\_TC} = Z_{CARGA\_TC} * \left( \frac{I_{CC\_MÁX}}{RTC} \right) \quad (4.5)$$

Onde:

$V_{SECUNDARIO\_TC}$ : è a tensão que surge no secundário do TC.

$Z_{CARGA\_TC}$ : è a carga imposta no secundário do TC.

$I_{CC\_MÁX}$ : è a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do TC.

*RTC*: è a relação de transformação do TC.

A partir da metodologia apresentada anteriormente, pode-se fazer o dimensionamento dos TC's da subestação.

#### **4.4.2. Dimensionamento dos TC's da Subestação**

##### **4.4.2.1. TC's do bay de conexão – SE PARNAÍBA 69 kV**

Para dimensionamento dos TC's de serviço de proteção será adotado a maior relação de transformação obtida através do critério da saturação mediante o curto-circuito máximo do sistema no local da instalação do TC e o critério da carga nominal máxima impostano secundário do TC.

##### **4.4.2.1.1. Critério do curto-circuito**

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da sua classe de exatidão (de acordo com o seu FS=20), ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma tem-se:

$$I_{\text{primario}_{TC}} \geq \frac{I_{CC\_max}}{FS} \therefore I_{\text{primario}_{TC}} \geq \frac{1833,7}{20} \therefore I_{\text{primario}_{TC}} \geq 91,685 \text{ A}$$

Portanto, devido ao nível de curto-circuito no local da instalação do TC, a relação de transformação de 200/5 è satisfatória para o nível de curto-circuito no local da instalação do TC.

#### 4.4.2.1.2. Avaliação da carga nominal imposta no secundário dos TC's

Utilizando um TC com relação de transformação de 200/5, classe de exatidão 10B200, em conjunto com condutores de cobre com bitola de 4 mm<sup>2</sup> de comprimento de inferior a 60 metros e um relè eletrônico AREVA P142 pode-se calcular a carga total imposta ao TC a partir da equação (4.4). Para isso è necessário determinar a impedância dos cabos de ligação, impedância do relè e a impedância imposta pelo secundário do TC.

##### I. Impedância dos Cabos de Ligação ( $Z_{FIAÇÃO}$ )

Cabos Utilizados: 4 mm<sup>2</sup>

Distância dos cabos: 2x 30m = 60 metros

Impedância dos cabos: 0,06 km x 0,255 = 0,0153 »/km

##### II. Impedância do Relè ( $Z_{RELÉ}$ )

Com base no manual do fabricante do relè utilizado, a potência consumida pelo relè para uma corrente nominal de 5 A è igual a 0,1 VA, assim, utilizando a equação (4.3) tem-se:

$$Z_{RELÉ} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,1}{5^2} = \frac{0,1}{25} \quad (4/6)$$

$$Z_{RELÉ} = 0,004\Omega$$

##### III. Impedância imposta pelo secundário do TC ( $Z_{TC}$ )

Para um TC com a tensão de saturação de 200V, fator de sobrecorrente 20, corrente nominal de 5A, a impedância de carga, a partir da equação (4.4), è

$$Z_{CARGA} = \frac{200}{(20 \times 5)} = 2 \Omega \quad (4.7)$$

Considerando que o TC è de baixa impedância, è adotado um valor equivalente a 20% da impedância da carga nominal. Assim:

$$Z_{TC} = 20\% * Z_{CARGA} = 0,20 * 2 = 0,40 \Omega \quad (4.8)$$

Substituindo os valores na equação (4.2), teremos que:

$$Z_{CARGA\_TC} = 0,0153 + 0,004 + 0,40 = 0,4193 \Omega \quad (4.9)$$

Para a classe de exatidão 10B200 e um curto-circuito trifásico de 1833,7 A, utilizando a equação (4.5), teremos que:

$$V_{SECUNDARIO\_TC} = 0,4193 * \left(\frac{1833,7}{40}\right) \quad (4.10)$$

$$V_{SECUNDARIO\_TC} = 19,22 V < 200V \quad (4.11)$$

Considerando os fatores de segurança utilizados no dimensionamento estabelecemos que um TC com RTC de 200/5 e classe de exatidão 10B200 atende e è satisfatória para a aplicação.

#### 4.4.2.2. TC's da barra - SE PEDRA DO SAL 69 kV

Para dimensionamento dos TC's de serviço de proteção será adotado a maior relação de transformação obtida através do critério da saturação mediante o curto-circuito máximo do sistema no local da instalação do TC e o critério da carga nominal máxima impostano secundário do TC.

##### 4.4.2.2.1. Critério do curto-circuito

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da sua classe de exatidão (de acordo com o seu FS=20), ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma tem-se:

$$I_{primario\_TC} \geq \frac{I_{CC\_max}}{FS} \therefore I_{primario\_TC} \geq \frac{1143,1}{20} \therefore I_{primario\_TC} \geq 57,155 A$$

Portanto, devido ao nível de curto-circuito no local da instalação do TC, a relação de transformação de 200/5 è satisfatória para o nível de curto-circuito no local

da instalação do TC.

#### 4.4.2.2.2. Avaliação da carga nominal imposta no secundário dos TC's

Utilizando um TC com relação de transformação de 200/5, classe de exatidão 10B200, em conjunto com condutores de cobre com bitola de 4 mm<sup>2</sup> de comprimento de inferior a 60 metros e um relè eletrônico AREVA P342 pode-se calcular a carga total imposta ao TC a partir equação (4.4). Para isso è necessário determinar a impedância dos cabos de ligação, impedância do relè e a impedância imposta pelo secundário do TC.

##### I. Impedância dos Cabos de Ligação ( $Z_{FIACÃO}$ )

Cabos Utilizados: 4 mm<sup>2</sup>

Distância dos cabos: 2x 30m = 60 metros

Impedância dos cabos: 0,06 km x 0,255 = 0,0153 »/km

Impedância do Relè ( $Z_{RELÉ}$ )

Com base no manual do fabricante do relè utilizado, a potência consumida pelo relè para uma corrente nominal de 5 A è igual a 0,1 VA, assim, utilizando a equação (4.3) tem-se:

$$Z_{RELÉ} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,1}{5^2} = \frac{0,1}{25} \quad (4/12)$$

$$Z_{RELÉ} = 0,004\Omega$$

##### II. Impedância imposta pelo secundário do TC ( $Z_{TC}$ )

Para um TC com a tensão de saturação de 200V, fator de sobrecorrente 20, corrente nominal de 5A, a impedância de carga, a partir da equação (4.4), è

$$Z_{CARGA} = \frac{200}{(20 \times 5)} = 2 \Omega \quad (4.13)$$

Considerando que o TC è de baixa impedância, è adotado um valor

equivalente a 20% da impedância da carga nominal. Assim:

$$Z_{TC} = 20\% * Z_{CARGA} = 0,20 * 2 = 0,40 \Omega \quad (4.14)$$

Substituindo os valores na equação (4.2), teremos que:

$$Z_{CARGA\_TC} = 0,0153 + 0,004 + 0,40 = 0,4193 \Omega \quad (4.15)$$

Para a classe de exatidão 10B200 e um curto-circuito trifásico de 1143,1 A, utilizando a equação (4.5), teremos que:

$$V_{SECUNDARIO\_TC} = 0,4193 * \left(\frac{1143,1}{40}\right) \quad (4.16)$$

$$V_{SECUNDARIO\_TC} = 11,98 V < 200V \quad (4.17)$$

Considerando os fatores de segurança utilizados no dimensionamento estabelecemos que um TC com RTC de 200/5 e classe de exatidão 10B200 atende e è satisfatória para a aplicação.

#### 4.4.2.3. TC Alimentadores – TC de Proteção dos Alimentadores 1,2,3 e 4

Para dimensionamento dos TC's de serviço de proteção será adotado a maior relação de transformação obtida através do critério da saturação mediante o curto-circuito máximo do sistema no local da instalação do TC e o critério da carga nominal máxima impostano secundário do TC.

##### 4.4.2.3.1. Critério do curto-circuito

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da sua classe de exatidão (de acordo com o seu FS=20), ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma tem-se:

$$I_{primario\_TC} \geq \frac{I_{CC\ max}}{FS} \therefore I_{primarioTC} \geq \frac{3889,5}{20} \therefore I_{primarioTC} \geq 194,475 A \quad (4.18)$$

Portanto, devido ao nível de curto-circuito no local da instalação do TC, a

relação de transformação de 300/5 é satisfatória para o nível de curto-circuito no local da instalação do TC.

#### 4.4.2.3.2. Avaliação da carga nominal imposta no secundário dos TC's

Utilizando um TC com relação de transformação de 200/5, classe de exatidão 10B200, em conjunto com condutores de cobre com bitola de 4 mm<sup>2</sup> de comprimento de inferior a 60 metros e um relè eletrônico AREVA P142 pode-se calcular a carga total imposta ao TC a partir da equação (4.3). Para isso é necessário determinar a impedância dos cabos de ligação, impedância do relè e a impedância imposta pelo secundário do TC.

##### I. Impedância dos Cabos de Ligação ( $Z_{FIAÇÃO}$ )

Cabos Utilizados: 4 mm<sup>2</sup>

Distância dos cabos: 2x 30m = 60 metros

Impedância dos cabos: 0,06 km x 0,255 = 0,0153 »/km

Impedância do Relè ( $Z_{RELÉ}$ )

Com base no manual do fabricante do relè utilizado, a potência consumida pelo relè para uma corrente nominal de 5 A è igual a 0,1 VA, assim, utilizando a equação (4.3) tem-se:

$$Z_{RELÉ} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,1}{5^2} = \frac{0,1}{25} \quad (4/19)$$

$$Z_{RELÉ} = 0,004\Omega$$

##### II. Impedância imposta pelo secundário do TC ( $Z_{TC}$ )

Para um TC com a tensão de saturação de 200V, fator de sobrecorrente 20, corrente nominal de 5A, a impedância de carga, a partir da equação (4.4), è

$$Z_{CARGA} = \frac{200}{(20 \times 5)} = 2 \Omega \quad (4.20)$$

Considerando que o TC è de baixa impedância, è adotado um valor equivalente a 20% da impedância da carga nominal. Assim:

$$Z_{TC} = 20\% * Z_{CARGA} = 0,20 * 2 = 0,40 \Omega \quad (4.21)$$

Substituindo os valores na equação (4.2), teremos que:

$$Z_{CARGA_{TC}} = 0,0153 + 0,004 + 0,40 = 0,4193 \Omega \quad (4.22)$$

Para a classe de exatidão 10B200 e um curto-circuito trifásico de 1143,1 A, utilizando a equação (4.5), teremos que:

$$V_{SECUNDARIO_{TC}} = 0,4193 * \left(\frac{3889,5}{40}\right) \quad (4.23)$$

$$V_{SECUNDARIO_{TC}} = 40,77 V < 200V \quad (4.24)$$

Considerando os fatores de segurança utilizados no dimensionamento estabelecemos que um TC com RTC de 300/5 e classe de exatidão 10B200 atende e è satisfatória para a aplicação.

## 4.5. Metodologia e ajustes das funções de proteção

### 4.5.1. Metodologia

A seguir serão apresentados os critérios gerais e as premissas aplicadas na definição dos ajustes definidos ao longo da memória de cálculo:

- O sistema de proteção deve minimizar os danos causados por defeitos do equipamento a ser protegido;
- Os valores de corrente de curto-circuito para o cenário de mínima geração (sistema degradado) definem a aplicabilidade das funções de proteção tendo em vista a sensibilidade dos equipamentos de proteção;
- Os valores de corrente de curto-circuito para o cenário de máxima geração definem as faixas de coordenação dos equipamentos de proteção;
- O dispositivo de proteção, instalado imediatamente a montante de outro, deve, sempre que possível, garantir a proteção de retaguarda deste último e a coordenação entre as operações das unidades de proteção;



- A proteção a ser aplicada em cada terminal estará baseada na filosofia de proteção, principal e alternada, sendo um relê dedicado a proteção principal e outro relê, idêntico, dedicado a proteção alternada. Ambos devem possuir semelhantes configurações com as mesmas funções parametrizadas;
- As unidades unitárias das proteções, principal e alternada, devem prover operação sem temporização adicional para as ocorrências de faltas internas ao equipamento a ser protegido;
- Os tempos de operação das proteções serão avaliados apenas na óptica do manutenção da integridade do equipamento a ser protegido, conforme a orientação do ONS – Operador Nacional do Sistema, os ajustes das funções sistêmicas deverão ser fornecidos pelo estudo pré-operacional, emitido pelo mesmo órgão.

