

Estudo da proteção de sobrecorrente de uma subestação de 500 kVA

Max Alexandre Dantas da Costa
Graduando em Engenharia Elétrica
Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA
Mossoró, Brasil
max_alexandre_@hotmail.com

Herick Talles Queiroz Lemos
Centro de Engenharias
Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA
Mossoró, Brasil
herick.lemos@gmail.com

Resumo—A necessidade de um sistema de proteção eficaz e confiável é primordial aos sistemas elétricos de potência (SEP) dada a sua importância e complexidade. Por outro lado, os sistemas elétricos estão frequentemente expostos a vários tipos de distúrbios, que podem ser oriundos de fenômenos naturais, falhas de equipamentos ou até ações humanas. O curto-circuito é um dos distúrbios que acontece com maior frequência no SEP, e produz, em alguns casos, danos irreparáveis nas instalações, além de constituir uma condição de grave risco à segurança das pessoas próximas ao ponto de defeito. Na prevenção contra sobrecorrentes, sejam elas de sobrecarga ou de curto-circuito, a principal proteção utilizada é a baseada em relés com funções 50/51. Neste trabalho, desenvolveu-se um estudo da proteção de sobrecorrente de uma subestação abrigada de 500 kVA com auxílio do *Software* de engenharia comercial. Ao fim do estudo, verificou-se que os ajustes propostos se mostraram adequados para proteção dos equipamentos da instalação, bem como satisfizeram os critérios de coordenação e seletividade requeridos para correta operação da proteção.

Palavras-chaves—Proteção de sistemas elétricos, curtos-circuitos, relé de sobrecorrente.

I. INTRODUÇÃO

Na sociedade moderna a energia elétrica é um recurso altamente fundamental para desenvolvimento e, por isso, sua disponibilidade deve ser contínua, nos seus níveis corretos de tensão e frequência e conforme a necessidade do consumidor.

Contudo, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) está constantemente exposto a vários distúrbios imprevistos que comprometem seu serviço, tais como descargas atmosféricas, curtos-circuitos e falhas operacionais. Estes distúrbios podem ocasionar interrupções indesejadas no fornecimento de energia aos consumidores finais conectados a esses sistemas e ainda danos pessoais, materiais e aos componentes que compõem os mesmos.

Diante disso a realização da proteção de forma coordenada e seletiva do SEP se torna essencial para dar segurança ao sistema e para que as interrupções no fornecimento de energia elétrica sejam reduzidas, garantindo a confiabilidade e continuidade no suprimento de energia.

Os sistemas de proteção estão integrados a todos os caminhos da energia elétrica, desde a geração e transmissão até a distribuição. Outro ponto de destaque da proteção, são as subestações (SEs), as quais são responsáveis por controlar e direcionar o fluxo de potência, modificar grandezas e funcionar como ponto de entrega de energia para os consumidores.

Deste modo as subestações de energia necessitam da realização de um estudo de proteção antecedente à sua instalação devido a sua importância no sistema elétrico de potência.

Neste trabalho, objetiva-se realizar um estudo da proteção contra sobrecorrente em uma subestação de 500 kVA através de relé com funções 50/51 e realizar os seus ajustes para coordenação e seletividade dos componentes do sistema de proteção. O estudo ainda busca calcular os curtos-circuitos do sistema, realizar a coordenação da média tensão entre relé do consumidor e COSERN e a coordenação entre média e baixa tensão.

II. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DE SES DO CONSUMIDOR DE MÉDIA TENSÃO

As proteções das subestações de energia elétrica de consumidores atendidos em média tensão devem seguir os critérios estabelecidos pela norma NBR 14039:2005 (Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV) e os critérios da concessionária local, que no caso é a Cosern e a sua norma é a NOR.DISTRIBU-ENGE-0023 (Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual).

Com base nas duas normas citadas anteriormente, em subestações com capacidade instalada maior que 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada exclusivamente por meio de um disjuntor de média tensão acionado por relés secundários e capacidade de interrupção compatível com os níveis dos curtos-circuitos possíveis de ocorrer no ponto de instalação, respeitando o valor mínimo de 16 kA.

Ainda de acordo com a NOR.DISTRIBU-ENGE-0023, na utilização do disjuntor geral de média tensão, o mesmo deve considerar dois objetivos:

- i) Limitar sobrecarga elétrica na unidade consumidora;
- ii) Evitar que falhas oriundas das instalações internas do consumidor venham provocar desligamentos nos circuitos da distribuidora de energia.

As normas exigem, ainda, como proteção mínima, a utilização de relés de sobrecorrente secundários com funções instantânea de fase ANSI 50 e temporizada de fase ANSI 51, sendo vetado o uso de relés com princípio de funcionamento baseado em retardo à líquido.

Os dispositivos utilizados para proteção devem ser capazes de interromper quaisquer valores de curtos-circuitos

maiores ou iguais à corrente de curto-circuito pré-configurada.

Na norma NBR 14039:2005 ainda é exposta uma observação que na utilização de relés digitais, deve ser garantida, quando houver a falta energia, uma fonte reserva de alimentação com autonomia mínima de duas horas para a garantia da sinalização dos eventos ocorridos e para o acesso aos registros localizados na memória do relé.

III. PROTEÇÃO POR RELÉS DE SOBRECORRENTE SECUNDÁRIOS

A seguir serão apresentadas as principais características dos relés de sobrecorrente secundários, bem como seus critérios de ajuste.

A. Transformador de Corrente (TC)

É um equipamento cuja função é realizar a transformação da corrente de seu primário reproduzindo-a em seu circuito secundário, mantendo sua posição fasorial e adequada para utilização em instrumentos de medição, controle e proteção [9].

Os TCs são utilizados em aparelhos que possuem baixa resistência elétrica, tais como relés, medidores de energia e potência, etc. [11]. Eles trabalham entre esses equipamentos e o circuito principal, pelo fato de no seu terminal secundário haver uma corrente inferior e proporcional à corrente que flui no seu terminal primário.

Os mais simples TCs geralmente possuem poucas espiras em seu primário e no seu secundário a corrente nominal transformada é definida igual a 5 A. A transformação dessa corrente ocorre por meio de conversão eletromagnética, onde a corrente que circula nos enrolamentos primários do TC cria um fluxo magnético que induz no enrolamento secundário do TC uma corrente proporcional à sua relação de transformação [11].

O dimensionamento do TC é definido por dois critérios: sua corrente nominal deve ser maior que a corrente de carga máxima multiplicada por um fator de crescimento de carga; e deve ser maior que a corrente de curto-circuito trifásico simétrico no ponto da instalação dividida pelo fator de sobrecorrente. As Equações (1) e (2) definem os dois critérios respectivamente.

- Critério da carga máxima:

$$I_{TC} \geq K \times I_{CargaMax} \quad (1)$$

Onde:

I_{TC} : corrente nominal do TC;

K : fator de crescimento de carga

$I_{CargaMax}$: corrente de carga máxima.

Nos dimensionamentos realizados foi adotado para o fator de crescimento de carga a estimativa de crescimento para três anos com uma porcentagem de 5% ao ano, resultando assim em um fator de crescimento de carga igual a 1,16.

- Critério do curto-circuito:

$$I_{TC} \geq \frac{I_{CC3\phi S}}{F_S} \quad (2)$$

Onde:

I_{TC} : corrente nominal do TC;

$I_{CC3\phi S}$: corrente de curto-circuito trifásico simétrica;

F_S : fator de sobrecorrente.

Para a relação de transformação do TC (RTC), deve ser escolhido o maior valor entre os dois critérios.

B. Relés de proteção

Os relés são basicamente os equipamentos responsáveis por realizar o monitoramento das grandezas do circuito, como tensão e corrente elétrica. Eles são projetados para identificar as condições de entrada e compará-las com parâmetros pré-programados. Casos certas condições sejam satisfeitas, os relés promovem a operação de contatos ou mudanças abruptas em um circuito de controle associado [7]. Em outras palavras, o relé atuará e promoverá a abertura dos dispositivos de proteção a ele associados, quando a grandeza monitorada ultrapassar para mais ou menos um valor pré-ajustado.

Os relés podem ser classificados quanto à sua característica tecnológica ou construtiva, sendo eles: eletromecânicos, estáticos, digitais (circuitos lógicos) e microprocessados (numéricos) [14]. Outra característica encontrada é em relação a sua função, que pode ser de sobretenção, direcional de corrente ou potência, diferencial de corrente, distância, sobrecorrente, etc. [10].

Neste estudo será explanado apenas o relé digital de sobrecorrente com as funções instantânea e temporizada para fase e neutro.

1) Relé de sobrecorrente secundário

Os relés ditos secundários são aqueles que necessitam de transformadores de corrente para leitura das grandezas do circuito protegido. No caso dos relés de sobrecorrente secundários, a grandeza monitorada é a corrente elétrica do sistema.

