



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Graduação em Engenharia Elétrica

ARTHUR GOMES DE SOUZA

**Coordenação da proteção de um sistema de distribuição de energia
elétrica em Uberlândia - MG usando BDGD, QGIS e OpenDSS**

**Uberlândia
2021**

ARTHUR GOMES DE SOUZA

Coordenação da proteção de um sistema de distribuição de energia elétrica em Uberlândia - MG usando BDGD, *QGIS* e *OpenDSS*

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes

Assinatura do orientador

Uberlândia
2021

ARTHUR GOMES DE SOUZA

Coordenação da proteção de um sistema de distribuição de energia elétrica em Uberlândia - MG usando BDGD, QGIS e *OpenDSS*

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Banca examinadora

Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes (UFU) – Orientador

Prof. Dr. José Rubens Macedo Júnior (UFU)

Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende (UFU)

Uberlândia
2021

Dedico este trabalho à minha família que fizeram de tudo para que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos aos meus pais, Hortensio e Ednalva, que fizeram de tudo pra que eu chegasse até aqui, dando todo o suporte e apoio necessário.

À minha irmã, Allaine, que me inspira a ser uma pessoa melhor para que possa servir de exemplo e apoio.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Wellington M. S. Bernardes, por ter dado todo apoio durante a realização desse trabalho, assim como os ensinamentos que foram passados durante a execução.

A todos os meus colegas de turma, por todos esses anos de amizade e aprendizado que também foram suporte devido a distância da família. Em especial aos meus amigos Vitor Fernandes, Lucas Henrique, Diogo Andrade, Lincoln Társio, Gabriel Masete e Pedro Tonim que foram a minha família em Uberlândia.

RESUMO

SOUZA, A. G. **Coordenação da proteção de um sistema de distribuição de energia elétrica em Uberlândia - MG usando BDGD, QGIS e OpenDSS**. 2021. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2021.

Um sistema elétrico de energia elétrica, seja ele de geração, transformação, transmissão ou distribuição, é projetado para garantir a rede de consumidores que é atendida a maior continuidade, confiabilidade e flexibilidade do fornecimento. Para tal deve haver um sistema de proteção confiável. Numa rede de distribuição um dos equipamentos mais utilizado e cruciais são os religadores, faz-se necessário que estes equipamentos estejam com ajustes condizentes com as normativas e estejam coordenados entre si. Foi analisada uma rede real referente ao alimentador ULAE714 da Subestação Uberlândia 7 da cidade de Uberlândia, Minas Gerais, que foi extraída do Banco de Dados Geográficos da Distribuição da concessionária Cemig, dados obtidos via solicitação a ANEEL (dados públicos), foi utilizado o *software OpenDSS* para a simulação dos curto-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos nas barras do sistema. A coordenação dos religadores instalados na rede, calculando devidamente os diais de tempo (*TMS*), também foi realizada. Ao fim, encontrou-se valores condizentes com o que é dito na literatura. Com todas as etapas foi possível realizar os estudos envolvendo religadores e utilizando ferramentas como *softwares QGIS e OpenDSS*, bastante úteis em diversas companhias.

Palavras-chave: Religadores, proteção, coordenação, QGIS, BDGD, OpenDSS.

ABSTRACT

SOUZA, A. G. Coordination of the protection of a distribution power system at Uberlândia - MG using BDGD, QGIS and OpenDSS. 2021. Monography (Bachelor in Electrical Engineering) - Faculty of Electrical Engineering, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2021.

An electrical power system, be it for generation, transformation, transmission, or distribution, is designed to ensure continuity, reliability, and supply flexibility. For this, it is crucial to have a reliable protection system. In a distribution power system, one of the most used and crucial equipment is the reclosers. This equipment must comply with the regulations and are coordinated with each other. For this work, a real network was analyzed; the ULAE714 feeder belongs to Substation Uberlândia 7 at the city of Uberlândia, Minas Gerais. The public data were extracted from the Geographic Database of the Cemig energy concessionaire after requesting ANEEL. Also, the OpenDSS software was used to simulate single-phase, phase-phase, and three-phase short-circuits in the system's node. The coordination of reclosers installed on the network, calculating the time dials correctly, also has been performed. In the end, consistent values in comparison with the literature were found by the author. With all the steps, it was possible to do studies involving reclosers and using tools such as QGIS and OpenDSS software, which are very useful to several companies.

Keywords: Reclosers, Protection, Coordination, QGIS, BDGD, OpenDSS.