As metodologias de ajustes apresentada a seguir, foram baseadas na metodologia adotada em (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

#### **4.5.1.1. Proteção Contra Sobrecorrentes (ANSI 50/51, 50N/51N)**

A proteção contra sobrecorrentes é uma proteção gradativa, portanto a sua zona de operação é definida por ajuste e pode ser aplicada como proteção de retaguarda remota a equipamentos adjacentes, na definição de seus ajustes devem ser consideradas as particularidades de seus algoritmos e a acomodação dos erros conhecidos, os quais serão citados a seguir:

- A função não deve operar para carga máxima no alimentador onde encontra-se instalada, já considerando-se o acréscimo máximo de carga;
- As funções contra sobrecorrente de fase e de neutro, deverão ser sensíveis aos curto-circuito fase-fase e fase-terra mínimos, respectivamente, internas ao equipamento.
- As curvas de tempo inverso de sobrecorrente de fase e de neutro deverão ser escolhidas e ajustadas com base nas correntes de curto-circuito para o cenário de máxima geração, de modo a proteger o isolamento do cabo condutor de danos por sobrecarga térmica, bem como, estarem coordenadas com as unidades destinadas a proteção dos equipamentos adjacentes, a montante e a

jusante;

- A coordenação entre duas funções fica assegurada quando a curva de operação do relè a montante, subtraindo-se o tempo de operação do disjuntor, apresentar tempo de coordenação com boa margem de segurança. Adota-se um tempo mínimo de 400 ms entre relès eletromecânicos, 300 ms entre relès estáticos ou digitais e 200 ms entre IEDs numèricos.

#### 4.5.1.2. Ajuste da função 51 e 51N

Primeiramente è necessário calcular o valor dos tapes dos relès. Por definição, o tape è o valor de ajuste de um relè (normalmente para a unidade temporizada), ou seja, è o ajuste da corrente de partida do relè. O tape de fase è calculado seguindo a equação (4.25).

$$TAP E_F \geq \frac{FS * I_N}{RTC} \quad (4.25)$$

Onde:

$TAP E_F$ : è o tape de fase;

$FS$ : è o fator de segurança, para fase será usado 1,1.

$I_N$ : è a corrente nominal do circuito;

$RTC$ : è a relação de transformação do TC.

Já o tape de neutro è calculado seguindo a equação (4.26):

$$TAP E_N \geq \frac{FS * I_N}{RTC} \quad (4.26)$$

Onde:

$TAP E_N$ : è o tape de neutro;

$FS$ : è o fator de segurança, para neutro será utilizado 0,2.

$I_N$ : è a corrente nominal do circuito;

$RTC$ : è a relação de transformação do TC.

Após o cálculo do tape é feito o ajuste da corrente de pick-up do relè, que será a corrente a partir do qual o relè irá atuar. O pick-up pode ser definido como sendo um valor de grandeza (tensão, corrente etc.) para o qual o relè inicia a atuação, ou seja, è a menor corrente com a qual o equipamento começa a sua operação. Apesar de começar a operação, não existe garantia que o equipamento operará com essa corrente.

O ajuste da corrente de pick-up de fase e de neutro segue a equação (4.27):

$$I_{PICKUP} = TAPE * RTC \quad (4.27)$$

Onde:

$I_{PICKUP}$ : è a corrente de pick-up de fase ou de neutro, depende de qual se está calculando;

$TAPE$ : è o tape de fase ou de neutro, depende de qual corrente de pick-up está sendo calculada;

$RTC$ : è a relação de transformação do TC.

Com o valor da corrente de pick-up definido è necessário definir o tempo de atuação do relè para uma determinada corrente de curto-circuito. Para isso adota-se um tempo de atuação desejado para o relè e calcula-se um múltiplo  $M$  da corrente de pick-up. Esse múltiplo è calculado para o ajuste de fase e de neutro.

O múltiplo representa quantas vezes a corrente de curto-circuito è maior que a corrente de ajuste. O Múltiplo  $M$  do relè, indica quantas vezes a corrente de defeito è maior que o seu tape.

Para o ajuste do múltiplo de fase segue-se a equação (4.28):

$$M = \frac{I_{CC3\phi}}{I_{PICKUP\_FASE}} \quad (4.28)$$

Onde:

$M$ : è o múltiplo da corrente de ajuste;

$I_{CC3\phi}$ : è a corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do relè;

$I_{PICKUP\_FASE}$ : è a corrente de pick-up de fase.

Para o ajuste do múltiplo de neutro segue-se a equação (4.29):

$$M = \frac{I_{CC1\phi}}{I_{PICKUP\_NEUTRO}} \quad (4.29)$$

Onde:

$M$ : è o múltiplo da corrente de ajuste;

$I_{CC1\phi}$ : è a corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do relè;

$I_{PICKUP\_NEUTRO}$ : è a corrente de pick-up de neutro.

Com os dados obtidos calcula-se e adota-se um dial de tempo, que è definido pela equação (4.30).

O dial de tempo è una variável que “fomenta” a curva dos coordenogramas, que è um gráfico em escala bi logarítmica com o tempo em ordenada e a corrente em abscissa ( $t \times I$ ), onde è feita a folha de seletividade. È um ajuste do tempo de atuação dos dispositivos de proteção (curva).

Com os dados obtidos calcula-se e adota-se um dial de tempo, que è definido pela equação (4.30). O dial de tempo possui outras representações além de  $dt$ :  $DT$ ,  $TMS$ .

$$dt = \frac{t * [(M)^\alpha - 1]}{K} \quad (4.30)$$

Onde:

$dt$ : è o dial de tempo.

$t$ : è o tempo de atuação.

$M$ : è o múltiplo da corrente de ajuste.

$K$  e  $\alpha$ : são valores padronizados pela norma IEC, nesse estudo será utilizado a curva muito inversa (cuja sigla è M.I ou V.I), apresentada na Tabela 2.

A partir do valor de dial de tempo adotado calcula-se o tempo de atuação do relè baseado na equação (4.31).

$$t = \frac{K*dt}{M^{\alpha} - 1} \quad (4.31)$$

Onde:

$dt$ : è o dial de tempo.

$t$ : è o tempo de atuação.

$M$ : è o múltiplo da corrente de ajuste.

$K$  e  $\alpha$ : são valores padronizados pela norma IEC, nesse estudo será utilizado a curva muito inversa (cuja sigla è M.I ou V.I), apresentada na Tabela 2.

#### 4.5.1.2. Ajuste da função 50 e 50N

O ajuste da função de proteção 50 tem que ser feito levando em consideração a corrente de magnetização do transformador e a corrente de curto-circuito bifásica (pois è necessário permitir a energização do transformador e se o relè atua para curto-circuito bifásico ele irá atuar para o trifásico) no ponto de instalação do relè quando o relè está a montante do transformador.

Quando o relè está a jusante do transformador despreza-se a condição de corrente de magnetização do transformador.

Para que a função 50 funcione corretamente tem-se que ser seguido o critèrio de ajuste definido pela equação (4.32).

$$\frac{I_{MAG}}{RTC} < I_{INST\_FASE} < \frac{I_{CC2\phi}}{RTC} \quad (4.32)$$

Onde:

$I_{MAG}$ : è a corrente de magnetização do transformador.

$I_{CC2\phi}$ : è a corrente de curto-circuito bifásica no ponto de alocação do relè.

$I_{INST\_FASE}$ : è a corrente de ajuste de fase instantânea do relè.

*RTC*: è a relação de transformação do TC.

Já o ajuste da função 50N, deve levar em consideração a corrente de curto-circuito fase terra mínima no ponto de alocação do relè, já que se o relè atua para a corrente de curto-circuito fase terra mínima ele irá atuar para o curto-circuito fase terra. Para que o ajuste seja feito corretamente, o ajuste da função 50N tem que seguir a condição estabelecida pela equação (4.33):

$$I_{INST\_NEUTRO} < \frac{I_{CC1\phi MIN}}{RTC} \quad (4.33)$$

Onde:

$I_{CC1\phi MIN}$ : è a corrente de curto-circuito fase terra mínima no ponto de alocação do relè.

$I_{INST\_NEUTRO}$ : è a corrente de ajuste de neutro instantânea do relè.

*RTC*: è a relação de transformação do TC.

#### 4.5.1.3. Ajuste da função 51Q

Esta unidade è sensível as correntes de curto-circuito fase-fase e fase-fase-terra e deverá coordenar com as unidades de curto-circuito fase-fase e de terra dos relès do secundário do transformador.

$$I_{PICKUP} = \frac{I_{AJUSTE}}{RTC} \quad (4.34)$$

Onde:

$I_{PICKUP}$ : è a corrente de pick-up de ajuste da função 51Q.

$I_{AJUSTE}$ : è a corrente de ajuste vista pelo primário do TC.

*RTC*: è a relação de transformação do TC.

#### 4.5.1.4. Ajuste da função 51G

O ajuste da função 51G segue o mesmo procedimento do ajuste da função 51 de neutro. A diferença do procedimento è que o valor do tape è calculado seguindo a seguinte equação (4.35).

$$TAP_{51G} = 0,32 * I_N \quad (4.35)$$

Onde:

$TAP_{51G}$ : é o tape de ajuste da função 51G.

$I_N$ : é a corrente do secundário do TC, ou seja, 5 A.

#### 4.5.1.5. Ajuste da função 87

Para se fazer o ajuste da proteção diferencial do transformador, primeiro deve-se calcular a corrente nominal do transformador no lado de alta e de baixa tensão. Como será visto no próximo tópico.

Com a metodologia exposta anteriormente, pode-se então realizar os ajustes das funções de proteção dos relés da Subestação do Complexo Eólico Pedra do Sal.

#### 4.5.1.6. Cálculo de corrente do transformador 02T1

O Cálculo da corrente nominal do transformador 02T1, no secundário, é

$$I_N = \frac{S (kVA)}{\sqrt{3} * V_N (kV)} \quad (4.36)$$

Onde:

$I_N$ : representa a corrente nominal do transformador, em A;

$S$ : representa a potência nominal aparente do transformador, em kVA;

$V_N$ : representa a tensão nominal do transformador em questão, 13,8 kV ou 69 kV;

É importante salientar também, o fenômeno da corrente de Inrush dos transformadores. Segundo a revista O Setor Elétrico, a corrente de Inrush é um fenômeno transitório, característico da corrente de magnetização de transformadores. É o alto surto de corrente observado ocasionalmente quando um transformador é energizado. Isto pode causar uma queda momentânea de tensão se a impedância da fonte for considerável, e pode causar a atuação de equipamentos de proteção contra sobrecorrentes, se esses forem ajustados com valores muito baixos. A este surto de corrente, dar-se-á o nome de *Inrush*.

Essa mesma revista, traz no artigo “Proteção de Transformadores – Parte I”, um método interessante para o cálculo da corrente de Inrush, em sistemas industriais. Nesse método, a corrente de Inrush de um transformador, energizado com uma fonte ideal, é corrigida para o ponto real da instalação do transformador, usando-se a corrente de curto-circuito do ponto de

instalação. A corrente de Inrush com a fonte ideal é igual a 10 vezes a corrente nominal do transformador, para transformadores até 1 MVA, isolados à óleo.

Os valores a seguir têm sido utilizados nos estudos de seletividade:

$$\text{Transformadores à óleo } < 1.0 \text{ MVA, } I_{INRUSH} = 10 * I_N \quad (4.37)$$

$$\text{Transformadores à óleo } > 1.0 \text{ MVA, } I_{INRUSH} = 8 * I_N \quad (4.38)$$

$$\text{Transformadores a seco – Todos, } I_{INRUSH} = 14 * I_N \quad (4.39)$$

Onde,  $I_N$  representa a corrente nominal do transformador. Para o caso em estudo, utiliza-se a equação (4.38) para cálculo do seu Inrush, haja visto sua potência nominal superior a 1 MVA.