Os relés de sobrecorrente são dispositivos básicos em um sistema de proteção e os mais utilizados, podendo serem usados tanto na proteção principal como na proteção de retaguarda.

A principal aplicação dos relés de sobrecorrente ocorre em sistemas radiais, proporcionando proteção para defeitos envolvendo fases e fase e terra em equipamentos como as linhas de transmissão, transformadores, geradores e os motores.

Os relés de sobrecorrente podem atuar de forma instantânea ou temporizada. A primeira é denominada função 50 de acordo com a codificação da ANSI (*American National Standart Institute*), enquanto que a segunda é denominada função 51 de acordo com a ANSI. Quando as funções 50/51 destinam-se à proteção contra faltas envolvendo à terra, acrescenta-se a letra N depois dos códigos das funções, ou seja, 50N/51N [13].

A forma de atuação temporizada é baseada em dois tipos de curvas características de tempo, sendo elas:

i) Tempo definido: neste caso o relé atua no tempo de atuação definido para qualquer valor de corrente igual ou maior que o mínimo ajustado. Esta curva é representada na Figura 1.

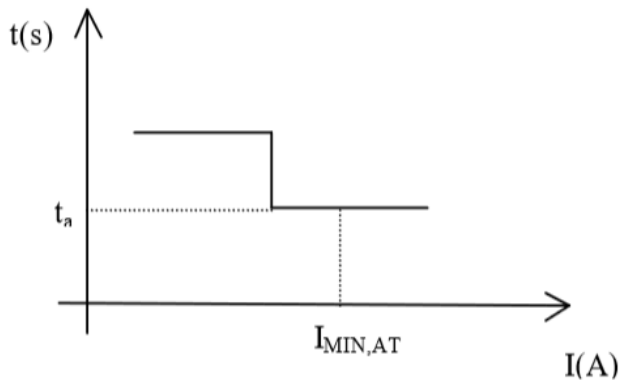


Figura 1 – Curva de tempo definido.
Fonte: [1].

Onde t_a representa o tempo de atuação definido e $I_{MIN, AT}$ representa a curva mínima de atuação.

ii) Tempo dependente (ou tempo inverso): neste caso o relé possui o seu tempo de atuação inversamente proporcional à corrente, ou seja, o tempo de atuação diminui à medida que a corrente aumenta. Neste caso ele atuará em tempos decrescentes para correntes iguais ou maiores que a corrente mínima de atuação. Esta curva pode ser observada na Figura 2.

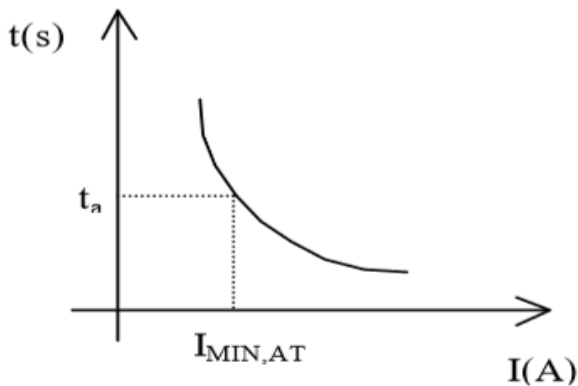


Figura 2 – Curva de tempo dependente.
Fonte: [1].

Onde t_a representa o tempo de atuação definido e $I_{MIN, AT}$ representa a curva mínima de atuação.

As curvas de tempo dependente seguem padrões que podem ser definidos pela ANSI, IEC (*International Electrotechnical Commission*) ou pelo próprio fabricante do relé. Neste trabalho foi utilizado o padrão IEC onde são definidas quatro curvas, sendo elas: normalmente inversa (NI), muito inversa (MI), extremamente inversa (EI) e inversa de tempo longo (IL) [15]. Para a obtenção dessas curvas são utilizadas equações, que são apresentadas na Figura 3 para cada uma das curvas.

<i>Inversa Normal</i>	$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p [s]$
<i>Muito Inversa</i>	$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \cdot T_p [s]$
<i>Extremamente Inversa</i>	$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \cdot T_p [s]$
<i>Inversa Longa</i>	$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \cdot T_p [s]$

Figura 3 – Curvas características e suas equações.
Fonte: [15]. (Adaptado)

Na Figura 3:
t: tempo de *trip* (s);
 T_p : constante de tempo a ser definida;
I: corrente medida;
 I_p : corrente de *pick-up*.

A representação das curvas mais comuns é apresentada na Figura 4.

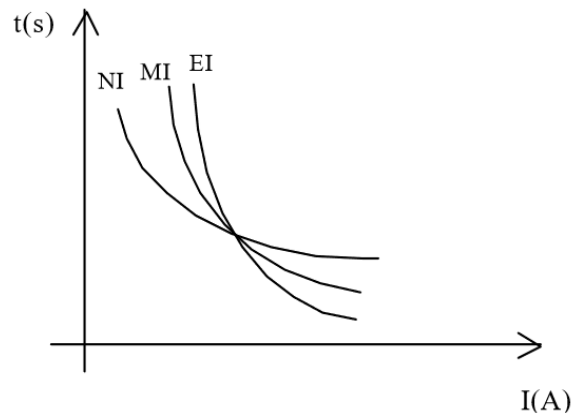


Figura 4 – curvas características mais comuns.
Fonte: [1].

Na Figura 4, são apresentadas as curvas características de tempo normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) e a extremamente inversa (EI).

2) Ajuste das Unidade 50/51

a) Unidade Instantânea de Fase – 50F

Na unidade 50 de fase a corrente mínima de atuação do relé deverá ser maior que a corrente de magnetização dos transformadores do sistema multiplicada por um fator que varia entre 3 a 8, e dividida pelo respectivo RTC [1]. Assim, tem-se a Equação (3):

$$I_{IF} \geq \frac{(3 \text{ a } 8) \times I_{MAG}}{RTC} \quad (3)$$

Onde:

I_{IF} : corrente de partida da unidade instantânea de fase, em ampères;
 I_{MAG} : corrente de magnetização do transformador, em ampères;
 RTC : relação de transformação do transformador de corrente.

A corrente I_{IF} também deverá ser menor que a corrente de curto-circuito trifásica no ponto de instalação do primeiro equipamento de proteção a jusante dividida pelo respectivo RTC [1]. Então, tem-se a Equação (4):

$$I_{IF} \leq \frac{I_{CC3\phi}}{RTC} \quad (4)$$

Onde:

$I_{CC3\phi}$: corrente de curto-circuito trifásica, em amperes.

b) Unidade Temporizada de Fase – 51F

Na unidade 51 de fase a corrente mínima de atuação do relé deverá ser maior ou igual que a corrente máxima de carga multiplicada pelo fator de sobrecarga dividida pelo respectivo RTC [1]. Assim, tem-se a Equação (5):

$$I_{TF} \geq \frac{K_s \times I_N}{RTC} \quad (5)$$

Onde:

I_{TF} : corrente de partida da unidade temporizada de fase, em amperes;

I_N : corrente nominal do transformador ou corrente do circuito a ser protegido, em amperes;

K_s : fator de sobrecarga admissível, seu valor varia entre 1,2 a 1,5;

A corrente I_{TF} deverá ser também menor ou igual que a corrente de curto-circuito bifásico mínima dentro da zona de proteção do relé [1]. Então, tem-se a Equação (6):

$$I_{TF} \leq \frac{I_{CC2\phi}}{RTC} \quad (6)$$

Onde:

$I_{CC2\phi}$: corrente de curto-circuito bifásico no final do trecho a ser protegido, em amperes.

c) Unidade Instantânea de Neutro – 50N

Na unidade 50 de neutro, a corrente mínima de atuação do relé deverá ser maior que três a oito vezes a corrente de desequilíbrio do sistema dividida pela respectiva RTC [1]. Assim, tem-se a Equação (7):

$$I_{IN} \geq \frac{(3 \text{ a } 8) \times I_{DES}}{RTC} \quad (7)$$

Onde:

I_{IN} : corrente de partida da unidade instantânea de neutro, em amperes;

I_{DES} : corrente de desequilíbrio do sistema, que é igual a K_N vezes a corrente nominal do transformador ou corrente do circuito a ser protegido ($I_{DES} = K_N \times I_N$), em amperes;

A corrente I_{IN} também deverá ser menor que a corrente de curto-circuito fase-terra no ponto de instalação do primeiro

equipamento de proteção a jusante dividida pelo respectivo RTC [1]. Então, tem-se a Equação (8):

$$I_{IN} \leq \frac{I_{CC1\phi}}{RTC} \quad (8)$$

Onde:

$I_{CC1\phi}$: corrente de curto-circuito monofásico-terra, em amperes.

d) Unidade Temporizada de Neutro – 51N

Na unidade 51 de neutro, a corrente mínima de atuação do relé deverá ser maior do que 10% a 30% da corrente de carga máxima ou do circuito a ser protegido devido aos desequilíbrios admissíveis do sistema dividida pelo respectivo RTC [1]. Assim, tem-se a Equação (9):

$$I_{TN} \geq \frac{K_N \times I_N}{RTC} \quad (9)$$

Onde:

I_{TN} : corrente de partida da unidade temporizada de neutro, em amperes;

I_N : corrente nominal do transformador ou corrente do circuito a ser protegido, em amperes;

K_N : fator de desequilíbrio admissível do sistema, seu valor varia entre 0,1 e 0,3;

A corrente I_{TN} também deverá ser menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo dentro da sua zona de proteção dividida pelo respectivo RTC [1]. Então, tem-se a Equação (10):

$$I_{TF} \leq \frac{I_{CC1\phi(\text{mínimo})}}{RTC} \quad (10)$$

Onde:

$I_{CC1\phi}$: corrente de curto-circuito monofásico-terra mínimo no final do trecho a ser protegido, em amperes.