Lista de Figuras

1	Sequência completa de operação do religador	17
2	Religador de Subestação	18
3	Diagrama da coordenação Religador-Religador	23
4	Coordenação Religador-Religador	23
5	Religador Automático <i>NOJA Power OSM</i>	27
6	Religador Automático <i>NOJA Power OSM</i> instalado no poste	27
7	Camadas BDGD	32
8	Aplicação de Filtro em uma Camada	33
9	Alimentador ULAE714	34
10	Identificação dos Religadores de Distribuição	35
11	Região do Alimentador	35
12	Código OpenDSS - Equivalente de <i>Thévenin</i>	39
13	Código OpenDSS - <i>linecode</i>	39
14	Código OpenDSS - Linhas da rede de distribuição	40
15	Código OpenDSS - Transformadores	42
16	Curva Estimada de um transformador de 45 kVA em um dia útil	43
17	Curva Estimada de um transformador de 75 kVA em um dia útil	43
18	Curva Estimada de um transformador em um dia útil	44
19	Curva estimada de uma indústria	44
20	Código OpenDSS - <i>LoadShape</i>	45
21	Código OpenDSS - Cargas	45
22	Tabela 3 do Anexo I do Módulo 8 do PRODIST	45
23	Perfil de Tensão na Barra 149	46
24	Código dos Bancos de Capacitores instalados na rede analisada	47
25	Perfil de Tensão na Barra 149 com a tensão corrigida	47
26	Cálculo das correntes de curto-circuito na rede analisada	48
27	Diagrama Simplificado da Rede Analisada	64
28	Coordenograma das curvas lentas de R3 e R4	66
29	Novo Coordenograma das curvas lentas de R3 e R4	67
30	Coordenograma das curvas rápidas de R3 e R4	68
31	Coordenograma das curvas lentas de R2 e R4	70
32	Coordenograma das curvas rápidas de R2 e R4	71
33	Coordenograma das curvas lentas de R1 e R3	73
34	Coordenograma das curvas rápidas de R1 e R3	74
35	Coordenograma das curvas lentas de R1 e R2	76
36	Coordenograma das curvas rápidas de R1 e R2	77
37	Coordenograma das curvas lentas de R1 e <i>R_SE</i>	78

38	Novo coordenograma das curvas lentas de R1 e R_{SE}	79
39	Coordenograma das curvas rápidas de R1 e R_{SE}	80
40	Alguns trechos do circuito elétrico sob análise (BERNARDES, 2021)	86
41	Alguns trechos do circuito elétrico sob análise (BERNARDES, 2021)	87
42	Religador de Distribuição 1 - Localizado na Rua Terezinha Segadães com Rua Pedro Zanata (BERNARDES, 2021)	88
43	Religadores de Distribuição - Localizados na Rua Delfim Moreira (BERNARDES, 2021)	89
44	Religadores de Distribuição 3 e 4 na: Rua José Rezende, 4525 e Rua Rua Tunísia, 1275, respectivamente (BERNARDES, 2021)	90
45	Zonas de Proteção e Barras onde aplicam-se as faltas	91

Lista de Tabelas

1	Funções presentes no código ANSI	15
2	Curvas IEC	25
3	Entidades geográficas do BDGD	30
4	Entidades não geográficas do BDGD	31
5	SEGCON	36
6	Geometria dos Cabos	37
7	SSDMT	37
8	UNTRD	38
9	Perdas com carga e sem carga dos transformadores	41
10	Correntes de Curto-Circuito utilizadas no trabalho	48
11	Valores dos ajustes de fase e terra escolhidos	63
12	Tempo de Atuação dos Religadores R3 e R4	66
13	Tempo de Atuação dos Religadores R3 e R4	67
14	Tempo de Atuação dos Religadores R2 e R4	70
15	Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R3	73
16	Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R2	76
17	Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R_{SE}	79
18	Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R_{SE}	80

ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BDGD	Banco de Dados Geográficos da Distribuição
FEELT	Faculdade de Engenharia Elétrica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
SE	Subestação
SEGCON	Segmento Condutor
SSDAT	Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
UNSEMT	Unidade Seccionadora da Média Tensão
UNTRD	Unidade Transformadora da Distribuição
UNTRS	Unidade Transformadora da Subestação