#### 4.5.2. Ajustes das funções de proteção

A filosofia adotada nos cálculos de ajustes de proteção deve garantir que o sistema de proteção tenha as seguintes características operacionais:

- possuir sensibilidade adequada para interrupção de todos os defeitos nos circuitos protegidos;
- ser seletiva de forma a se obter uma coordenação dos dispositivos de proteção em série e imunidade a transitórios no sistema elétrico;
- apresentar rapidez operacional suficiente para evitar danos maiores nos circuitos protegidos;
- garantir a segurança de pessoas e equipamentos.

##### 4.5.2.1. Ajuste do relé do Disjuntor da SE Parnaíba 69 kV

O relé de proteção do disjuntor da subestação Parnaíba é da fabricante Areva, modelo P142 e apresenta proteção de sobrecorrente, com as seguintes proteções ativas: 50/51, 50N/51N, 27/59, 81U/O e 50BF.

###### 4.5.2.1.1. Proteção de Sobrecorrente de Fase (AREVA P142 – 50/51)

###### I. Proteção 51 – Memorial de Cálculo



O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram na linha de 69 kV 02S6. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado acima do máximo carregamento da linha, assim será adotada a partida em 110% da corrente nominal do transformador 02T1 de Pedra do Sal. O objetivo desta função também é atuar como retaguarda para curtos-circuitos fase-fase na barra de 69 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,9 (*t*) segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{02T1} = \frac{20000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 167 \text{ A} \quad (4.40)$$

$$I_{pickup} = 1,1 * I_{02T1} = 1,1 * 167 = 183 \text{ A} \quad (4.41)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{183}{\frac{200}{5}} = 4,58 \quad (4.42)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé (manual do fabricante), o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 4,60 \text{ A} \quad (4.43)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{I_{CCEPS69}}{RTC} = \frac{\frac{1143}{\frac{200}{5}}}{4,60} = 6,21 \quad (4.44)$$

$$TMS = \frac{t}{M^{\frac{1}{\alpha}} - 1} = \frac{0,90}{6,21^{\frac{1}{1}-1}} = 0,347 \quad (4.45)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,345 \quad (4.46)$$

## II. Proteção 50 – Memorial de Cálculo

Função utilizada para a proteção de sobrecorrente (curtos-circuitos fase-fase) na saída da linha.

O ajuste de corrente dessa função deve ser:

- Maior do que a máxima contribuição para curtos na barra de 69 kV da SE Pedra do Sal;
- Menor do que o curto na saída da linha 02S6 em Parnaíba.

Ajusta-se a função de sobrecorrente instantânea em 80% do curto-circuito trifásico na saída da linha em Parnaíba.

Sendo assim,

$$I_{pickup} = 0,80 * I_{CC\_PAB69} = 0,80 * 1833 = 1466 A \quad (4.46)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{1466}{\frac{200}{5}} = 36,65 A \quad (4.47)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 36,65 A \quad (4.48)$$

Para essa função, utilizaremos uma curva IEC DEF Time, com operação de aproximadamente 100 ms a fim de permitir a coordenação com os relés a montante e manter a coordenação com os relés a jusante. Dessa forma,

$$t = 100ms \quad (4.49)$$

#### 4.5.2.1.2. Proteção de Sobrecorrente de Neutro (AREVA P142 – 50N/51N)

##### I. Proteção 51N – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-terra que ocorram na linha de 69 kV 02S6. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado em 30% da corrente nominal do transformador 02T1 de Pedra do Sal. O objetivo desta função também é atuar como retaguarda para curtos-circuitos fase-terra na barra de 69 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,64 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{pickup} = 0,3 * I_{02T1} = 0,3 * 167 = 50,1 A \quad (4.50)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{50,1}{\frac{200}{5}} = 1,25 \quad (4.51)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 1,25 A \quad (4.52)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{I_{CC\text{EPS}69}}{RTC} = \frac{\frac{890}{200}}{1,25} = 17,8 \quad (4.53)$$

$$TMS = \frac{t}{\left(\frac{K}{M^{\alpha-1}}\right)} = \frac{0,64}{\frac{13,5}{17,8^{1-1}}} = 0,796 \quad (4.54)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor seleccionado para o TMS é:

$$TMS = 0,795 \quad (4.55)$$

## II. Protecção 50N – Memorial de Cálculo

Função utilizada para a protecção de sobrecorrente (curtos-circuitos fase-terra) na saída da linha.

O ajuste de corrente dessa função deve ser:

- Maior do que a máxima contribuição para curtos na barra de 69 kV da SE Pedra do Sal;
- Menor do que o curto na saída da linha 02S6 em Parnaíba.

Ajusta-se a função de sobrecorrente instantânea em 70% do curto-circuito monofásico na saída da linha em Parnaíba. Dessa forma, tem-se:

$$I_{pickup} = 0,7 * I_{CC\_PAB69} = 0,7 * 2034 = 1423 \text{ A} \quad (4.56)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{1423}{\frac{200}{5}} = 35,57 \text{ A} \quad (4.57)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor seleccionado para o TAP é:

$$TAP = 35,60 \text{ A} \quad (4.58)$$

Para essa função, utilizaremos uma curva IEC DEF Time, com operação de aproximadamente 100 ms, a fim de ser permitida a coordenação com os relés a montante e manter a coordenação com os relés a jusante.

$$t = 100 \text{ ms}$$

### 4.5.2.1.3. Protecção 27/59 – Memorial de Cálculo

Os valores ajustados para as protecções de subtensão (27) e sobretensão (59) foram escolhidos de acordo com as recomendações do PRODIST – Procedimentos de distribuição.

Onde este rege o modo de operação da central em caso de afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão.

#### 4.5.2.1.4. Proteção 81U/81O - Memorial de Cálculo

Os valores ajustados para as proteções de subfrequência (81U) e sobrefrequência (81O) foram escolhidos de acordo com as recomendações do fabricante dos aerogeradores para faixas de tensão saudáveis para a operação das máquinas.

Dessa forma, com os valores calculados, obtém-se na tabela seguinte os ajustes para o relé de proteção de 69 kV da SE PAB.

Figura 29: Ajustes do relé P142 da SE Parnaíba

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	Ajustes de Proteção					TEMPORIZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST (A)	
DISJUNTOR PRINCIPAL SE PAB 69 kV	69	200 - 5	183	50/51	FASE	AREVA P142	$I > 1 = 4,6$	0,345	$I > 3 = 36,65$ $t = 0,1$ seg.	V.I
	69	200 - 5	50,1	50/51N	NEUTRO	AREVA P142	$I_N > 1 = 1,25$	0,795	$I > 3 = 35,60$ $t = 0,1$ seg.	V.I

Fonte: (AUTOR, 2023)

#### 4.5.2.2. Ajuste do relé do disjuntor da SE Pedra do Sal 69 kV

O relé de proteção do disjuntor da subestação Pedra do Sal é da fabricante Areva, modelo P342 e apresenta proteção de sobrecorrente, com as seguintes proteções ativas: 51/51N e 50BF.

Fabricante: AREVA

Modelo: P342

##### 4.5.2.2.1. Ajuste da unidade de sobrecorrente fase (AREVA P342 – 50/51)

###### I. Proteção 51 – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram na barra de 69 kV e no primário do transformador 02T1 de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado acima do máximo carregamento do transformador 02T1, assim será adotada a partida em 110% da corrente nominal desse transformador. O objetivo desta função também é atuar como retaguarda para curtos-circuitos fase-fase na barra de 13,8 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,95 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{pickup} = 1,1 * I_{02T1} = 1,1 * 167 = 183 \text{ A} \quad (4.59)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{183}{\frac{200}{5}} = 4,58 \quad (4.60)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 4,60 \text{ A} \quad (4.61)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{I_{CCIEPS 13/8}}{TAP} = \frac{\frac{3389/5}{\frac{200}{5}}}{4,60} = 4,23 \quad (4.62)$$

$$TMS = \frac{t}{\left(\frac{k}{M^{\alpha-1}}\right)} = \frac{0,95}{\frac{13,5}{(4,23)^{1-1}}} = 0,227 \quad (4.63)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,250 \quad (4.64)$$

## II. Proteção 50 – Memorial de Cálculo

Essa função deverá permanecer **desativada** no relé, para evitar descoordenações com as proteções de sobrecorrente do transformador 02T1.

### 4.5.2.2.2. Ajuste da unidade de sobrecorrente de neutro (AREVA P342 – 50N/51N)

#### I. Proteção 51N – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram na barra de 69 kV e no primário do transformador 02T1 de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado em 30% da corrente nominal do transformador 02T1 de Pedra do Sal. O objetivo desta função é atuar para curtos-circuitos nas barras de 69 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,34 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{pickup} = 0,3 * I_{02T1} = 0,3 * 167 = 50,1 A \quad (4.65)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{50,1}{\frac{200}{5}} = 1,25 A \quad (4.66)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 1,25 \quad (4.67)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{\frac{I_{CCEPS\ 69}}{RTC}}{TAP} = \frac{\frac{899}{200}}{1,25} = 17,98 \quad (4.68)$$

$$TMS = \frac{t}{\left(\frac{M}{\alpha} - 1\right)} = \frac{0,34}{\frac{13,5}{(17,98)^{1-1}}} = 0,428 \quad (4.69)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,425 \quad (4.70)$$

## II. Proteção 50N – Memorial de Cálculo

Essa função deverá permanecer **desativada** no relé para evitar descoordenações com as proteções de sobrecorrente do transformador 02T1.

### 4.2.5.2.3. Proteção de Tensão (27/59)

Os valores ajustados para as proteções de subtensão (27) e sobretensão (59) foram escolhidos de acordo com as recomendações do PRODIST – Procedimentos de distribuição. Onde este rege o modo de operação da central em caso de afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão.

### 4.2.5.3.4. Proteção de Frequência 81U/81O

Os valores ajustados para as proteções de subfrequência (81U) e sobrefrequência (81O) foram escolhidos de acordo com as recomendações do fabricante dos aerogeradores para faixas de tensão saudáveis para a operação das máquinas.

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.2 os ajustes para o relé de 69 kV.

Figura 30: Ajustes do relé P632 da SE Pedra do Sal

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	Ajustes de Proteção					TEMPORIZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST (A)	
DISJUNTOR PRINCIPAL SE EPS 69 kV	69	200 - 5	183	50/51	FASE	AREVA P632	I>1 = 4,6	0,25	-	V.I
	69	200 - 5	50,1	50/51N	NEUTRO	AREVA P632	IN>1=1,25	0,425	-	V.I

Fonte: (AUTOR, 2023)

#### 4.5.2.3. Ajuste do Transformador 02T1 – SE Pedra do Sal

Esta seção apresenta a tabela de ajustes e memorial de cálculo das proteções previstas no dispositivo de proteção AREVA P632 associado ao diferencial do transformador 02T1 da Subestação Pedra do Sal.