IV. DISJUNTORES

A. Disjuntor de média tensão

Os disjuntores são os dispositivos responsáveis por realizar o seccionamento dos circuitos que podem estar a vazio, a plena carga ou ainda em condições de curto-circuito [4]. Sua instalação ocorre sempre associado aos relés de proteção, pois são eles que realizam o monitoramento do sistema e enviam os sinais de abertura ou fechamento dos disjuntores [19].

O disjuntor é um dos principais equipamentos em uma subestação. Sua estrutura é baseada em duas bobinas, sendo uma bobina de abertura e uma de fechamento, que quando energizadas realizam a abertura ou fechamento dos seus contatos principais, isolando ou conectando o circuito respectivamente [3].

Este equipamento é projetado para suportar todas as solicitações que ocorrem em serviço, desde que respeitadas suas características, tais como a sua tensão nominal, corrente nominal, frequência nominal, capacidade de interrupção nominal em curto-circuito e capacidade de interrupção de falta de linha [4].

B. Disjuntor de baixa tensão

A norma NBR 7118 classifica os disjuntores de acordo com sua tensão nominal, estabelecendo a baixa tensão para valores até 1 kV. Os disjuntores de baixa tensão (DJ-BT) não necessitam de relés, pois eles possuem sistemas de atuação automática acoplados ao sistema de abertura/fechamento do circuito [13].

Os DJ-BT podem ser divididos em termomagnéticos e disjuntores com disparo eletrônico. Os mais utilizados são os termomagnéticos, que são capazes de interromper uma falta antes que os efeitos térmicos e elétricos dela comprometam o sistema e os equipamentos protegidos. Eles ainda protegem contra sobrecarga na rede [5]. O seu dimensionamento, seguindo a NBR 5410/2004, (Instalações Elétricas de Baixa Tensão), é apresentado na Equação (11).

$$I_p \leq I_n \leq I_z \quad (11)$$

Onde:

I_p : corrente de projeto total;

I_n : corrente nominal do disjuntor (a ser determinada);

I_z : capacidade de condução dos condutores.

No presente estudo foram utilizados condutores em paralelo, de modo que acordo com o item 5.3.4.5.2 da NBR 5410/2004, I_z passa a ser $I_z = n \times I_c$. Portanto tem-se a Equação (12):

$$I_p \leq I_n \leq n \times I_c \quad (12)$$

Onde:

n : número de condutores em paralelo;

I_c : é soma da capacidade de condução de corrente de todos os condutores.

V. COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

A coordenação da proteção tem o objetivo de definir a sequência de operação dos equipamentos de proteção. A premissa fundamental é que o equipamento mais próximo do defeito deve atuar e, no caso de sua falha, o equipamento de retaguarda é quem deve extinguir o defeito.

Com isso, o sistema de proteção é dividido em dois níveis, denominados proteção principal e proteção de retaguarda. Na proteção principal o elemento de proteção atua isolando rapidamente as falhas que ocorrem dentro da zona de cada elemento do sistema. Já a proteção de retaguarda, opera em uma zona adjacente à zona da proteção principal, e sua atuação é ajustada para operar em situações de falha da proteção principal [3].

A coordenação entre os dois níveis de proteção pode ser obtida através da superposição das curvas “tempo versus corrente” dos dispositivos de proteção, definindo tempos de atuação diferentes para cada nível de proteção, cuja diferença é denominada intervalo de coordenação. O valor recomendado para o intervalo de coordenação depende do tipo dos dispositivos de proteção os quais deseja-se coordenar.

VI. CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO

Para a realização deste estudo foi idealizado o caso de um sistema industrial típico conectado à companhia de energia elétrica COSERN na média tensão através de uma subestação de energia própria. A proteção da média tensão ocorrerá por meio de um disjuntor comandado por um relé de sobrecorrente com as funções 50/51 para fase e neutro.

O sistema idealizado em estudo localiza-se na cidade de Mossoró-RN e é composto por um transformador de 500 kVA, 13,8 kV/380 V, conectado em delta-estrela solidamente aterrado, que alimenta uma carga com potência de 200 kVA e dois motores de indução trifásicos de 100 HP-CV (75 kW) cada um. A Figura 5 apresenta o diagrama unifilar do sistema em estudo.

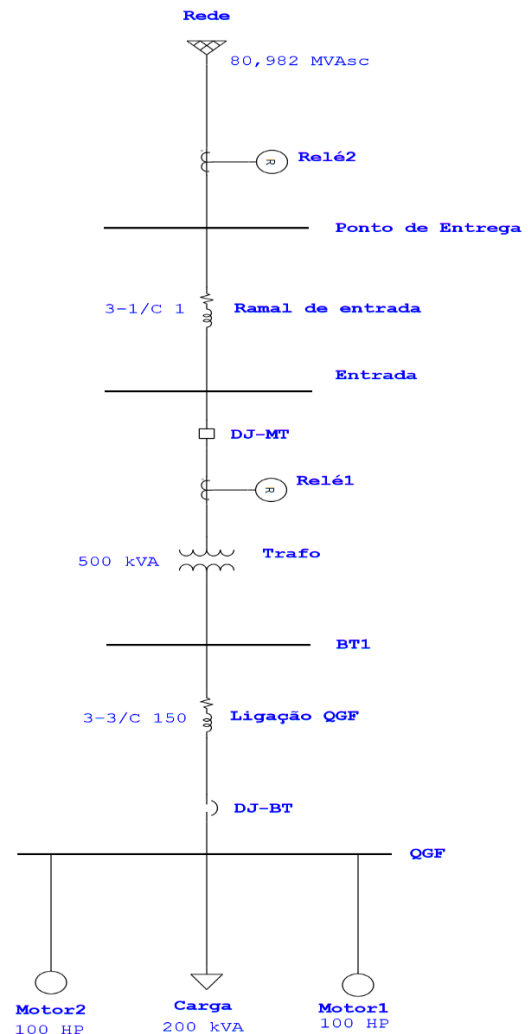


Figura 5 – Diagrama unifilar do problema em estudo.

Fonte: Autoria própria.

No estudo pretende-se realizar o ajuste da proteção e coordenação aplicando-se os critérios apresentados na Seção III. Para que haja coordenação da proteção, o relé do consumidor deverá estar coordenado com o relé da concessionária (na média tensão) e com o disjuntor geral do QGF (Quadro Geral de Força) na baixa tensão.

Para modelagem, simulação e obtenção dos coordenogramas utilizou-se um *software* de engenharia

comercial. Os dados dos componentes do sistema foram obtidos com auxílio das bibliotecas do próprio *software*.

Para proteção geral da subestação do consumidor utilizou-se um relé do tipo digital da marca *Schneider Electric*, modelo Sepam 20, que possui várias funções de proteção, tais como: subtensão (código ANSI 27), subcorrente (código ANSI 37), sobretensão (código ANSI 59), sub e sobre frequência (código ANSI 81), sobrecorrente de fase (códigos ANSI 50/51), sobrecorrente de neutro (códigos ANSI 50N/51N) entre outras.

A. Identificação dos Componentes do Diagrama Unifilar

- Barras: as barras do sistema são identificadas pelos nomes: Ponto de entrega, Entrada, BT1 e QGF. As tensões de base de cada uma estão apresentadas no Quadro 1.

Barra	Tensão
Ponto de entrega	13,8 kV
Entrada	13,8 kV
BT1	380 V
QGF	380 V

Quadro 1 – Características das barras do sistema.
Fonte: Autoria própria.

- Transformador: o transformador de potência do sistema é identificado pelo nome Trafo e suas características são apresentadas na Tabela 1:

Tabela 1 – Características do Transformador.