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo	14
1.2	Visão Geral do Trabalho	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	Tabela ANSI	15
2.2	Proteção de um alimentador	15
2.3	Religadores Automáticos	16
2.3.1	Religadores de Subestação	17
2.3.2	Religadores de Redes de Distribuição	21
2.4	Coordenação entre Religadores	22
2.5	Religador <i>NOJA Power OSM</i>	25
3	REDE ANALISADA	29
4	SIMULAÇÃO VIA <i>OPENDSS</i>	39
4.1	Simulação das Correntes de Curto-Circuito	47
5	AJUSTES DE $I_{pick-up}$ DOS RELIGADORES	50
5.1	Religador da Subestação	50
5.1.1	<i>Pick-up</i> de Fase	50
5.1.2	Curvas de Proteção	51
5.1.3	<i>Pick-up</i> de terra	51
5.1.4	Ajustes das Unidades Instantâneas	52
5.1.5	Ajuste do Religamento Automático	53
5.1.6	Ajustes do Tempo de Restabelecimento	53
5.2	Religador de Distribuição 1	53
5.2.1	Ajuste <i>Pick-up</i> de fase	53
5.2.2	Ajuste do <i>Pick-up</i> de terra	54
5.2.3	Ajuste do Religamento Automático	55
5.2.4	Ajustes Alternativos	55
5.3	Religador de Distribuição 2	55
5.3.1	Ajuste <i>Pick-up</i> de fase	56
5.3.2	Ajuste do <i>pick up</i> de terra	57
5.3.3	Ajuste do Religamento Automático	58
5.3.4	Ajustes Alternativos	58
5.4	Religador de Distribuição 3	58
5.4.1	Ajuste <i>Pick-up</i> de fase	58
5.4.2	Ajuste do <i>pick-up</i> de terra	59

5.4.3	Ajuste do Religamento Automático	60
5.4.4	Ajustes Alternativos	60
5.5	Religador de Distribuição 4	60
5.5.1	Ajuste <i>pick-up</i> de fase	60
5.5.2	Ajuste do <i>pick up</i> de terra	61
5.5.3	Ajuste do Religamento Automático	62
5.5.4	Ajustes Alternativos	63
5.5.5	Resumo dos ajustes	63
6	COORDENAÇÃO DOS RELIGADORES DA REDE	64
6.1	Religador R4 com Religador R3	65
6.2	Religador R4 com Religador R2	68
6.3	Religador R3 com Religador R1	71
6.4	Religador R2 com Religador R1	74
6.5	Religador R1 com Religador da SE	77
7	ALTERNATIVAS DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO	81
8	CONCLUSÃO	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
A	ANEXOS	86
B	ANEXOS	88
C	ANEXOS	91

1 INTRODUÇÃO

Durante o funcionamento de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) podem ocorrer falhas em seus componentes que ocasionam interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados. A mais comum é o curto-circuito, que provoca altas correntes nos equipamentos energizados e grandes variações de tensão, podendo assim, ocasionar danos nas instalações.

Desta maneira, faz-se necessário a utilização de um sistema de proteção para assegurar que a região sob anormalidade, ou seja, fora dos padrões definidos no projeto, seja desconectada, e assim, minimizar impactos na rede elétrica.

Um sistema de proteção, em geral, possui diversas funções, mas as principais que podem ser destacadas são: (i) garantir a integridade física dos envolvidos, ou seja, de operadores e usuários do sistema; (ii) proteger o SEP, de forma a manter a continuidade do fornecimento da energia elétrica e; (iii) evitar ou minimizar os danos e os custos de reparos em equipamentos (manutenção corretiva) (HEWISTON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004). Em outras palavras, a proteção deve ter características como seletividade, rapidez, sensibilidade, segurança e economia (CAMINHA, 2004; BERNARDES, 2018).

Dessa forma, para que o SEP (geração, transmissão ou distribuição) esteja salvaguardado são utilizados equipamentos de proteção (como relés de proteção e religadores) que extinguirão a falta, e maximizarão a segurança dos dispositivos e pessoas, a continuidade do fornecimento e confiabilidade (BOTTURA et al., 2017). Eles devem estar coordenados entre si para atender os requisitos citados.

No passado, a proteção contra curtos-circuitos no SEP geralmente era feita utilizando relés de sobrecorrente temporizados e instantâneos, funções 50 e 51 da Tabela ANSI, para comandar a abertura do disjuntor. Esses equipamentos interrompem a falta, mas deixam os consumidores desabastecidos, caso não haja outra alternativa de fornecimento, até que uma equipe da concessionária realize a vistoria da linha à procura da causa do defeito, conserte o problema e rearme o disjuntor.