Fabricante: AREVA

Modelo: P642

##### 4.5.2.3.1. Ajuste proteção de sobrecorrente temporizada de fase e neutro de AT (P342 – 51-AT/51N-AT)

###### I. Proteção 51-AT – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram no primário do transformador 02T1 de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado acima do máximo carregamento do transformador 02T1, assim será adotada a partida em 110% da corrente nominal desse transformador. O objetivo desta função também é atuar como retaguarda para curtos-circuitos fase-fase no barramento de 13,8 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,65 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{pickup} = 1,1 * I_{02T1} = 1,1 * 167 = 183 A \quad (4.71)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{183}{\frac{200}{5}} = 4,58 \quad (4.72)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 4,60 A \quad (4.73)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{\frac{I_{CCEPS} 138}{RTC}}{TAP} = \frac{\frac{3389/5}{200}}{4,60} = 4,23 \quad (4.74)$$

$$TMS = \frac{t}{\frac{k}{M^\alpha - 1}} = \frac{0,65}{\frac{13,5}{(4,23)^{1-1}}} = 0,156 \quad (4.75)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,160 \quad (4.76)$$

## II. Proteção 51N-AT – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-terra que ocorram no primário do transformador 02T1 de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado em 30% da corrente nominal do transformador 02T1 de Pedra do Sal. O objetivo desta função é atuar para curtos-circuitos no primário do transformador com a menor curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.1):

$$I_{pickup} = 0,3 * I_{02T1} = 0,3 * 167 = 50,1 A \quad (4.77)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{50,1}{\frac{200}{5}} = 1,25 A \quad (4.78)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 1,25 A(0,25 * Inom) \quad (4.79)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,050 \quad (4.80)$$



#### 4.5.2.3.2. Ajuste de proteção de sobrecorrente temporizada de fase e neutro de MT (P342 – 51-MT/51G-MT)

##### I. Proteção 51-MT – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram no secundário do transformador 02T1 de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado acima do máximo carregamento do transformador 02T1, assim será adotada a partida em 110% da corrente nominal desse transformador. O objetivo desta função também é atuar como retaguarda para curtos-circuitos fase-fase no barramento de 13,8 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,65 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{02T1} = \frac{20000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13,8 \text{ kV}} = 837 \text{ A} \quad (4.81)$$

$$I_{pickup} = 1,1 * I_{02T1} = 1,1 * 837 = 920,7 \text{ A} \quad (4.82)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{920,7}{\frac{200}{5}} = 4,60 \quad (4.83)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 4,60 \text{ A} \quad (4.84)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{\frac{I_{CCEPS \ 13,8}}{RTC}}{TAP} = \frac{\frac{3389}{1000}}{4,60} = 4,23 \quad (4.85)$$

$$TMS = \frac{t}{M^{\frac{K}{\alpha} - 1}} = \frac{0,65}{(4,23)^{1-1}} = 0,156 \quad (4.86)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,160 \quad (4.87)$$

## II. Proteção 51G-MT – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-terra que ocorram no secundário do transformador 02T1 de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado em 30% da corrente nominal do transformador 02T1 de Pedra do Sal. O objetivo desta função é atuar para curtos-circuitos no barramento de 13,8 kV com tempo de 0,72 s com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado pela equação (4.27):

$$I_{pickup} = 0,3 * I_{02T1} = 0,3 * 837 = 251,1 A \quad (4.88)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{251,1}{\frac{1000}{5}} = 1,26 A \quad (4.89)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 1,25 \quad (4.90)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{\frac{I_{CCEPS\ 13,8}}{RTC}}{TAP} = \frac{\frac{5071}{\frac{1000}{5}}}{1,25} = 20,28 \quad (4.91)$$

$$TMS = \frac{top}{\left(\frac{A}{M^{\alpha-1}}\right)} = \frac{0,75}{\frac{13,5}{(20,28)^{1-1}}} = 1,071 \quad (4.92)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 1,07 \quad (4.93)$$

### 4.5.2.4. Ajuste da barra de conexão 13,8 kV – SE Pedra do Sal

Esta seção apresenta a tabela de ajustes e memorial de cálculo das proteções previstas no dispositivo de proteção AREVA P142 associado ao barramento de 13,8 kV da Subestação Pedra do Sal. Para este dispositivo de proteção, estão previstas as funções de proteção: 51/51N e 50 BF.

Fabricante: AREVA

Modelo: P142

#### 4.5.2.4.1. Ajuste de Proteção de Sobrecorrente de Fase (50/51)

##### I. Proteção 51 – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram no alimentador de 13,8 kV de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado acima do máximo carregamento do transformador 02T1, assim será adotada a partida em 110% da corrente nominal desse transformador. O objetivo desta função também é atuar como retaguarda para curtos-circuitos fase-fase na entrada do alimentador de 13,8 kV da SE Pedra do Sal em torno de 0,45 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado por:

$$I_{pickup} = 1,1 * I_{02T1} = 1,1 * 836 = 920 \text{ A} \quad (4.94)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{920}{\frac{1000}{5}} = 4,60 \text{ A} \quad (4.95)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 4,60(4.96)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{\frac{I_{CCEPS\ 13,8}}{RTC}}{TAP} = \frac{\frac{3889}{5}}{4,60} = 4,23 \quad (4.97)$$

$$TMS = \frac{top}{\left(\frac{A}{M^{\alpha-1}}\right)} = \frac{0,45}{\frac{13,5}{(4,23)^{1-1}}} = 0,108 \quad (4.98)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,110 \quad (4.99)$$

## II. Proteção 50 – Memorial de Cálculo

Essa função deverá permanecer desativada no relé para evitar descoordenações com as proteções de sobrecorrente do transformador 02T1.

### 4.5.2.4.2. Ajuste de Proteção de Sobrecorrente de Neutro (50N/51N)

#### I. Proteção 51N – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-terra que ocorram na barra de 13,8 kV da SE Pedra do sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado em 30% da corrente nominal do transformador 02T1 de Pedra do Sal. O objetivo desta função também é atuar para curtos-circuitos nas entradas de alimentador de 13,8 kV da SE Pedra do sal em torno de 0,45 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado por:

$$I_{pickup} = 0,3 * I_{02T1} = 0,3 * 836 = 250,80 \text{ A} \quad (4.100)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{250,8}{\frac{1000}{5}} = 1,25 \text{ A} \quad (4.101)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 1,25 \quad (4.102)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{I_{CCEPS\ 69}}{TAP} = \frac{\frac{5071}{1000}}{1,25} = 20,28 \quad (4.103)$$

$$TMS = \frac{\frac{top}{A}}{M^{\alpha-1}} = \frac{\frac{0,45}{13,5}}{(20,28)^{1-1}} = 0,643 \quad (4.104)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,640 \quad (4.105)$$

## II. Proteção 50N – Memorial de Cálculo

Essa função deverá permanecer **desativada** no relé para evitar descoordenações com as proteções de sobrecorrente do transformador 02T1.

Figura 31: Ajustes do relé P142 da barra de 13,8 kV - SE Pedra do Sal

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	Ajustes de Proteção					TEMPORIZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST (A)	
DISJUNTOR PRINCIPAL 13,8 kv	13,8	1000 - 5	920	50/51	FASE	AREVA P142	I>1 = 4,6	0,11	-	V.I
	13,8	1001 - 5	250,8	50/51N	NEUTRO	AREVA P142	IN>1=1,25	0,64	-	V.I

Fonte: (AUTOR, 2023)

### 4.5.2.5. Ajuste dos alimentadores 11S1/11S2/11S3/11S4 – SE Pedra do Sal

Esta seção apresenta a tabela de ajustes e memorial de cálculo das proteções previstas nos dispositivos de proteção AREVA P142 associados aos circuitos 11S1, 11S2, 11S3 e 11S4 da Subestação Pedra do Sal. Para este dispositivo de proteção, estão previstas as funções de proteção: 51/51N e 50 BF.

Fabricante: AREVA

Modelo: P142

#### 4.5.2.5.1. Ajuste de Proteção de Sobrecorrente de Fase (50/51)

##### I. Proteção 51 – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-fase que ocorram no alimentador de 13,8 kV de Pedra do Sal. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado acima do máximo carregamento do alimentador, assim será adotada a partida em 120% da soma das correntes nominais dos 05 aerogeradores conectados ao alimentador. O objetivo desta função é atuar como proteção principal para curtos-circuitos fase-fase na entrada do alimentador de 13,8 kV da SE Pedra do sal em torno de 0,15 segundos com curva IEC Muito Inversa.

A potência nominal de cada aerogerador é:

$$P_G = 0,9 \text{ MW} \quad (4.106)$$

Adotaremos um fator de potência de 0,92 para calcular a potência aparente nominal de cada aerogerador:

$$S_G = \frac{P_G}{FP_G} = \frac{0,9 \text{ MW}}{0,92} = 0,978 \text{ MVA} \quad (4.107)$$

Dessa forma, a corrente nominal de cada aerogerador para a condição de FP considerada e na base de 13,8 kV é de:

$$I_G = \frac{S_G}{\sqrt{3} * V} = \frac{0,978 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13,8 \text{ kV}} = 40,92 \text{ A} \quad (4.108)$$

O ajuste do secundário do relé para a corrente de pick-up é dado por:

$$I_{pickup} = 1,2 * (5 * I_G) = 1,2 * (5 * 40,92) = 245,52 \text{ A} \quad (4.109)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{245,52}{\frac{300}{5}} = 4,09 \text{ A} \quad (4.110)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 4,10 \quad (4.111)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{I_{CCEPS \ 13,8}}{TAP} = \frac{\frac{3889}{\frac{300}{5}}}{4,10} = 15,81 \quad (4.112)$$

$$TMS = \frac{t}{\left(\frac{K}{M^{\alpha-1}}\right)} = \frac{0,15}{\frac{13,5}{(15,81)^{1-1}}} = 0,165 \quad (4.113)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,165 \quad (4.114)$$

## II. Proteção 50 – Memorial de Cálculo

Função utilizada para a proteção de sobrecorrente (curtos-circuitos fase-fase) na entrada do alimentador.

O ajuste de corrente dessa função deve ser:

- Maior que a máxima contribuição para curtos nas barras de 0,40 kV dos geradores;
- Maior que a corrente de Inrush dos transformadores de 13,8/0,40 kV dos aerogeradores;
- Menor do que a máxima contribuição para curtos na barra de 13,8 kV da SE Pedra do Sal.

A corrente de Inrush dos transformadores dos aerogeradores é:

$$I_{INRUSH} = K * I_{nTR} \quad (4.115)$$

$$I_{nTR} = \frac{S_{TR}}{\sqrt{3} * V} = \frac{1 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13,8 \text{ kV}} = 41,84 \text{ A} \quad (4.116)$$

$$I_{INRUSH} = K * I_{nTR} = 10 * 41,88 = 418,80 \quad (4.117)$$

Considerando a energização dos 05 transformadores:

$$I_{INRUSH} = 418,80 * 5 = 2094 \text{ A} \quad (4.118)$$

Ajusta-se a função de sobrecorrente instantânea em 70% do curto-circuito trifásico na barra de 13,8 kV de Pedra do Sal.

Dessa forma,

$$I_{pickup} = 0,7 * I_{CC_{EPS13,8}} = 0,7 * 3889 = 2772,3 \text{ A} \quad (4.119)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{2772,3}{\frac{300}{5}} = 45,37 \text{ A} \quad (4.120)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 45,35 \text{ A} \quad (4.121)$$

Para essa função, utilizaremos uma curva IEC DEF Time, com operação de aproximadamente 100 ms, a fim de permitir a coordenação com os relés a montante e manter a coordenação com os relés a jusante.

$$t = 100 \text{ ms} \quad (4.122)$$

#### 4.5.2.5.2. Ajuste de Proteção de Sobrecorrente (50N/51N)

##### I. Proteção 51N – Memorial de Cálculo

O objetivo da função de sobrecorrente do relé é eliminar faltas fase-terra que ocorram no alimentador de 13,8 kV. Essa função deverá estar coordenada com as proteções a montante e a jusante.

O pick-up desta função será ajustado em 10% da corrente nominal dos aerogeradores do alimentador. O objetivo desta função também é atuar como proteção principal para curtos-circuitos fase-terra no alimentador em torno de 0,15 segundos com curva IEC Muito Inversa.

O ajuste secundário do relé para a corrente de pick-up é dado por:

$$I_{pickup} = 0,1 * (5 * I_G) = 0,1 * (5 * 40,92) = 20,46 \text{ A} \quad (4.123)$$

$$TAP = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{20,46}{\frac{300}{5}} = 0,341 \text{ A} \quad (4.124)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé, o valor selecionado para o TAP é:

$$TAP = 0,40 \quad (4.125)$$

Para a determinação do dial de tempo (TMS) de uma curva IEC Muito Inversa (MI), teremos:

$$M = \frac{I_{CCEPS\ 69}}{TAP} = \frac{\frac{5071}{\frac{300}{5}}}{0,40} = 211,29 \quad (4.126)$$

Para a curva IEC, o múltiplo para a saturação do tempo de operação é:

$$M = 30 \quad (4.127)$$

$$TMS = \frac{t_{op}}{\left(\frac{A}{M^{\alpha-1}}\right)} = \frac{0,15}{\frac{13,5}{(30)^{1-1}}} = 0,322 \quad (4.128)$$

De acordo com a faixa de ajuste do relé o valor selecionado para o TMS é:

$$TMS = 0,320 \quad (4.129)$$

##### II. Proteção 50N – Memorial de Cálculo

Essa função deverá permanecer **desativada** no relé para evitar descoordenações com as proteções de sobrecorrente dos transformadores dos aerogeradores.