Características do Transformador de 500 kVA			
Tensão no Primário	13,8 kV	Impedância percentual (Z%)	5,75
Tensão no Secundário	380 V	Relação X/R	3,09
Corrente no Primário	20,92 A	Corrente de partida refletida no primário	167,3 A
Corrente no Secundário	759,7 A	Corrente de partida no secundário	6077,34 A

Fonte: Autoria própria.

Os dados do transformador foram obtidos diretamente da biblioteca do *software*, para características de transformadores de 500 kVA.

- Cabos: os cabos do sistema são identificados pelos nomes Ramal de ligação e Ligação QGF. As suas características são apresentadas na Tabela 2:

Tabela 2 – Características dos cabos.

Ramal de Entrada		Ligação QGF	
Impedância: +	0,15 + j0,11	Impedância: +	0,15 + j0,11
Impedância: 0	0,26 + j0,13	Impedância: 0	0,46 + j0,26
Comprimento	30 m	Comprimento	5 m
Bitola	1 AWG	Bitola	150 mm²
Tipo	Alumínio	Tipo	Cobre
Condutores por fase	1	Condutores por fase	3

Fonte: Autoria própria.

Os dados de impedância dos cabos foram obtidos diretamente da biblioteca do *software*. A escolha da seção dos

cabos foi feita com base nos critérios de ampacidade e queda de tensão.

- Disjuntores: os disjuntores do sistema são identificados pelos códigos DJ-MT e DJ-BT. Os seus dados característicos são apresentados no Quadro 2:

DJ-BT	
MARCA	ABB
Modelo	T5 (IEC)
Tipo	Termomagnético
Corrente	630 A
Curva	Tipo D
DJ-MT	
Tensão	15 kV
Corrente Nominal	630 A
Capacidade de Interrupção de Curto-Circuito	16 kA
Capacidade Nominal de Interrupção	350 MVA
Frequência	60 Hz
Tipo	À Vácuo

Quadro 2 – Características do disjuntor termomagnético
Fonte: Autoria própria.

- Motores: os motores do sistema são identificados pelos nomes Motor1 e Motor2. Suas características são apresentadas na Tabela 3:

Tabela 3 – Características dos motores.

Potência	100 HP-CV	Nº de Polos	4
Tensão	380V	Rotação	1800 Rpm
Corrente Nominal	150,1 A	Rotor bloq. a quente	12s
Corrente de Partida	1440 A	Rotor bloq. a frio	21s
X''	15,9 %	X ₀	20 %
X''/R	7,79	X ₂	20 %

Fonte: Autoria própria.

Os dados dos motores foram obtidos diretamente da biblioteca do *software* para características de motores de 100 CV.

- Carga estática: a carga estática do sistema é identificada pelo nome *Carga*. Suas grandezas são apresentadas no Quadro 3:

Potência	Tensão	Corrente Nominal
200 kVA	380V	303,9 A

Quadro 3 – Grandezas da carga estática.
Fonte: Autoria própria.

- Relés: os relés do sistema são identificados pelos nomes *Relé1* e *Relé2*, sendo respectivamente o do consumidor e da COSERN. Os seus dados característicos são apresentados no Quadro 4. Os dados do *Relé2* foram obtidos mediante consulta junta à concessionária. O Quadro 5 resume a parametrização informada para esse relé.

Consumidor		COSERN	
Marca	Schneider Eletric	Marca	Arteche
Modelo	Sepam 20	Modelo	PL-300
Tipo	Digital	Tipo	Digital

Quadro 4 – Características dos Relés.

Fonte: Autoria própria.

Parametrização		Fase	Neutro
Função 50	Pickup	20 A	2 A
	Dial de Tempo	0,07 s	0,07 s
Função 51	Pickup	4,9 A	2 A
	Curva	MI - ANSI	MI-ANSI
Dial de tempo		1,2 s	3,5 s
TC	450:5 – 90 A		

Quadro 5 – Parametrização do relé da Cosern.

Fonte: COSERN, 2018.

VII. SIMULAÇÕES REALIZADAS NO SOFTWARE DE ENGENHARIA COMERCIAL UTILIZADO

Nesta seção serão apresentadas as simulações realizadas para obtenção dos fluxos de potências e correntes de curto-circuito nas barras do sistema em estudo.

A. Modelagem da conexão com a rede

A conexão com a rede da COSERN foi modelada através do equivalente de *Thevenin* visto no ponto de entrega. No Quadro 6 estão apresentadas as impedâncias de sequência equivalentes e as correntes de curto-circuito no ponto de entrega.

Grandezas de Base	S _{BASE} = 100 MVA	V _{BASE} = 13.8 KV
Impedâncias Equivalente (pu)	Z ₁ = 0,2603 + j1,2071 Z ₀ = 0,4260 + j2,5968	
Curtos-Circuitos	I _{CC3Ø} = 3387,9 A	I _{CC2Ø} = 2934,05 A
	I _{CC1Ø} = 2461,13 A	I _{CC1Ø-M} = 195,64 A

Quadro 6 – Dados do ponto de entrega.

Fonte: COSERN, 2018.

B. Simulação de Fluxo de Potência

Realizou-se o estudo dos fluxos de potências a fim de obter as correntes em cada ramo do circuito e verificar as condições de operação dos equipamentos. Na Figura 6 estão apresentadas as correntes e fluxos de potências no diagrama unifilar da instalação, e no Quadro 7 estão resumidas as correntes de carga em cada uma das barras do sistema.

Barras	Corrente
Ponto de entrega a Entrada	16,3 A
Entrada ao Trafo	16,3 A
BT1 ao QGF	592 A
QGF aos Motores	153,7 A
QGF a Carga	296,7 A

Quadro 7 – Correntes obtidas pelo fluxo de potência.

Fonte: Autoria própria.

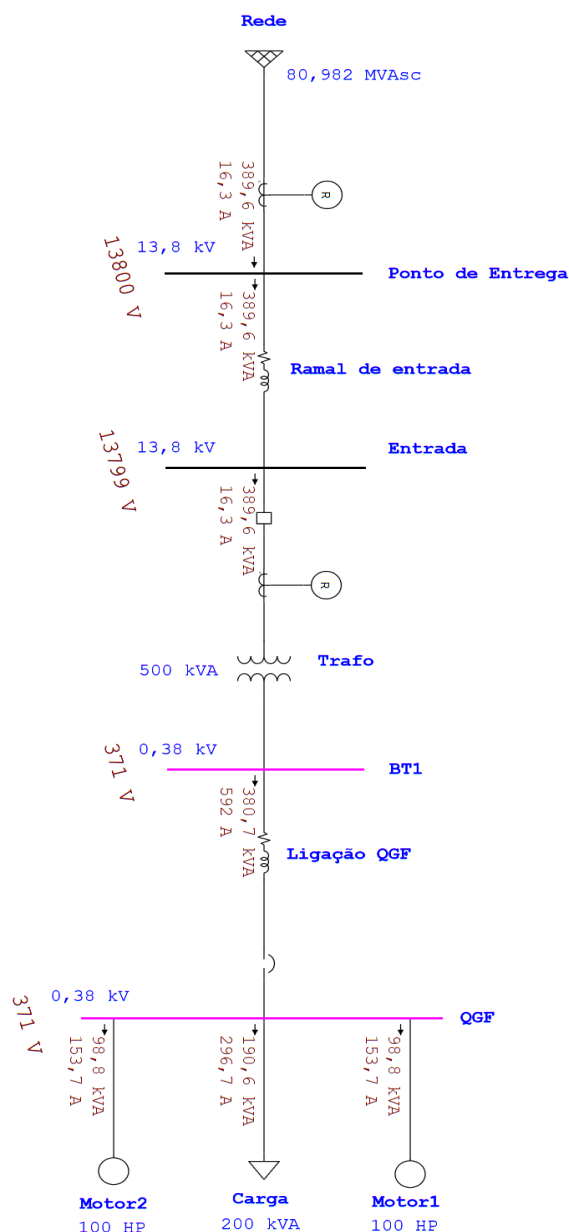


Figura 6 – Diagrama da simulação de fluxo de potência.

Fonte: Autoria própria

C. Simulação de Curto-Circuito

As correntes de curto-circuito para as faltas trifásica, bifásica e monofásica também foram obtidas com auxílio do *Software* utilizado. Na Figura 7 são apresentadas as correntes simétricas de curto-circuito para a falta trifásica em cada uma das barras do sistema.