Uma alternativa que sane esse problema de interrupção de fornecimento é o emprego de religador automático. Ele tem a mesma função dos relés de interromper a falta, porém tem a capacidade de restabelecer a alimentação do circuito, a partir de uma sequência predefinida de operações. A maioria das faltas em sistemas de distribuição (rede aérea) é de natureza temporária, provocadas por agentes externos à rede elétrica (LEAO et al., 2003).

Percebe-se que os dispositivos e subsistemas que integram um sistema de proteção não devem atuar de forma independente, ou seja, devem respeitar uma sequência de operação existente entre os mesmos e garantir o funcionamento coordenado e seletivo do sistema (MOMESSO; BERNARDES; ASADA, 2018, 2019). Este encadeamento de operação pode ser traçado manualmente em uma escala logarítmica, demonstrando graficamente a margem satisfatória de coordenação entre os equipamentos adjacentes. Ainda, é comum a utilização de *softwares* destinados a estruturar estas respostas, sendo a escolha dos parâmetros para a coordenação e

seletividade realizada previamente pelo usuário. Todavia, a tendência é a utilização de sistemas inteligentes que resolvam com qualidade esse propósito (RAZAVI et al., 2008).

No trabalho será utilizada uma rede elétrica real para análise. Esse alimentador inicia-se na Subestação Uberlândia 7 da cidade de Uberlândia – Minas Gerais localizada no Loteamento *GranVille*¹, e alimenta os consumidores do Bairro Custódio Pereira.

Ademais, as informações referentes aos componentes elétricos do sistema foram extraídas do Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD) pertencente a área da concessionária Cemig. A solicitação do BDGD foi realizada junto a ANEEL, a partir do portal Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão, o e-SIC². Já o conjunto de arquivos obtidos foram visualizados com *software* QGIS desenvolvido por QGIS. As simulações do sistema elétrico para obtenção do fluxo de potência e correntes de curto-circuito foram realizadas no *software* *OpenDSS*. Com os dados obtidos nas etapas anteriores será realizado o ajuste e a coordenação da proteção. Salienta-se que os resultados encontrados não expressam os valores atualmente em operação, já que vários parâmetros foram baseados em literatura correlata, permitindo os cálculos matemáticos para fins didáticos.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho será a realização dos ajustes dos religadores automáticos instalados numa rede real da concessionária Cemig a partir do BDGD e a coordenação desses equipamentos, com a aplicação correta da normativa da concessionária (publicamente disponível).

1.2 Visão Geral do Trabalho

Inicialmente, o Capítulo 2 mostrará os fundamentos teóricos para um melhor entendimento deste trabalho, falando um pouco sobre a proteção de sistemas elétricos, dos religadores, ajuste dos mesmos e suas funções, além da coordenação entre eles.

Depois, o Capítulo 3 informará como foram extraídos os dados dos componentes elétricos e a construção do sistema elétrico analisado a partir do *software* QGIS.

O Capítulo 4 mostra o desenvolvimento do código computacional, elemento por elemento e a simulação do circuito no *OpenDSS*.

No Capítulo 5 serão realizados todos os cálculos de ajuste de *pick-up* dos religadores seguindo a Norma N.D 4.15 (CEMIG, 2017).

Já no Capítulo 6, é feita a coordenação dos elementos, encontrando os diais de tempo (*TMS*) necessários para garantir a coordenação.

No Capítulo 7 comenta algumas alternativas que podem ser utilizadas para a realização da coordenação da proteção com religadores.

E, finalmente, no Capítulo 8 as conclusões sobre o trabalho.

¹Coordenadas Geográficas = (-18.913339874911223, -48.21641547431609)

²A plataforma está disponível em <http://www.acesoainformacao.mg.gov.br>

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Tabela ANSI

A Tabela ANSI mostra diversos elementos existentes em um sistema de proteção, onde a identificação é realizada através de números e quando necessário é adicionado um sufixo através de letras. É utilizado geralmente em esquemas e diagramas elétricos. A Tabela 1 mostra algumas funções usadas na área.