Figura 32: Ajustes do relé P142 dos alimentadores da SE Pedra do Sal

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	Ajustes de Proteção					TEMPORIZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST (A)	
ALIMENTADORES 11S1, 11S2, 11S3 e 11S4	13,8	300 - 5	245,52	50/51	FASE	AREVA P142	I>1 = 4,1	0,165	0,1	V.I
	13,8	300 - 5	20,46	50/51N	NEUTRO	AREVA P142	IN>1=0,4	0,32	-	V.I

Fonte: (AUTOR, 2023)

#### 4.6. Diagrama Unifilar geral e diagramas de tempo da subestação

Os diagramas de tempo da subestação e o diagrama unifilar incluindo a medição estão apresentados em apêndices. O diagrama de tempo monofásico está apresentado no APÊNDICE B, o diagrama de tempo trifásico no APÊNDICE C e o diagrama unifilar está apresentado no APÊNDICE D.

#### 4.7. Ajustes dos parâmetros dos relés

Nesta seção será apresentado tabelas resumo dos ajustes paramétricos dos relés de proteção baseado no manual disponibilizado pelo fabricante e pelo estudo de proteção realizado.

##### 4.7.1. Ajuste do relé AREVA P142 do barramento de 69 kV – SE PARNAÍBA

A tabela 3 apresenta os ajustes do relé AREVA P142 do barramento de 69 kV.

Tabela 3: Parâmetros do relé AREVA P142 da barra de 69 kV da SE Parnaíba

Parâmetro	Valor
<b>CT and VT Ratios</b>	
Main VT Primary	69.00 kV
Main VT Sec'	115.0 V
VN VT Primary	69.00 kV
VN VT Secondary	115.0 V
Phase CT Primary	200 A
Phase CT Sec'	5 A
E/F CT Primary	200 A
E/F CT Secondary	5 A
Isen CT Primary	200 A

Isen CT Sec'	5 A
<b>Group 1 Overcurrent</b>	
I>1 Function	IEC V Inverse
I>1 Direction	Non-Directional
I>1 Current Set	4.600 A
I>1 TMS	0.345
I>1 DT Adder	0 s
I>1 Treset	0 s
I>2 Function	Disabled
I>3 Status	Enabled
I>3 Direction	Non-Directional
I>3 Current Set	36.65 A
I>3 Time Delay	100.0 ms
I>4 Status	Disabled
I> Blocking	111111
I> Char Angle	45.00 deg
<b>Group 1 Earth Fault 1</b>	
IN1>1 Function	IEC V Inverse
IN1>1 Direction	Non-Directional
IN1>1 Current Set	1.250 A
IN1>1 TMS	0.795
IN1>1 DT Adder	0 s
IN1>1 tReset	0 s
IN1>2 Function	Disabled
IN1>3 Status	Enabled
IN1>3 Direction	Non-Directional
IN1>3 Current	35.60
IN>3 Time Delay	100.0 ms
IN>4 Status	Disabled
IN> Blocking	111111
IN> Char Angle	-60.00 deg
<b>Group 1 Residual O/V NVD</b>	
VN>1 Status	Disabled
VN>2 Status	Disabled
VN>3 Status	Disabled
VN>4 Status	Disabled
<b>Group 1 Volt Protection</b>	
<i>UNDervOLTAGE</i>	
V<1 Measur't Mode	Phase-Neutral
V<Operate Mode	Three Phase
V<1 Function	DT
V<1 Voltage Set	59.76 V
V<1 Time Delay	5 s

V<2 Status	Disabled
<i>OVERVOLTAGE</i>	
V>Measur't Mode	Phase-Phase
V>Operate Mode	Three Phase
V>1 Function	DT
V>1 Voltage Set	79,68 V
V>1 Time Delay	3 s
V>2 Status	Disabled
<b>Group 1 Freq Protection</b>	
<i>UNDERFREQUENCY</i>	
F<1 Status	Enabled
F<1 Setting	56.50 Hz
F<1 Time Delay	2 s
F<2 Status	Enabled
F<2 Setting	53 Hz
F<2 Time Delay	100 ms
F<3 Status	Disabled
F<3 Status	Disabled
F<4 Status	Disabled
F<Function Link	1
<i>OVERFREQUENCY</i>	
F>1 Status	Enabled
F>1 Setting	62.50 Hz
F>1 Time Delay	2 s
F>2 Status	Enabled
F>2 Setting	67.00 Hz
F>2 Time Delay	100 ms
<b>Breaker Fail</b>	
CB Fail 1 Status	Enabled
CB Fail 1 Timer	200.00 ms
CB Fail 2 Status	Disabled
CBF Non I Reset	CB Open & I<
CBF Ext Reset	CB Open & I<
<i>UNDER CURRENT</i>	
I<1 Current Set	500 mA
IN< Current Set	500 mA
ISEF<Current	100 mA

Fonte: (AUTOR, 2023)

#### 4.7.2. Ajuste do relé AREVA P342 do barramento de 69 kV – SE PEDRA DO SAL

A tabela 4 apresenta os ajustes do relé AREVA P342 do barramento de 69 kV.

Tabela 4: Parâmetros relé AREVA P342 da barra de 69 kV da SE PEDRA DO SAL

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>CT and VT Ratios</b>	
Main VT Primary	69.00 kV
Main VT Sec'	115.0 V
VN VT Primary	69.00 kV
VN VT Secondary	115.0 V
Phase CT Primary	200 A
Phase CT Sec'	5 A
E/F CT Primary	200 A
E/F CT Secondary	5 A
Isen CT Primary	200 A
Isen CT Sec'	5 A
<b>Group 1 Overcurrent</b>	
I>1 Function	IEC V Inverse
I>1 Direction	Non-Directional
I>1 Current Set	4.600 A
I>1 TMS	0.250
I>1 DT Adder	0 s
I>1 Treset	0 s
I>2 Function	Disabled
I>3 Status	Enabled
I>4 Status	Disabled
I> Blocking	111111
I> Char Angle	45.00 deg
<b>Group 1 Earth Fault 1</b>	
IN>1 Function	IEC V Inverse
IN>1 Direction	Non-Directional
IN>1 Current Set	1.250 A
IN>1 TMS	0.425
IN>1 DT Adder	0 s
IN>1 tReset	0 s
IN>2 Function	Disabled
IN>3 Status	Enabled
IN>4 Status	Disabled
IN> Blocking	111111
IN> Char Angle	-60.00 deg
<b>Group 1 Residual O/V NVD</b>	
VN>1 Status	Disabled

VN>2 Status	Disabled
VN>3 Status	Disabled
VN>4 Status	Disabled
<b>Group 1 Volt Protection</b>	
<i>UNDERVOLTAGE</i>	
V<1 Measur't Mode	Phase-Phase
V<Operate Mode	Three Phase
V<1 Function	Disabled
V<2 Status	Disabled
<i>OVERVOLTAGE</i>	
V>Measur't Mode	Phase-Phase
V>Operate Mode	Three Phase
V>1 Function	Disabled
V>2 Status	Disabled
<b>Group 1 Freq Protection</b>	
<i>UNDERFREQUENCY</i>	
F<1 Status	Disabled
F<2 Status	Disabled
F<3 Status	Disabled
F<3 Status	Disabled
F<4 Status	Disabled
F<Function Link	1
<i>OVERFREQUENCY</i>	
F>1 Status	Disabled
F>2 Status	Disabled
<b>Breaker Fail</b>	
CB Fail 1 Status	Enabled
CB Fail 1 Timer	200.00 ms
CB Fail 2 Status	Disabled
CBF Non I Reset	CB Open & I<
CBF Ext Reset	CB Open & I<
<i>UNDER CURRENT</i>	
I<1 Current Set	500 mA
IN< Current Set	500 mA
ISEF<Current	100 mA

Fonte: (AUTOR, 2023)

#### 4.7.3. Ajuste do relé AREVA P142 do barramento de 13,8 kV – SE PEDRA DO SAL

Esta seção apresenta a tabela de ajustes e memorial de cálculo das proteções previstas no dispositivo de proteção AREVA P142 associado ao disjuntor geral de MT 11S6 da Subestação Pedra do Sal.

Tabela 5: Parâmetros relé AREVA P142 da barra de 13,8 kV

Parâmetro	Valor
<b>CT and VT Ratios</b>	
Main VT Primary	13.8 kV
Main VT Sec'	115.0 V
VN VT Primary	13.8 kV
VN VT Secondary	115.0 V
Phase CT Primary	1000 A
Phase CT Sec'	5 A
E/F CT Primary	1000 A
E/F CT Secondary	5 A
Isen CT Primary	1000 A
Isen CT Sec'	5 A
<b>Group 1 Overcurrent</b>	
I>1 Function	IEC V Inverse
I>1 Direction	Non-Directional
I>1 Current Set	4.600 A
I>1 TMS	0.110
I>1 DT Adder	0 s
I>1 Treset	0 s
I>2 Function	Disabled
I>3 Status	Disabled
I>4 Status	Disabled
I> Blocking	111111
I> Char Angle	45.00 deg
<b>Group 1 Earth Fault 1</b>	
IN1>1 Function	IEC V Inverse
IN1>1 Direction	Non-Directional
IN1>1 Current Set	1.250 A
IN1>1 TMS	0.640
IN1>1 DT Adder	0 s
IN1>1 tReset	0 s
IN1>2 Function	Disabled
IN1>3 Status	Disabled
IN>4 Status	Disabled

IN> Blocking	111111
IN> Char Angle	-60.00 deg
<b>Breaker Fail</b>	
CB Fail 1 Status	Enabled
CB Fail 1 Timer	200.00 ms
CB Fail 2 Status	Disabled
CBF Non I Reset	CB Open & I<
CBF Ext Reset	CB Open & I<
<i>UNDER CURRENT</i>	
I<1 Current Set	500 mA
IN< Current Set	500 mA
ISEF<Current	100 mA

Fonte: (AUTOR, 2023)

#### 4.7.4. Ajuste do relé AREVA P632 do Transformador de Potência – SE PEDRA DO SAL

Esta seção apresenta a tabela de ajustes e memorial de cálculo das proteções previstas no dispositivo de proteção AREVA P632 associado ao diferencial do transformador 02T1 da Subestação Pedra do Sal.

Tabela 6: Parâmetros relé AREVA P632 do transformador de 20 MVA.

Parâmetro	Valor
<b>Function Parameters / Global / Main</b>	
Protection enabled	Yes (= on)
Test mode USER	No
Nominal frequ. f <sub>nom</sub>	60 Hz
Phase sequence	A - B - C
Inom C.T.prim.,end a	200 A
Inom C.T.prim.,end b	1000 A
Inom C.T.Yprim,end a	200 A
Inom C.T.Yprim,end b	1000 A
Vnom V.T. prim.	69.0 kV
Inom device, end a	5.0 A
Inom device, end b	5.0 A
IY,nom device, end a	5.0 A
IY,nom device, end b	5.0 A
Vnom V.T. sec.	115 V

Conn.meas.circ. IP,a	Standard
Conn.meas.circ. IP,b	Standard
Conn.meas.circ. IY,a	Standard
Conn.meas.circ. IY,b	Standard
<b>Function Parameters / General functions / Main</b>	
Vnom prim., end a	69.0 kV
Vnom prim., end b	13.8 kV
Evaluation IN, end a	Calculated
Evaluation IN, end b	Measured
Hold time dyn.param.	Blocked
<b>Function Parameters / Parameter subset 1 / Main</b>	
Phase reversal a PS1	No swap
Phase reversal b PS1	No swap
<b>Function Parameters / General functions / DIFF</b>	
General enable USER	Yes
Reference power Sref	20.0 MVA
Meas. value rel. Id	0.000 Iref
Meas. value rel. IR	0.000 Iref
<b>Function Parameters / General functions / DIFF</b>	
Enable	Yes
Vector grp. ends a-b	1
Idiff>	0.20 Iref
Idiff>>	15.0 Iref
Idiff>>>	30.0 Iref
Idiff>(CTS)	0.20 Iref
m1	0,3
m2	0,7
IR, m2	4.0 Iref
Op.mode rush rst.	Not phase-selective
RushI (2f0)/I(f0)	0,2
0-seq. filt.a en.	No
0-seq. filt.b en.	Yes
Overflux.bl. en.	Yes
Ov. I(5f0)/I(f0)	0,2
Op.del.,trip sig.	0

Fonte: (Autor, 2023)



#### 4.7.5. Ajuste do relé AREVA P142 associado aos alimentadores 11S1/11S2/11S3/11S4 – SE PEDRA DO SAL

Esta seção apresenta a tabela de ajustes e memorial de cálculo das proteções previstas no dispositivo de proteção AREVA P142 associados aos circuitos 11S1, 11S2, 11S3 e 11S4 da Subestação Pedra do Sal.