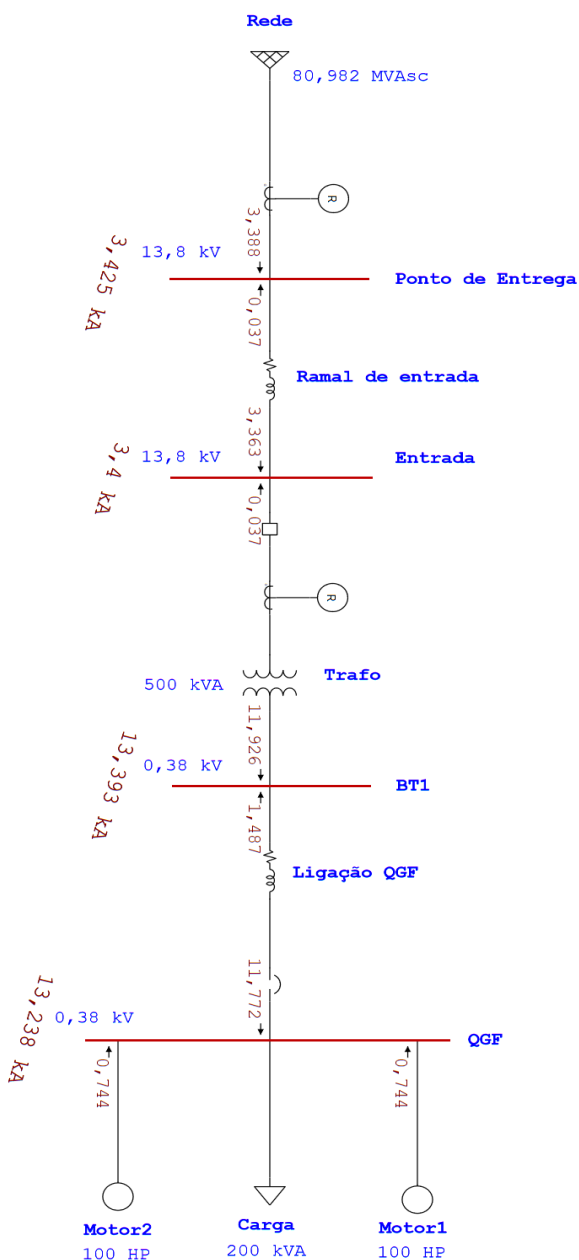


Figura 7 – Diagrama da simulação de curto-circuito trifásico.

Fonte: Autoria própria.

No Quadro 8 estão apresentadas as correntes de contribuição do lado da rede para os curtos-circuitos nas barras da instalação em estudo.

Barras	Correntes em kA				
	$I_{cc1\emptyset}$	$I_{cc1\emptyset AS}$	$I_{cc2\emptyset}$	$I_{cc3\emptyset}$	$I_{cc3\emptyset AS}$
Entrada	2,435	2,746	2,912	3,363	3,795
BT1	12,326	13,903	10,328	11,926	13,452
QGF	12,070	13,615	10,195	11,722	13,216

Quadro 8 – Correntes de contribuição do lado da concessionária.

Fonte: Autoria própria.

As correntes de curto-circuito assimétricas foram obtidas através do produto das correntes de curto-circuito simétricas pelo fator de assimetria, que foi fixado em 1,128.

VIII. ESTUDO DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

A seguir é detalhado o dimensionamento dos dispositivos de proteção e instrumentação.

A. Definição do Transformador de Corrente (TC) do consumidor

Para a definição do transformador de corrente (TC), utilizou-se as Equações (1) e (2). A corrente de carga no primário do transformador é de 16,3 A, de acordo com o Quadro 7. E a corrente de contribuição para a falta trifásica nessa barra é 3,363 kA, conforme apresentado no Quadro 8.

- Critério da carga máxima:

$$I_{TC} \geq K \times I_{cargaMax} \geq 1,16 \times 16,3 \geq 18,91 A$$

- Critério do curto-circuito:

$$I_{TC} \geq \frac{I_{CC3\emptyset S}}{F_S} \geq \frac{3,363 kA}{20} \geq 168,15 A$$

Portanto, o valor da relação de transformação do TC foi de:

$$RTC: 200 - 5: 40 A$$

B. Ajuste da Unidade Instantânea de Fase – 50F

O ajuste da unidade instantânea de fase foi realizado com base nas Equações (3) e (4). Na primeira equação, a corrente de magnetização foi estimada como sendo 8 vezes a corrente nominal do transformador. E na segunda foi utilizado a corrente de curto-circuito trifásica na barra do QGF referida ao primário do transformador. Assim:

$$I_{IF} \geq \frac{8 \times I_N}{RTC} \geq \frac{8 \times 20,92}{40} \geq 4,2 A$$

$$I_{IF} \leq \frac{I_{CC3\emptyset AS, QGF}}{RTC} \leq \frac{364,12}{40} \leq 9,1 A$$

Portanto o I_{IF} deve seguir essa relação:

$$4,2 \leq I_{IF} \leq 9,1 A$$

Portanto, adotou-se para a unidade instantânea de fase a corrente de *pick-up* de 9 A, essa corrente foi escolhida mediante análise da curva característica, onde foi observado que deste modo a unidade instantânea atuará para curtos-circuitos trifásicos. Com isso sua corrente de acionamento será de 360 A. O tempo de atuação para essa unidade foi ajustado em 0,05 segundos, valor esse que proporciona coordenação com o tempo de atuação do relé da concessionária.

C. Ajuste da Unidade Temporizada de Fase – 51F

A unidade temporizada de fase foi ajustada com base nas Equações (5) e (6). O valor de sobrecarga adotado foi de 30%, acima da obtida pela simulação do fluxo de potência, ou seja, 16,3 A, conforme apresentado no Quadro 7. Logo:

$$I_{TF} \geq \frac{K_s \times I_N}{RTC} \geq \frac{1,3 \times 16,3}{40} \geq 0,53 \text{ A}$$

$$I_{TF} \leq \frac{I_{CC2\phi,QGF}}{RTC} \leq \frac{280,74}{40} \leq 7,02 \text{ A}$$

Portanto, o I_{TF} deve atender os limites:

$$0,53 \leq I_{TF} \leq 7,02 \text{ A}$$

Logo, adotou-se para unidade temporizada de fase a corrente de *pick-up* de 0,6 A, essa corrente foi adotada, devido na literatura ser aconselhado que a corrente da unidade 51F seja a mais próxima do limite inferior. Com isso à corrente de acionamento será de 24 A. Adotou-se para essa unidade a curva IEC – Extremamente Inversa, com um *time dial* (constante de tempo) de 2,68 s. Esse *time dial* foi escolhido de modo a promover a coordenação com os demais dispositivos de proteção.

D. Ajuste da Unidade Instantânea de Neutro – 50N

A unidade instantânea de neutro foi ajustada com base nas Equações (7) e (8). Adotou-se uma taxa de desequilíbrio de 20% e 8 vezes a corrente nominal do transformador. Logo:

$$I_{IN} \geq \frac{8 \times I_N}{RTC} \geq \frac{8 \times 0,2 \times 20,92}{40} \geq 0,84 \text{ A}$$

$$I_{IN} \leq \frac{I_{CC1\phi,QGF}}{RTC} \leq \frac{332,36}{40} \leq 8,31 \text{ A}$$

Portanto, a I_{IN} deve satisfazer os seguintes limites:

$$0,84 \leq I_{IN} \leq 8,31 \text{ A}$$

Logo, adotou-se para a unidade instantânea de neutro adotada a corrente de *pick-up* de 2 A, resultando assim numa corrente de acionamento de 80 A. O tempo de atuação foi fixado em 0,05 segundos, valor esse que permite a coordenação com o relé da concessionária.

E. Ajuste da Unidade Temporizada de Neutro – 51N

A unidade temporizada de neutro foi ajustada com base nas Equações (9) e (10). A corrente nominal do circuito, obtida com base no fluxo de potências, é de 16,3 A, conforme o Quadro 7. Para o ajuste, adotou-se uma taxa de desequilíbrio de 20% ($K = 0,2$). Assim:

$$I_{TN} \geq \frac{K_n \times I_N}{RTC} \geq \frac{0,2 \times 16,3}{40} \geq 0,082 \text{ A}$$

$$I_{TN} \leq \frac{I_{CC1\phi,QGF}}{RTC} \leq \frac{332,36}{40} \leq 8,31 \text{ A}$$

Portanto a I_{TN} deve satisfazer os seguintes limites:

$$0,082 \leq I_{TN} \leq 8,31 \text{ A}$$

Portanto, adotou-se para a unidade temporizada de neutro a corrente de *pick-up* de 0,5 A, que corresponde à corrente de acionamento de 20 A. A curva adotada para essa unidade foi a IEC – Extremamente Inversa, com um *time dial* de 0,13s.

No quadro 9 é apresentado um resumo da parametrização dimensionada para o relé de sobrecorrente do consumidor.