Tabela 1: Funções presentes no código ANSI

Número	Denominação
50	Relé de Sobrecorrente Instantâneo
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
51N	Relé de Sobrecorrente Temporizado de Neutro (Tempo Definido ou Curva Inversa)
79	Relé de Religamento

Fonte: SEL (2021)

2.2 Proteção de um alimentador

A maioria das falhas em um SEP pode ser controlada para limitar os danos e, assim, aumentar a confiabilidade. As falhas mecânicas podem ser controladas projetando o sistema para cargas mecânicas normais, e, excepcionalmente as mais graves, como grande acúmulo de gelo e ventos fortes. Isso é feito de uma forma que tende a minimizar o custo total de transporte da energia, o que exige um equilíbrio entre o custo inicial e a manutenção. Assim sendo, não é econômico projetar um sistema para todas as possíveis falhas do sistema. A alternativa é projetar um sistema protetor que detecte rapidamente condições anormais e tomar uma ação apropriada. O tipo de ação tomada depende do dispositivo de proteção e da condição ambiental observada por esse dispositivo.

No início de um alimentador de uma subestação de distribuição, faz-se necessária a utilização de equipamentos de proteção, podendo ser conforme Mamede e Filho (2013):

1. Disjuntor comandado por relés de sobrecorrente (funções 50/51 e 50/51N);
2. Disjuntor comandado por relés de sobrecorrente de fase e neutro associado a um relé de religamento (funções 50/51 - 50/51N - 79);
3. Religador provido de transformadores de corrente tipo bucha, câmara de extinção de arco, bobina de operação série e unidade de controle constituída por relés de sobrecorrente de

fase e neutro (50/51 – 50/51N – 79) e por demais elementos necessários ao seu funcionamento (contador de religamento, chaves de bloqueio, seletor de aberturas, ajustes de curvas de atuação, etc);

4. Religador provido de transformadores de corrente do tipo bucha, câmara de extinção de arco, bobina de operação série e unidade de controle eletrônico que realiza todas as funções próprias de religamento automático.

O foco deste trabalho é em realizar a coordenação otimizada de religadores de um alimentador real. Será coordenado o religador da subestação com os religadores a jusante. Para tal, será utilizado o modelo de religador do item 3, anteriormente comentado, que são providos de relés de sobrecorrente e funções 50 e 51, para o monitoramento da rede e interrupção do fornecimento em operação adversa.

2.3 Religadores Automáticos

Os religadores são equipamentos automáticos de interrupção da corrente elétrica dotados de uma determinada capacidade de repetição em operações de abertura e fechamento de um circuito, durante a ocorrência de um defeito (MAMEDE; FILHO, 2013).

Basicamente, o religador é um dispositivo interruptor automático de defeitos, que abre e fecha seus contatos repetidas vezes na eventualidade de uma falta no circuito por ele protegido. Possui características sofisticadas, podendo ser monofásico ou trifásico. Os interruptores propriamente ditos ficam submersos em óleo ou sob o vácuo. O religador é um dispositivo ideal na medida em que interrompe as faltas transitórias, evitando queima de elos fusíveis ou, se bem coordenado com elos fusíveis, seccionando apenas o trecho sob defeito, permanecendo os demais energizados (GIGUER, 1988; ELETROBRÁS, 1982).

Assim, esse equipamento é uma ferramenta poderosa na Engenharia de Proteção, e teve o seu avanço acelerado devido a inconveniência dos fusíveis e dos relés que interrompem o fornecimento sem a capacidade de diferenciar uma falta temporária para uma permanente. Além disso, a utilização de elos fusíveis pode ocasionar um elevado custo operacional, pois é necessário o deslocamento de uma equipe, podendo ser a longas distâncias, para uma simples troca de um elo fusível queimado.