Tabela 7: Parâmetros relé AREVA P142 dos alimentadores

Parâmetro	Valor
<b>CT and VT Ratios</b>	
Main VT Primary	13.8 kV
Main VT Sec'	115.0 V
VN VT Primary	13.8 kV
VN VT Secondary	115.0 V
Phase CT Primary	300 A
Phase CT Sec'	5 A
E/F CT Primary	300 A
E/F CT Secondary	5 A
Isen CT Primary	300 A
Isen CT Sec'	5 A
<b>Group 1 Overcurrent</b>	
I>1 Function	IEC V Inverse
I>1 Direction	Non-Directional
I>1 Current Set	4.100 A
I>1 TMS	0.165
I>1 DT Adder	0 s
I>1 Treset	0 s
I>2 Function	Disabled
I>3 Status	Enabled
I>3 Direction	Non-Directional
I>3 Current Set	45.35 A
I>3 Time Delay	100 ms
I>4 Status	Disabled
I> Blocking	111111
I> Char Angle	45.00 deg
<b>Group 1 Earth Fault 1</b>	
IN1>1 Function	IEC V Inverse
IN1>1 Direction	Non-Directional
IN1>1 Current Set	400 mA
IN1>1 TMS	0.320

IN1>1 DT Adder	0 s
IN1>1 tReset	0 s
IN1>2 Function	Disabled
IN1>3 Status	Disabled
IN>4 Status	Disabled
IN> Blocking	111111
IN> Char Angle	-60.00 deg
<b>Breaker Fail</b>	
CB Fail 1 Status	Enabled
CB Fail 1 Timer	200.00 ms
CB Fail 2 Status	Disabled
CBF Non I Reset	CB Open & I<
CBF Ext Reset	CB Open & I<
<i>UNDER CURRENT</i>	
I<1 Current Set	500 mA
IN< Current Set	500 mA
ISEF<Current	100 mA

Fonte: (Autor, 2023)

#### 4.8. Software PTW (Power Tools for Windows)

O PTW é um software bastante utilizado para análise de sistemas de potência. Ele foi desenvolvido para se fazer modelagens e simulações computacionais de sistemas de potência.

Este software é caracterizado por ser uma excelente ferramenta de análises e estudos de curto-circuito. Para isso ele conta com uma interface gráfica onde são inseridos os principais pertencentes ao sistema de potência. Ele permite representar configurações de barras, transformadores, geradores, relês de proteção, capacitores, disjuntores, entre outros (PRIMO, 2009).

Como o objetivo desse estudo é a implementação do sistema de proteção da subestação da usina eólica de Pedra do Sal, vale destacar que este software é também utilizado para análises de sistema de proteção. Para isso ele conta com modelos de religadores, disjuntores, fusíveis e relês de sobrecorrente.

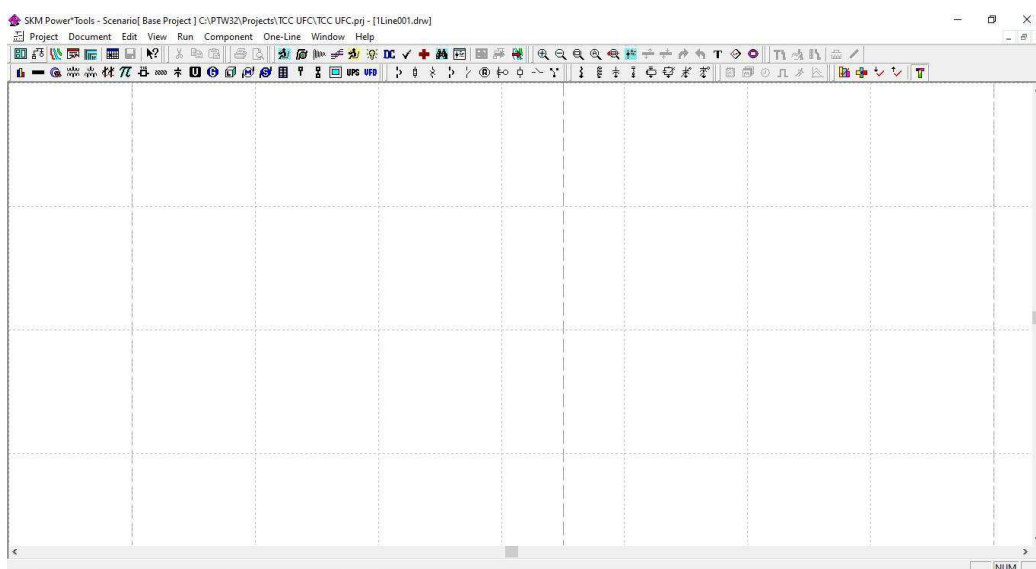
Ele possui um banco de dados a partir de qual o usuário pode pesquisar diversos modelos de relês disponibilizados pelos fabricantes. Caso os modelos

disponibilizados não sejam adequados para o usuário, este pode editar ou até mesmo implementar novas configurações de relês para atender a sua necessidade.

Além das funções citadas anteriormente, pode-se fazer a coordenação dos relês. Essa coordenação pode ser monitorada e ela é feita de modo iterativo, ou seja, pode-se fazer o ajuste simulando falhas em vários pontos da instalação.

Inicialmente, é feita a modelagem no software. Nesse primeiro passo, é inserido o diagrama unifilar do sistema em questão e, em seguida, inserido todos os dados dos equipamentos, tais como: impedância dos cabos do sistema, distância do circuito, impedância de transformador, fabricante e tipo do relê de proteção, relação de transformação de TC's etc. A figura 33 a seguir, mostra a interface gráfica do software e as opções disponíveis dentro do sistema.

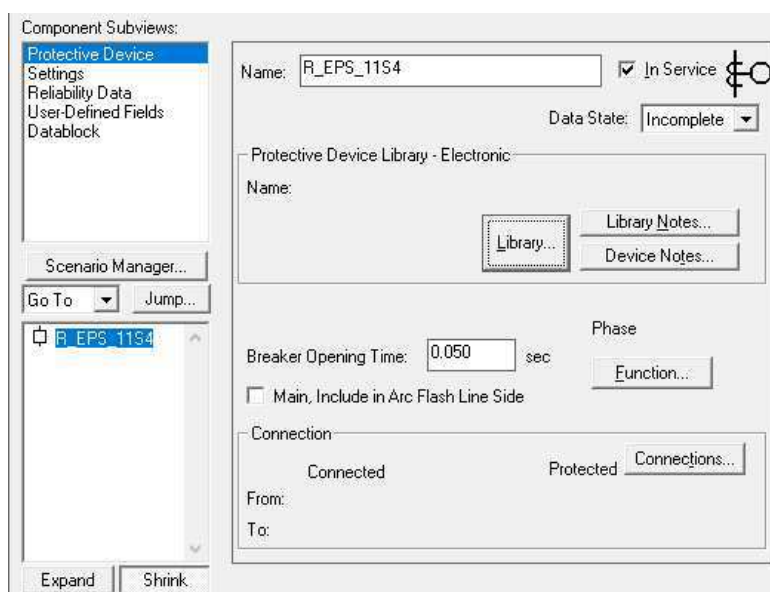
Figura 33: Interface gráfica PTW



Fonte: (AUTOR, 2023)

Feito o diagrama unifilar do sistema no software, será aberta uma janela chamada de *component editor* (Figura 34), onde é inserido as informações técnicas dos equipamentos. Esse mesmo passo deve ser aberto para inserir todas as informações individuais para os componentes do SEP em estudo. Para o estudo em questão, foi-se utilizado apenas o estudo de seletividade, dentre as mais variadas opções de simulações no software, tais como estudo de curto-circuito e arco incidente.

Figura 34: Escolha de equipamento



Fonte: (AUTOR, 2023)

Na figura 35 a seguir, é ilustrado o ícone “Go to TCC Drawing”, para plote dos coordenogramas.

Figura 35: Plote Coordenograma



Fonte: (AUTOR, 2023)

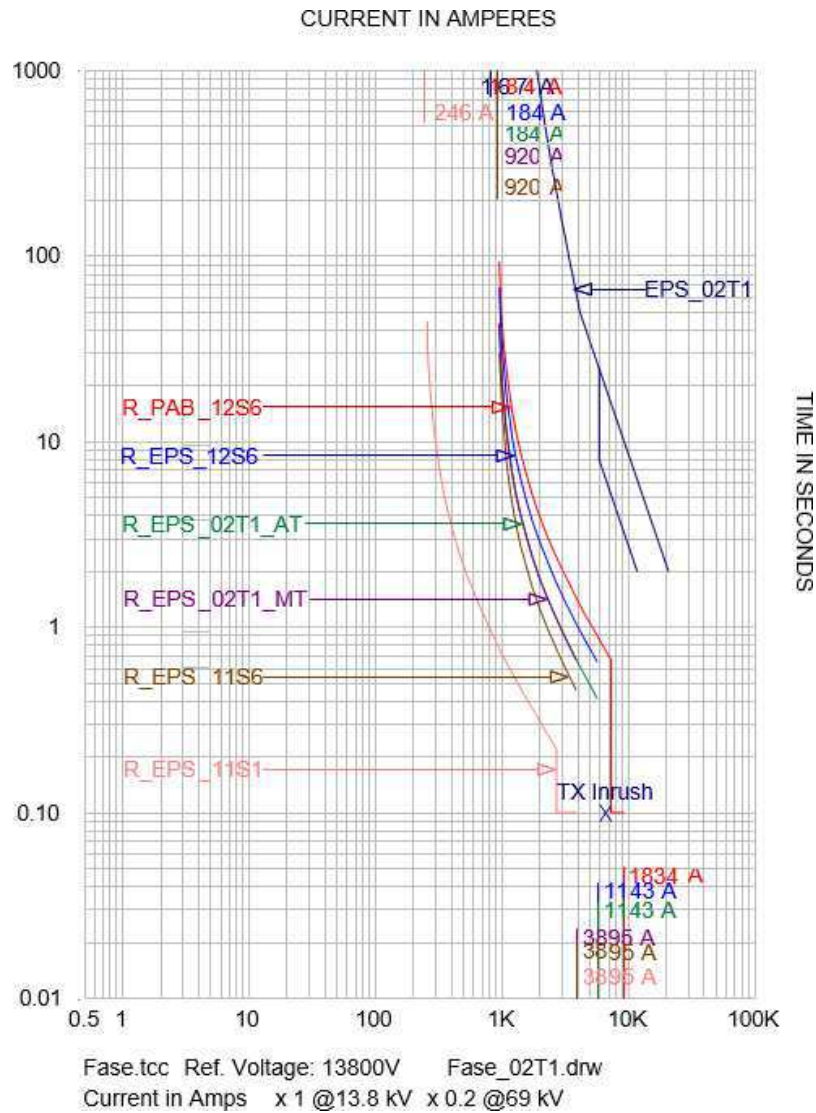
A seguir, serão mostrados os Coordenogramas de proteção.