Parametrização		Fase	Neutro
Função 50	Pickup	9 A	2 A
	Dial de Tempo	0,05 s	0,05 s
Função 51	Pickup	0,6 A	0,5 A
	Curva	IEC – EI	IEC – EI
	Dial de tempo	2,68 s	0,13 s
TC		400:5 – 40 A	

Quadro 9 – Resumo dos ajustes no relé do consumidor.

Fonte: Autoria própria.

F. Determinação da proteção do barramento do QGF

A proteção geral do QGF será realizada através de um disjuntor termomagnético. Seu dimensionamento foi realizado por meio da Equação (12), conforme apresentado a seguir:

$$592 \leq I_N \leq 3 \times 650$$

$$592 \leq I_N \leq 1950$$

Portanto, foi escolhido um disjuntor da fabricante ABB, modelo T5 M de 630 A, curva D, com disparo térmico ajustado para 70% da corrente nominal e disparo magnético ajustado para 500% da corrente nominal.

IX. COORDENOGRAMAS

A seguir serão apresentadas as características de atuação dos dispositivos de proteção (coordenogramas), os quais permitem avaliar a coordenação e/ou seletividade desses equipamentos, bem como verificar o seu correto dimensionamento.

Na Figura 8 são apresentadas as características de tempo da proteção principal do barramento da baixa tensão QGF, que é realizada por meio do disjuntor termomagnético DJ-BT.

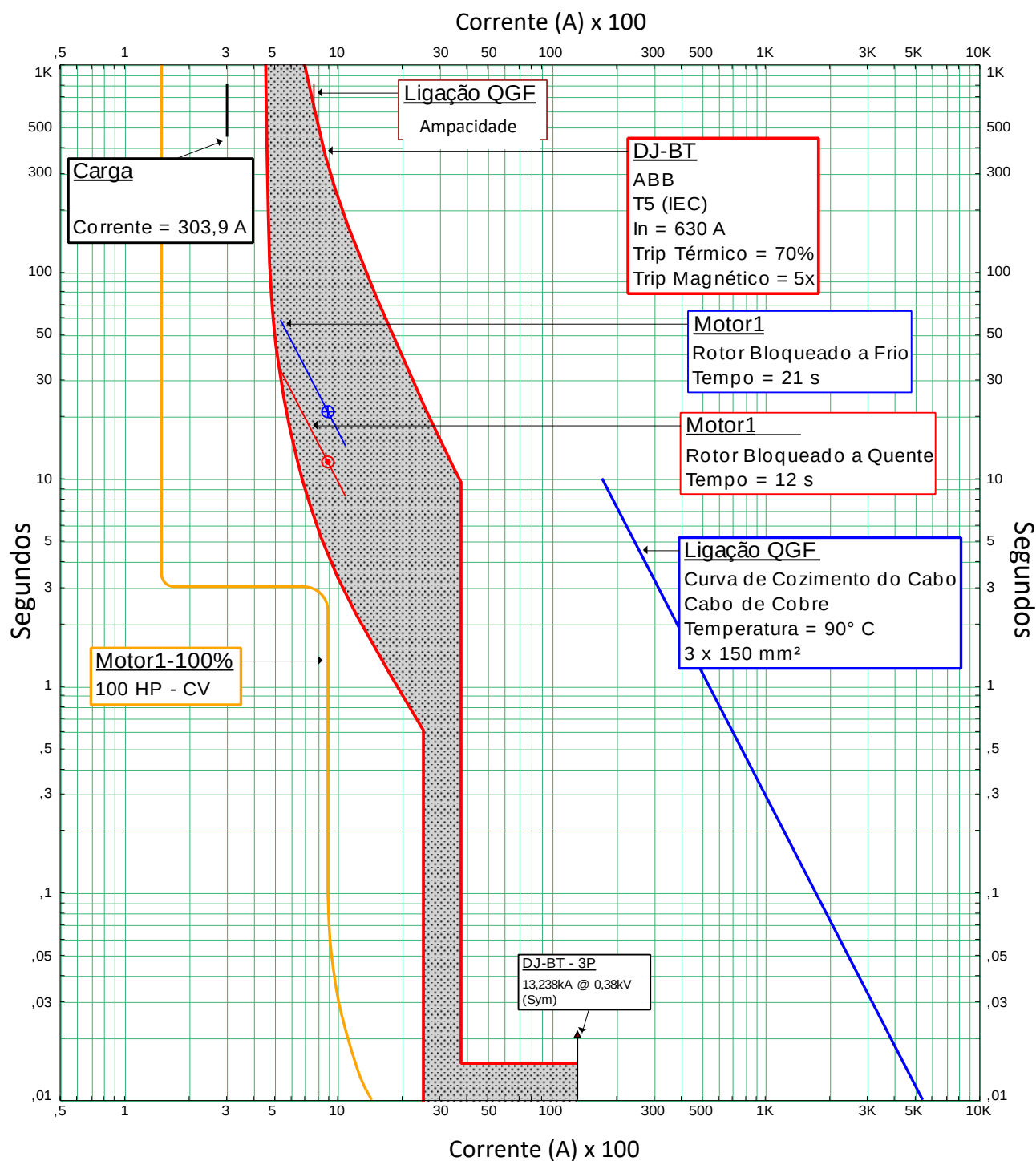


Figura 8 – Coordenograma da proteção da baixa tensão.

Fonte: Autoria própria.

A Figura 8 demonstra que a proteção do barramento do QGF por meio do disjuntor DJ-BT: permite a partida do motor sem atuação indevida devido à corrente de *inrush* de 1440A; atua como proteção de retaguarda em caso de partida com rotor bloqueado a quente ou a frio; e protege a curva de cozimento do cabo que interliga (Ligarão QGF) as barras BT1 e QGF.

Na Figura 9 estão apresentadas as características de tempo da proteção geral do QGF com a proteção geral da subestação (média tensão), ilustrando a coordenação obtida entre essas proteções. Conforme demonstrado nessa figura, o disjuntor

do QGF atua como proteção principal das cargas, enquanto que o relé do consumidor atua como proteção de retaguarda em caso de falhas no DJ-BT. Verifica-se, ainda, que o relé do consumidor proteger o transformador, uma vez que sua curva de atuação se encontra abaixo da curva de suportabilidade térmica e mecânica do transformador, e que o relé não atua indevidamente para a corrente de magnetização (Trafo Inrush) do transformador.

Constatou-se que, para faltas no barramento do QGF, a sequência de operação dos dispositivos de proteção foi a seguinte:

- Falta monofásica: o DJ-BT atua em 0,015 s, o Relé1 atua em 1,15 s e o Relé2 não é sensibilizado.
- Falta bifásica: o DJ-BT atua em 0,015 s, o Relé1 atua em 1,54 s e o Relé2 não é sensibilizado.
- Falta trifásica: o DJ-BT atua em 0,015 s, o Relé1 atua em 0,05 s e o Relé2 não é sensibilizado.