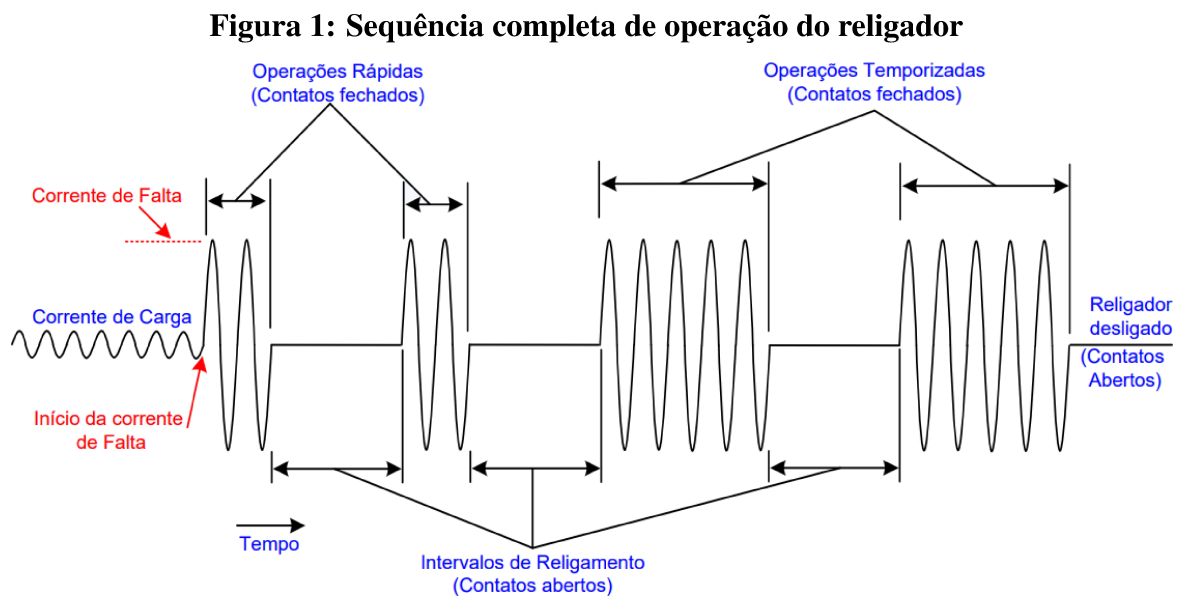
No instante que o religador enxerga uma condição de sobrecorrente no circuito, ele interrompe a circulação de corrente a partir da abertura rápida de seus contatos. Estes são mantidos abertos durante um certo tempo (tempo de religamento). Passado esse tempo, os contatos são fechados automaticamente, reenergizando o circuito. Caso a falta persista, a sequência de abertura e fechamento é repetida até três vezes. Após a quarta, os contatos permaneceram abertos e bloqueados, sendo o rearme possível apenas de maneira manual.

O religador podem ter até quatro operações, combinadas nas seguintes sequências:

- Uma (1) operação rápida e três (3) operações lentas (1R+3L);

- Duas (2) operações rápidas e duas (2) operações lentas (2R+2L);
- Três (3) operações rápidas e uma (1) operação lenta (3R+1L);
- Todas as operações lentas (3L) e;
- Todas as operações rápidas (3R).

A Figura 1 mostra uma sequência completa de atuação de um religador com duas operações rápidas e duas lentas (2R+2L).



Nas próximas subseções será descrito um pouco sobre os religadores das subestações e de distribuição e como devem ser realizados os ajustes da proteção de neutro e fase desses equipamentos.

2.3.1 Religadores de Subestação

A principal diferença na utilização de disjuntores comandados por relés de sobrecorrente em relação aos religadores automáticos na proteção de alimentadores da distribuição é que o primeiro não possui integrado, em uma única unidade, os transformadores de corrente, circuitos de controle e dispositivos de proteção, enquanto o segundo possui.

Devido à praticidade de aplicação, aos poucos os religadores foram sendo utilizados em substituição aos disjuntores instalados nas subestações para proteção dos alimentadores de distribuição, reduzindo investimentos na construção de canaletas, cabos de controle e outros (MAMEDE; FILHO, 2013).