#### 4.8.1. Coordenogramas

O Coordenograma é um gráfico bi-logarítmico de representação da atuação dos relês, bem como pontos importantes de destaque, como corrente Inrush de transformador. Nesta seção, serão apresentados os Coordenogramas da subestação do Complexo Eólico. Os valores apresentados estão todos referidos ao lado de 13,8 kV. A figura 36 apresenta o Coordenograma de fase, a figura 37 apresenta o Coordenograma de neutro e a figura 38 apresenta o Coordenograma de neutro da MT da SE Pedra do Sal.

#### 4.8.1. Coordenograma de Fase da SE Parnaíba até os alimentadores da SE Pedra do Sal

Figura 36: Coordenograma de Fase

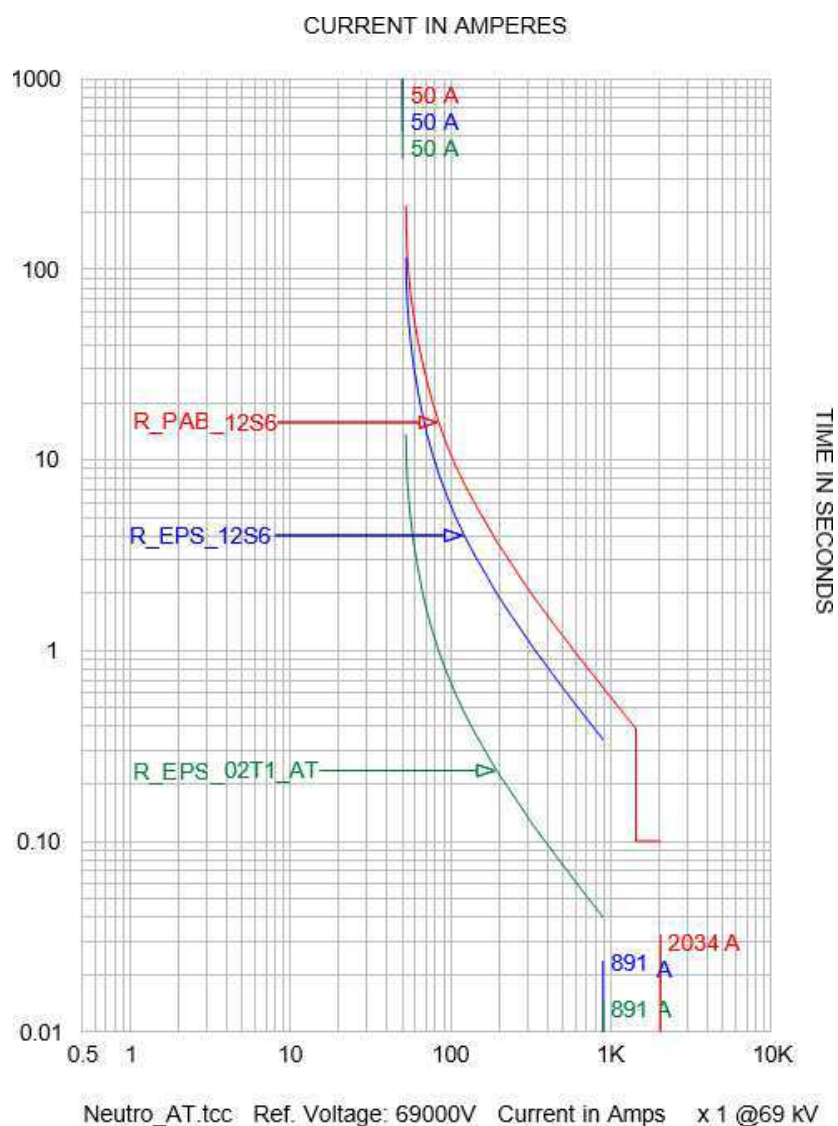


Fonte: (AUTOR, 2023)

O coordenograma de fase visto acima, ilustra que, no caso de um defeito entre os relés R\_EPS\_11S1 e R\_EPS\_11S6, quem atuará é o dispositivo à montante. Para todos os casos de faltas nesse sistema, sempre irá atuar o dispositivo à montante, comprovando a seletividade do sistema.

#### 4.8.2. Coordenograma de Neutro da SE Parnaíba até a AT do trafo 02T1 da SE Pedra do Sal

Figura 37: Coordenograma de Neutro

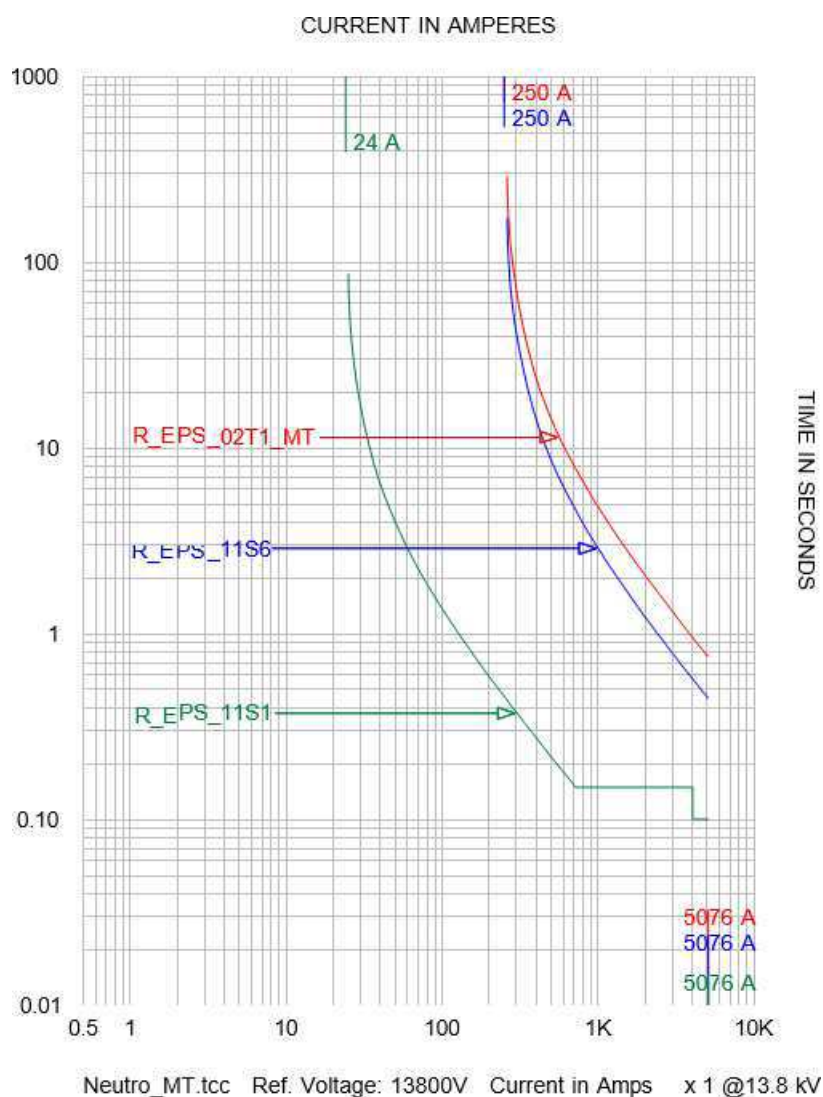


Fonte: (AUTOR, 2023)

O coordenograma da figura 37, mostra as curvas de seletividade para faltas envolvendo terra. Nesse caso, para faltas entre a Subestação Parnaíba até o lado de alta tensão do transformador da Subestação Pedra do Sal. Em todos os casos de faltas envolvendo terra, sempre irá atuar o dispositivo mais próximo da falta. Sem atuações indevidas devido Inrush do transformador.

### 4.8.3. Coordenograma de Neutro da MT da SE Pedra do Sal

Figura 38: Coordenograma de Neutro da MT da SE Pedra do Sal



Fonte: (AUTOR, 2023)

O coordenograma da figura anterior, ilustra as curvas de seletividade para faltas que envolvam terra do lado de baixa do transformador de pedra do sal. Nesse caso, para todas as faltas envolvendo terra, irá desabilitar o lado de baixa do transformador.

## 5. CONCLUSÃO

O objetivo do presente trabalho foi propor a parametrização dos ajustes de proteção para os bays da subestação Pedra do Sal (69 kV/13,8 kV). Para a realização desses ajustes, foi proposto um estudo de proteção com metodologia de livros, normas técnicas e manuais disponibilizados pelos fabricantes. Para toda essa análise, levou-se em consideração a potência nominal das subestações e o estudo de curto-circuito realizado no software ANAFAS, com base nas impedâncias equivalentes fornecidas pela concessionária local (EQUATORIAL).

Com base no diagrama unifilar da subestação em estudo, implantou-se relês de proteção em pontos estratégicos da SE. Com base no estudo de curto-circuito realizado no software ANAFAS e na potência dos alimentadores, foi possível realizar os ajustes dos dispositivos. Na proteção geral de alta tensão da barra de 69 kV da SE PAB, utilizou-se o relê AREVA P142, onde foram implementadas as funções de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro. Para a proteção da barra da Eólica Pedra do Sal, adotou-se o relê AREVA P342, com a aplicação de sobrecorrente de fase e de neutro. Como proteção do barramento de média tensão de 13,8 kV e dos 4 alimentadores presentes na subestação, utilizou-se o relê AREVA P142, cujas funções implementadas foram a de sobrecorrente de fase e de neutro. Para o transformador da Usina, foi utilizado o relê AREVA P632, onde foram implementadas as funções de proteção diferencial e de sobrecorrente de terra.

Os plotes dos Coordenogramas de fase e neutro gerados pelo software PTW, permitiram ajustar as medidas de proteção para desconectar o menor número possível de cargas e somente atuar a proteção que esteja mais próxima ao circuito que estiver em falha. Utilizando da teoria para a prática, procurou-se adotar um tempo mínimo de coordenação entre os relês, evitando uma possível atuação indevida para não causar perda de seletividade, uma consequência direta da seletividade cronométrica.

Como resultado do estudo e ajustes da proteção, foram asseguradas seletividade e coordenação da proteção da SE Pedra do Sal e ao longo da Linha de Transmissão até o ponto de conexão. De tal forma que, a sistemática proposta garante uma velocidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança na instalação. Caso ocorra um curto-circuito, apenas o alimentador afetado será desenergizado, sem que influencie na proteção dos alimentadores próximos. Dessa forma, o objetivo da proposta do trabalho foi alcançado.



Os resultados mostraram que, com a utilização das funções de proteção discutidas e com a correta aplicação dos conceitos de proteção e seletividade, obtém-se um sistema de proteção adequado e eficiente para esse tipo de instalação.

Muitas vezes è dificultoso obter um sistema coordenado, principalmente pelos ajustes calculados. Testes de trip utilizando mala de injeção de corrente nos TC's dos cubículos de média tensão na subestação è bastante válido para comprovação em campo.

Como sugestões de trabalhos futuros, o estudo de um desenvolvimento da proteção de curto-circuito no secundário dos transformadores das subestações unitárias. Com o objetivo de se ter uma forma mais segura de cessar o curto-circuito, utilizando a função de sequência negativa que ainda è pouco utilizada nos parques eólicos e mais utilizados na distribuição. Além disso, o estudo de outras funções de proteção desempenhadas pelos relès, tais como Direcional de Sobrecorrente (67), Subtensão (27) e Sobretensão (59), bastante utilizadas no sistema elètrico de potência, para garantir uma melhor funcionalidade e desempenho da proteção em determinadas situações.

## REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. A. D. de. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal: UFRN, 2000.
- BARBOSA, I.J. **Fundamentos de Proteção de Sistemas Elétricos**. São José da Barra, MG. 2009.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo, Edgard Blücher, 1977.
- HUNT, R.; CARDENAS, J.; MCGINN, D. **Wind Farm Protection Using na IEC 61850 Process Bus Architecture**. DistribuTech Conference & Exposition, 2010.
- IEEE Std. 242. **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book), 2001**.
- IEEE Std. 551. **IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems, 2006**.
- GUERRA, Alexandre Specialski. **Seletividade Lógica em usinas Eólicas**. 2020. 71 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020.
- KASIKCI, Ismail. **Short Circuit in Power Systems: A Pratical Guide of IEC 60909**. Alemanha: Wiley-VCH Verlag-GmbH.
- KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito**. 2ª. Ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 3. 3d. Florianópolis: Edição do autor, v. 1, 2012.
- MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: Ltc, 2011.
- MARDEGAN, Cláudio. **Capítulo XVII – A seletividade**. Revista digital – O Setor Elétrico. Ed. 64, Maio, 2011. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/capitulo-xvii-a-seletividade/>>. Acesso em 12 dez. 2022.