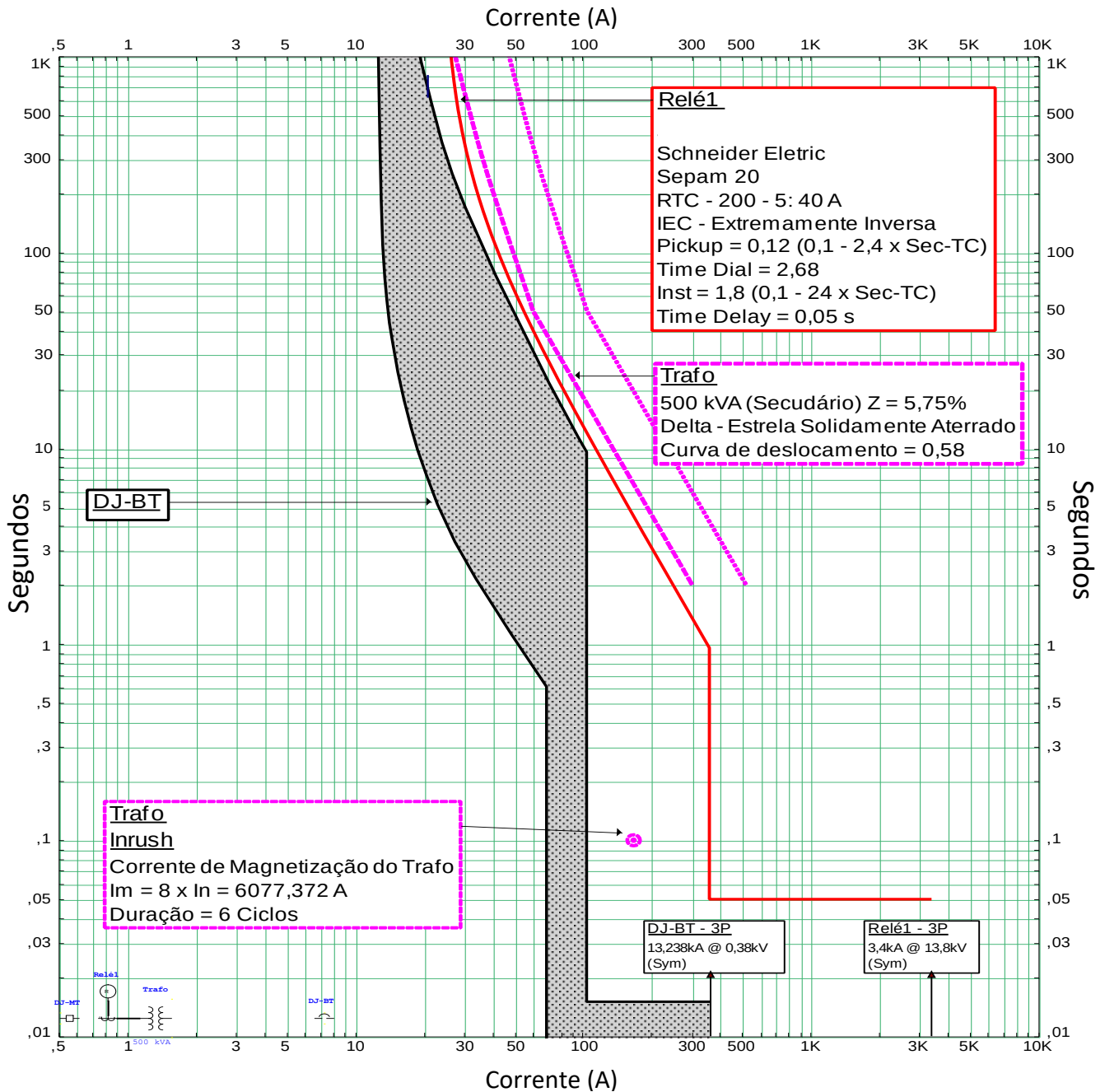


Figura 9 – Coordenograma entre DJ-BT e Relé1.

Fonte: Autoria própria.

Também foi verificada a coordenação entre a proteção geral da subestação e a proteção da concessionária, ou seja, a coordenação entre o relé do consumidor (Relé1) e o relé da COSERN (Relé2). Na Figura 10 são apresentadas as características de atuações desses relés. Nessa figura observa-se que o Relé1 (consumidor) atua como proteção principal,

enquanto que o Relé2 (COSERN) atua como proteção de retaguarda em casos de falhas na proteção principal.

Por meio das curvas de atuação, verificou-se que, para as faltas trifásica, bifásica e monofásica no primário do transformador (barra “Entrada”), o Relé1 atua em 0,05 s e o Relé2 em 0,07 s.

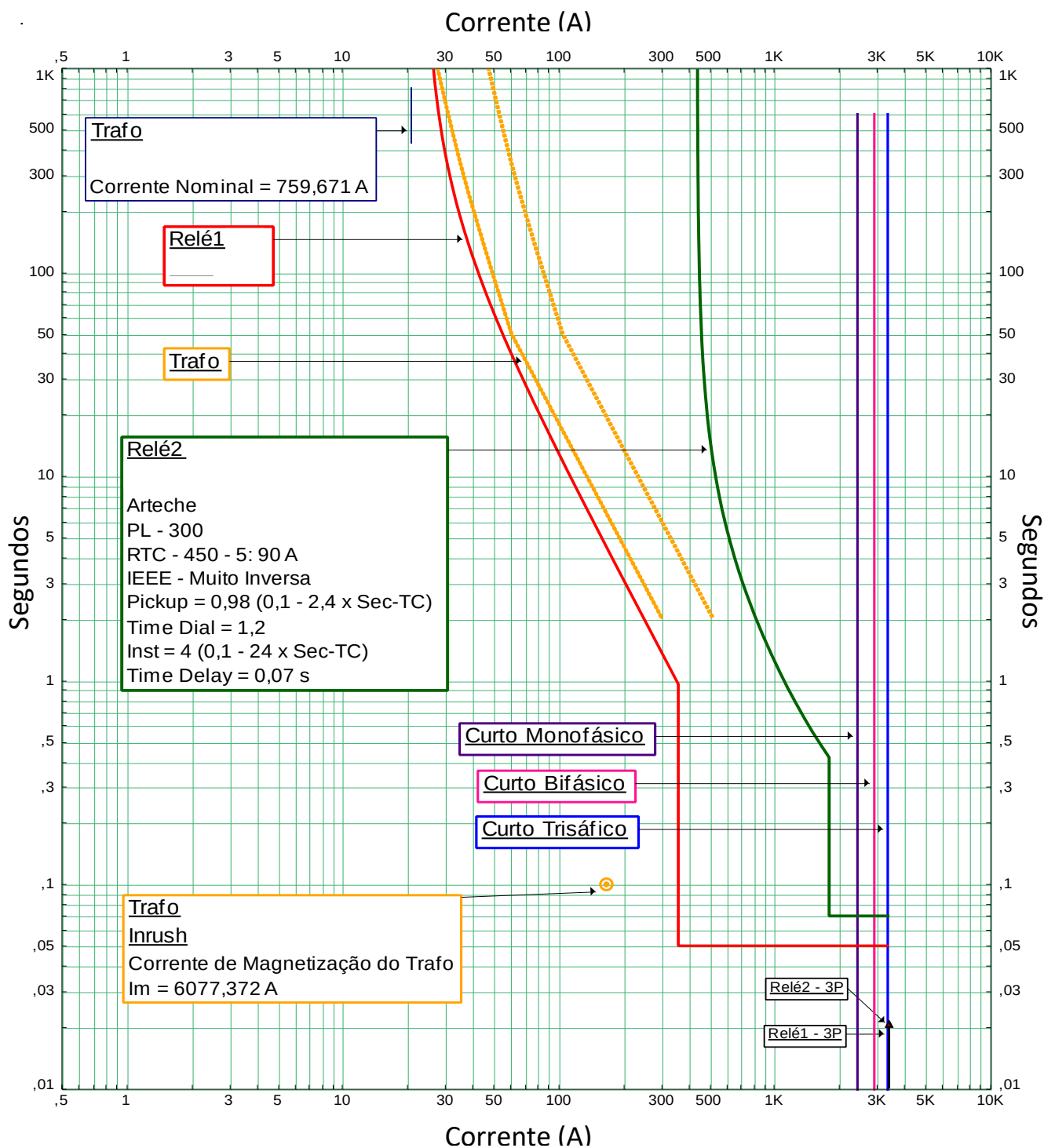


Figura 10 – Coordenograma entre Relé1 e Relé2 para curtos-circuitos na barra Entrada.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 11 são apresentadas as características de atuação e coordenação de todos os dispositivos de proteção do sistema em estudo. Verifica-se por essa figura a

coordenação entre todos os equipamentos de proteção e que o transformador e os cabos estão protegidos.