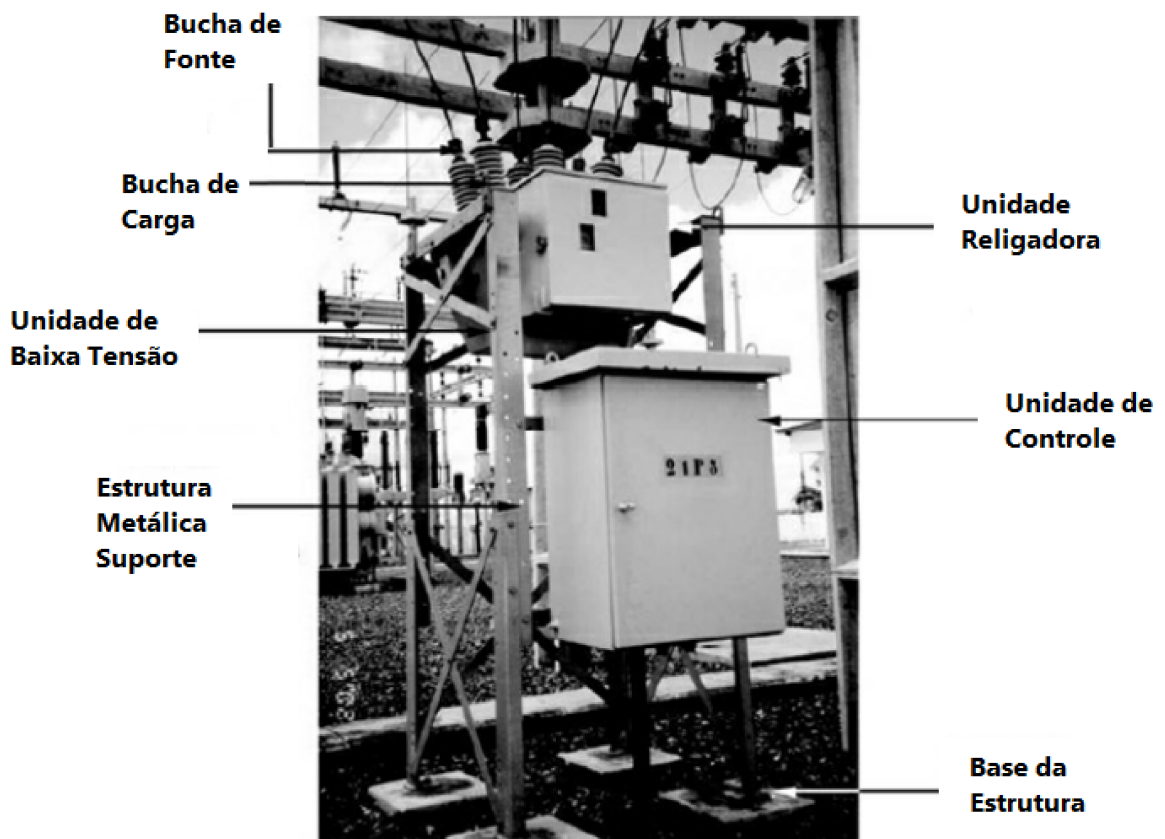
Logo, os religadores de subestação são equipamentos apropriados para instalação fixa no solo, o que lhes confere atributos para operar na proteção de alimentadores em subestações de construção abrigada ou ao tempo (MAMEDE; FILHO, 2013).

Os religadores para subestações podem ser classificados, quanto ao meio extintor de arco, em:

- A óleo;
- A vácuo e;
- A SF₆.

A Figura 2 mostra um *bay* de uma subestação de um religador a óleo mineral.

Figura 2: Religador de Subestação



Fonte: Adaptado de Mamede e Filho (2013)

Para ajustar um religador de uma subestação, deve-se seguir alguns critérios, de acordo a Norma da Cemig ND 4.15 (Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig). São eles:

A - Parametrização do *Pick-up* de Fase

A corrente de ajuste de fase é determinada pelas Inequações 1 e 2.

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq I_{admissivel \text{ do cabo}} \quad (1)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq \frac{I_{CCFF}}{fs} \quad (2)$$

Sendo:

- $I_{admissivel \text{ do cabo}}$, a capacidade de condução de corrente admissível pelo condutor;
- $I_{ajuste \text{ de fase}}$, a corrente de ajuste de fase ou *pick-up*;
- I_{CCFF} , a menor corrente de curto-circuito bifásico (fase-fase) na zona de proteção avaliada e;
- fs , o fator de segurança. Aqui, adotar-se-à 1,2.

B - Padronização das Curvas de Proteção

Na parametrização dos disjuntores e religadores, prefere-se a escolha das curvas IEC inversa (dial de 0,01) para curvas rápidas e IEC muito inversa (dial de 0,1) para curvas lentas (CEMIG, 2017).

C - Parametrização do *Pick-up* de Neutro

A corrente de ajuste de neutro é determinada pela Equação 3.

$$(I_{des. \text{ carga max.}} + I_{des. \text{ transf. max.}}) \leq I_{pick-up \text{ de terra}} \leq \left(\frac{I_{CCFT}}{fs} \right) \quad (3)$$

Em que:

- $I_{des. \text{ carga max.}}$, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga, ou seja, a corrente de neutro. Como o circuito está perfeitamente equilibrado (cargas e fontes) esse valor será igual a zero;

- $I_{des. transf. max.}$, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga em transferências de cargas. Nota: esse parâmetro será desconsiderado pois a análise é realizada com o alimentador isolado e, portanto, não haverá transferência de cargas entre alimentadores, logo, assumirá valor zero;
- $I_{pick-up de terra}$, a corrente de ajuste de terra ou *pick-up* que deseja-se encontrar a partir da inequação 3;
- I_{CCFT} , a menor corrente de curto-circuito monofásico (fase-terra) da zona protegida e;
- f_s , o fator de segurança que será de 1,2.