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. 1. Ed. São Paulo: Atitude, 2012.

NYNÄS NAPHTHENICS AB. **Transformer oil handbook**. 1 ed., Sweden: Linderoths in Vingaker, 2004. 223 p.

SECCO, Gustavo Prado. **Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em Centrais de Geração Eólica**. 2015. 125 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SOUZA, T.D.C.D. **Estudo de Coordenação e Seletividade da proteção de uma Planta Industrial**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2013.

STEVENSON, D. w. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2ª. Ed.: MGGraw-Hill, 1986.

CEPEL, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. ANAFAS – Análise de Faltas Simultâneas. 2018. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/anafas-analise-de-faltas-simultanaeas.htm/>> Acesso em 14 dez. 2022.

RESENDE, José Wilson. **Análise de Sistemas de Energia Elétrica**. Uberlândia, 2010.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Biblioteca Universitária. **Guia de normalização de trabalhos acadêmicos da Universidade Federal do Ceará**. Fortaleza: Biblioteca Universitária, 2022. Disponível em: <https://biblioteca.ufc.br/wp-content/uploads/2022/05/guianormalizacaotrabalhosacademicos-17.05.2022.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2022.

VIANA FILHO, Josemar de Sousa. **Coordenação e seletividade da proteção elétrica do Terminal Portuário do Pecém com a entrada da carga da correia transportadora**. 2010. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

## ANEXO A – Tabela ANSI C37.2 – 2008

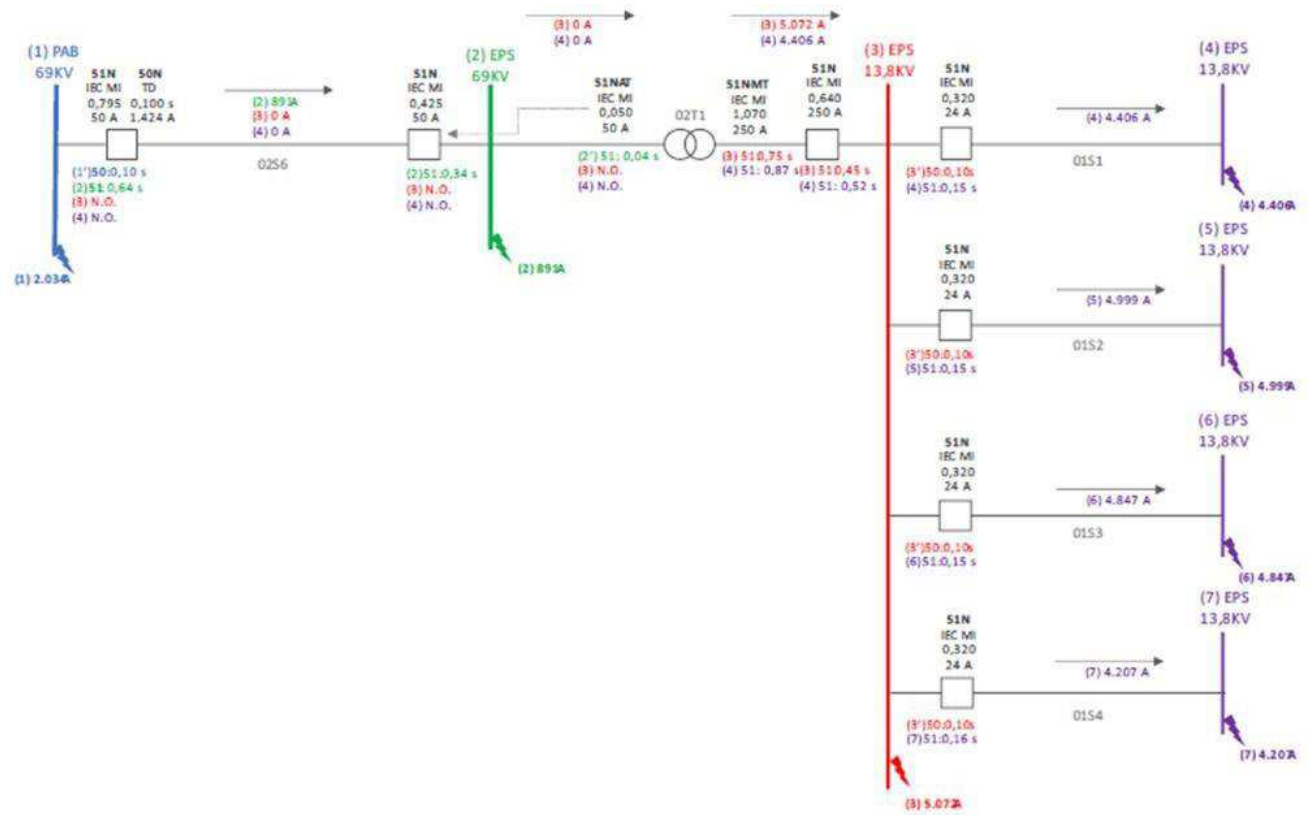
Número	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou Inter bloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal

39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo

79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Saídas digitais de alta velocidade para Trip
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 a 99	Usado para aplicações específicas

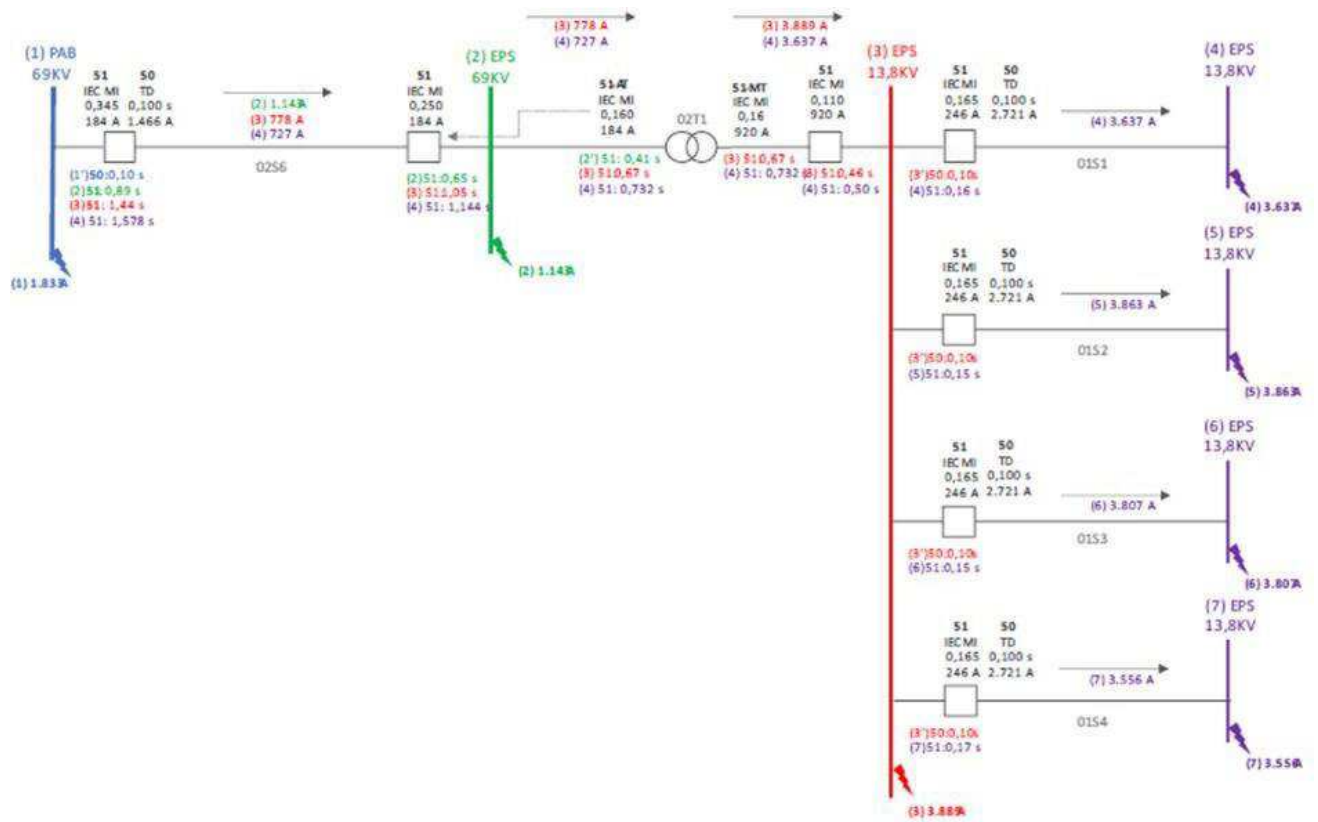
Fonte: (SEL)

## ANEXO B – Diagrama de Tempo Monofásico



Fonte: (AUTOR, 2023)

## ANEXO C – Diagrama de Tempo Trifásico



Fonte: (AUTOR, 2023)



## ANEXO D – Contribuição de Curto-Circuito pela Concessionária

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
ANAFAS - Programa de Análise de Falhas Simultâneas

Pag. 1

ONS = SISTEMA INTERLIGADO = CONFIG DEZ/2020 = VERSÃO 05/07/2019 = BR2012PC.ANA  
=====

CICLO DO PAR ANO 2020 / 2024  
CASO DE REFERÊNCIA BR2012PC.ANA GERADO A PARTIR DO CASO DE REFERÊNCIA  
BR1912PC.ANA DE 05/07/2019, APLICANDO-SE OS ARQUIVOS DE ALTERAÇÃO  
NNE2012PC.ALT, SECO2012PC.ALT E SUL2012PC.ALT.  
=====

RELATORIO DE IMPEDANCIAS DE BARRA

IDENTIFICAÇÃO		SEQUÊNCIA POSITIVA		SEQUÊNCIA ZERO		REATOR DE CURTO ( Z0 + Z2 )		V+_FT
NUM.	NOME	R(%)	X(%)	R(%)	X(%)	R(%)	X(%)	(pu)
10440	PAB 69	2.0608088627	30.4572110571	5.5822249877	40.7805794453	7.6430338504	71.2377905024	0.701
10444	UEPS 69	15.1438088627	55.6052110571	35.0772249877	139.9495794453	50.2210338504	195.5547905024	0.778

ATENÇÃO! HÁ CAPACITORES SÉRIE PROTEGIDOS POR MOV NO SISTEMA. OS RESULTADOS  
DESTE RELATÓRIO CONSIDERAM QUE NENHUMA PROTEÇÃO MOV ESTÁ CONDUZINDO.

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
ANAFAS - Programa de Análise de Falhas Simultâneas

Pag. 1

ONS = SISTEMA INTERLIGADO = CONFIG DEZ/2020 = VERSÃO 05/07/2019 = BR2012PC.ANA  
=====

CICLO DO PAR ANO 2020 / 2024  
CASO DE REFERÊNCIA BR2012PC.ANA GERADO A PARTIR DO CASO DE REFERÊNCIA  
BR1912PC.ANA DE 05/07/2019, APLICANDO-SE OS ARQUIVOS DE ALTERAÇÃO  
NNE2012PC.ALT, SECO2012PC.ALT E SUL2012PC.ALT.  
=====

RELATÓRIO DE NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

IDENTIFICAÇÃO		T R I F Á S I C O				M O N O F Á S I C O				B I F Á S I C O - T E R R A				
NUM.	NOME	VBAS	MOD(kA)	ANG(gr)	X/R	ASSM(kA)	MOD(kA)	ANG(gr)	X/R	ASSM(kA)	MOD(kA)	ANG(gr)	X/R	ASSM(kA)F
10440	PAB 69	69.0	2.74	-86.13	14.78	7.01	2.46	-84.55	10.48	6.05	2.67	159.29	12.76	6.73 B
10444	UEPS 69	69.0	1.45	-74.77	3.67	2.93	0.97	-75.41	3.84	1.97	1.31	31.24	3.71	2.66 C

Fonte: (Grupo Equatorial)