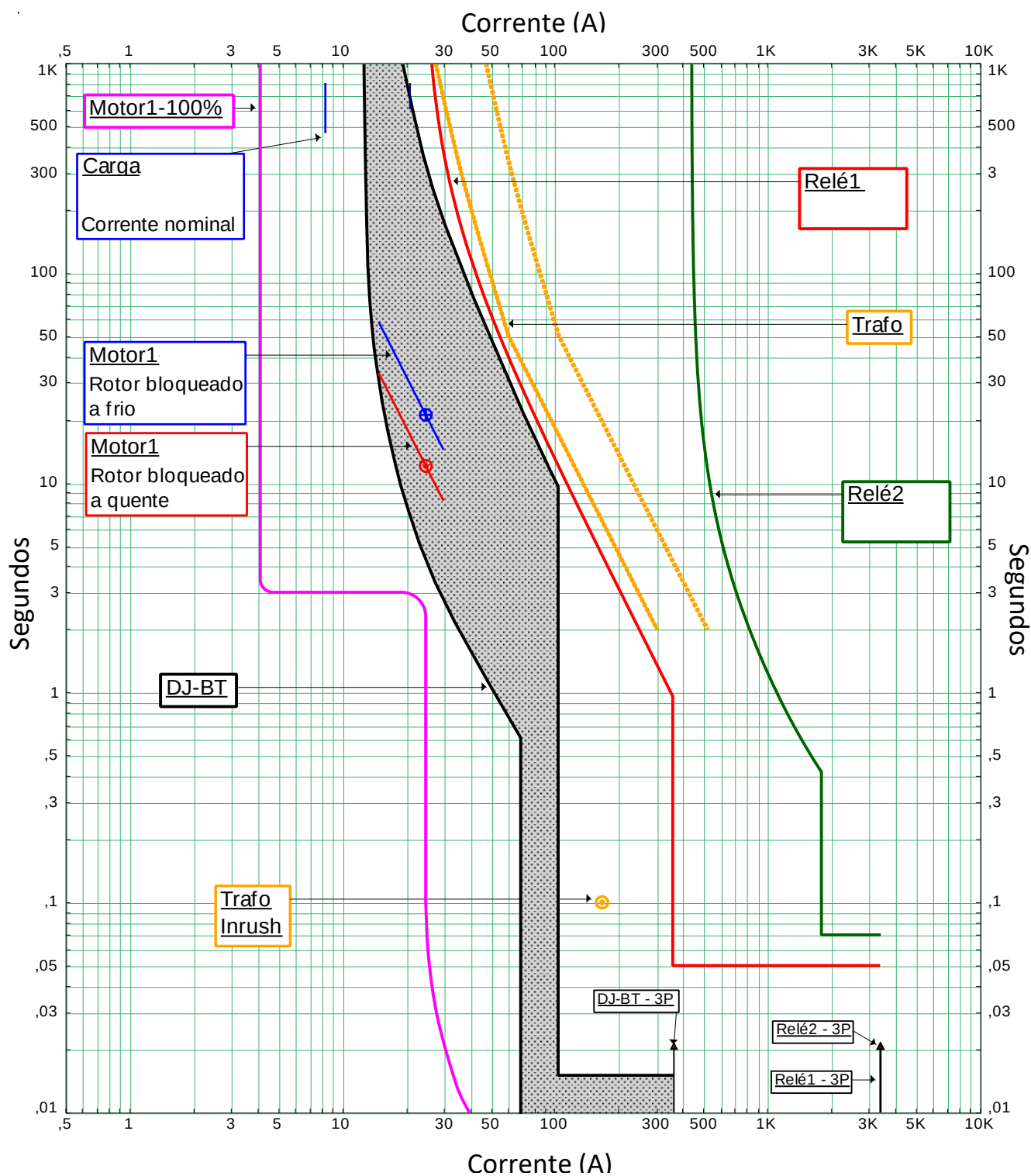


Figura 11 – Coordenograma da proteção total do sistema.

Fonte: Autoria própria.

X. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou um estudo da proteção de sobrecorrente de uma subestação de 500 kVA, a qual foi realizada por meio de um relé secundário com funções 50/51, um disjuntor de média tensão e um disjuntor termomagnético (baixa tensão).

Através das características de tempo dos dispositivos de proteção, obtidas com auxílio do *software* Etap, verificou-se que o dimensionamento utilizado foi capaz de produzir a coordenação desejada para os dispositivos de proteção.

Na baixa tensão, para todos os defeitos no barramento do QGF, verificou-se que o disjuntor termomagnético (DJ-BT) atua como proteção principal, enquanto que o Relé1 atua

como proteção de retaguarda. Além disso, verificou-se que o Relé2 não é sensibilizado para faltas nesse ponto,

Na média tensão, constatou-se que, para todas as faltas entre a barra de entrada da SE e o QGF, o Relé1 atua como proteção principal, enquanto que o Relé2 atua proteção de retaguarda, com intervalo de coordenação de 0,02 s.

Por fim, verifica-se que os ajustes propostos no presente trabalho se mostraram adequados para proteção das cargas, do transformador e dos cabos, bem como satisfizeram os critérios de coordenação e seletividade requeridos para correta operação da proteção.

REFERÊNCIAS

- [1] ALMEIDA, Marcos A. Dias. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal, fevereiro de 2000.
- [2] ALMEIDA DA SILVA, Wigor Breno. **Coordenação e Seletividade de Sistemas de Proteção: Estudo de Caso em uma Unidade de Bombeio**. 2016. 74 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Mossoró, 2016.
- [3] COTOSCK, Kelly Regina. **Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico-pedagógica**. 2007. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2007.
- [4] DA SILVA, Hermogenes Zanetti Ribeiro. **Ajuste e calibração das proteções instantâneas e temporizadas no relé de proteção contra sobrecorrente do sistema elétrico de potência: um estudo de caso em uma indústria cerâmica do sul de Santa Catarina**. 2015. 72 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade SATC, Criciúma, 2015.
- [5] DE MATTOS, Felipe Molinari. **Estudo de caso de coordenação e seletividade da proteção contra sobrecorrente em um sistema elétrico industrial**. 2010. 77 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em de Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.
- [6] DOS SANTOS, Vanessa Malaco. **Estudo de caso de curto-circuito em um sistema elétrico industrial**. 2009. 117 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.
- [7] FABIÁN ESPINOZA, Renzo Grover. **Análise de proteção de linhas de transmissão através de relés numéricos e uso de modelos externos no ATP (Alternative Transient Program)**. 2011. 133 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica – Área de conhecimento: Automação) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2011.
- [8] HORNUNG, Felipe; KUSSEK, Marcos. **Estudo e ajustes do relé digital para proteção em subestações de alta tensão**. 2017. 129p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.
- [9] KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2 ed. Florianópolis – SC: Edição do autor. 1949.
- [10] LEME, Daniel Maciel et al. **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 77 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade São Francisco. Itatiba, 2013.
- [11] MAMEDE FILHO, João. **Proteção de sistemas elétricos de potência /João Mamede Filho, Daniel Ribeiro Mamede**. 2013. (Reimpr.) Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- [12] MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais**. 8 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.
- [13] NEGRÃO, Danilo Luiz Alves. **Metodologia automática para a realização da coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente em sistemas elétricos industriais**. 2012. 128 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em de Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2012.
- [14] RODRIGUES, Jonatas Marques. **Estudo Tutorial da proteção de Sistemas Elétricos Industriais**. 2013. 173 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, 2013.
- [15] SARTORI, Renan. **Proteção e seletividade de sistemas elétricos: estudo de caso na GERDAU Aços Longos S/A**. 2011. 177 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2011.
- [16] SATO, Fuji. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica / Fujio Sato, Walimir Freitas**. 2015. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.
- [17] TIZO, Fernando César. **Proposta de coordenação e seletividade da proteção elétrica do Catuaí Shopping Londrina**. 2013. 135 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Londrina. Londrina, 2013.
- [18] 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. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2010.
- [19] VOLPE, Thiago Miglioranz. **Coordenação e seletividade em uma rede elétrica de distribuição**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação em Engenharia de sistemas Eletroeletrônicos, Automação e Controle Industrial) – Instituto Nacional de Telecomunicações. Santa Rita do Sapucaí – MG, 2015.
- [20] COSTA, Francisco Isaias de Sousa. **Proposta de um estudo da proteção do sistema elétrico da UFERSA, campus Mossoró/RN**. 2013. Monografia (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Mossoró, 2013.
- [21] MORAIS, Jonathan Benjamim Gomes. **estudo de proteção da rede elétrica de média tensão da UFERSA, campus Mossoró/RN**. 2018. 42 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Mossoró, 2013.



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA
CENTRO DE ENGENHARIAS

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

Às 17:11 horas do dia **cinco de setembro** do ano de **dois mil e dezoito**, no Laboratório de Energias Renováveis da Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, reuniu-se a banca examinadora constituída pelos docentes **Prof. Herick Talles Queiroz Lemos**, presidente da banca e orientador da Monografia, **Prof.^a Dr.^a Melinda Cesianara Silva da Cruz** e **Prof. Dr. Humberto Dionísio de Andrade**, para proceder a avaliação do trabalho de conclusão de curso intitulado “**Estudo da proteção de sobrecorrente de uma subestação de 500 kVA**”, do aluno **Max Alexandre Dantas da Costa**. Foram registradas as seguintes ocorrências: após a apresentação do aluno pelo presidente da banca, ocorreu a apresentação da monografia, seguida dos questionamentos dos membros da banca e sugestões de modificações e correções. Concluída a defesa, procedeu-se o julgamento pelos membros da banca examinadora, em reunião fechada, tendo o aluno obtido as seguintes notas: 8,5 (oito vírgula cinco), 9,0 (nove vírgula zero) e 8,5 (oito vírgula cinco). Apuradas as notas, verificou-se que o aluno foi **aprovado** com média geral 8,7 (oito vírgula sete), fazendo jus, portanto, ao título de **Bacharel em Engenharia Elétrica**. E para constar, eu, **Herick Talles Queiroz Lemos**, lavrei a presente ata que, após lida e aprovada pelos membros da banca examinadora, será assinada por todos.

Assinatura dos membros da Banca Examinadora.

Herick Talles Queiroz Lemos

Prof. Herick Talles Queiroz Lemos – Presidente
UFERSA

Melinda C. S. da Cruz

Prof.^a Dr.^a Melinda Cesianara Silva da Cruz – Membro
UFERSA

Humberto Dionísio de Andrade

Prof. Dr. Humberto Dionísio de Andrade – Membro
UFERSA

Mossoró, 5 de setembro de 2018.