Desta forma a Inequação 3 fica como é mostrado na Inequação 4.

$$I_{pick-up de terra} \leq \left(\frac{I_{CCFT}}{f_s} \right) \quad (4)$$

A última condição que deve ser respeitada é que a corrente de parametrização de terra deve ser limitada a 30% da parametrização de proteção de fase e também a 60 A (CEMIG, 2017).

D - Parametrização das Unidades Instantâneas

O primeiro critério diz que: se nas saídas das subestações tiver um nível de curto-circuito maior que 3000 A, as unidades de ajuste de terra dos relés de sobrecorrente dos religadores devem ser parametrizados para valores de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos iguais a 60% dos valores de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, respectivamente, na barra da subestação.

O segundo critério diz que: se o primeiro critério não for satisfatório, deve-se ajustar a unidade instantânea para um valor 20% acima do valor da falta trifásica e monofásica máximas no local onde estiver a primeira proteção à jusante, em que normalmente é um religador da média tensão.

Caso o valor encontrado no segundo critério também não seja ideal para as parametrizações das unidades instantâneas do equipamento localizado na saída da subestação, as parametrizações devem ser revistas.

E - Parametrização do Religamento Automático

A norma diz que se escolhe 2 (dois) religamentos automáticos, com parametrização de 10 s para o primeiro religamento e 20 s para o segundo religamento (CEMIG, 2017).

F - Parametrização do Tempo de Restabelecimento

Para o cálculo do tempo de restabelecimento há duas alternativas que é utilizada pela distribuidora Cemig: a Filosofia Europeia e a Filosofia Americana dependendo da rede analisada.

Será utilizada a segunda alternativa, que diz: a parametrização de tempo será igual a 30 segundos e a apuração do tempo se inicia a partir da primeira atuação com sucesso do relé (CEMIG, 2017).

2.3.2 Religadores de Redes de Distribuição

Já para religadores conectados na rede de distribuição, há algumas diferenças em relação aos religadores na saída do alimentador que serão detalhadas nos próximos itens.

A - Parametrização do *Pick-up* de Fase

A parametrização da proteção de fase (*pick-up*) é definida pelas Inequações 5 e 6:

$$[(I_{max.} \times 1,25) + I_{transf. max.}] \leq I_{pick-up de fase} \leq \left(\frac{I_{CCFF}}{fs} \right) \quad (5)$$

e

$$I_{pick-up de fase} \leq I_{admissivel do cabo} \quad (6)$$

As novas variáveis significam:

- $I_{max.}$, é a maior corrente de carga e;
- $I_{transf. max.}$, é a maior corrente em transferências de carga.

Nota: Esse último parâmetro ($I_{transf. max.}$) será desconsiderado, pois o trabalho analisa um alimentador de maneira isolado e não vários conectados, portanto, não há transferência de carga.

B - Ajuste do *Pick-up* de Neutro

O ajuste da proteção de neutro é definida pela Inequação 7:

$$(I_{deseq carga. max.} + I_{deseq. transf. max.}) \leq I_{pick-up de neutro} \leq \left(\frac{I_{CCFT}}{fs} \right) \quad (7)$$

As novas variáveis significam:

- $I_{deseq carga. max.}$, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga, ou seja, a corrente de neutro. Como o circuito está perfeitamente equilibrado (cargas e fontes) esse valor será igual a zero e;

- $I_{deseq. transf. max}$, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga em transferências de cargas. Nota: esse parâmetro será desconsiderado pois a análise é realizada com o alimentador isolado e, portanto, não haverá transferência de cargas entre alimentadores, logo, assumirá valor zero.

Desta forma a Inequação 7 assume a forma da Inequação 8.

$$I_{pick-up\ de\ neutro} \leq \left(\frac{I_{CCFT}}{f_s} \right) \quad (8)$$

A corrente de parametrização de neutro também deve ser limitada a 50 A e não maior que a 30% da corrente de parametrização de fase ($I_{pick-up\ de\ fase}$) (CEMIG, 2017).

Caso todas as premissas anteriores não forem atendidas ou serem encontrados valores não satisfatórios, poderá ser uma parametrização alternativa de até 60 A, limitado a parametrização que coordene com a proteção a montante (CEMIG, 2017).

C - Ajuste do Religamento Automático

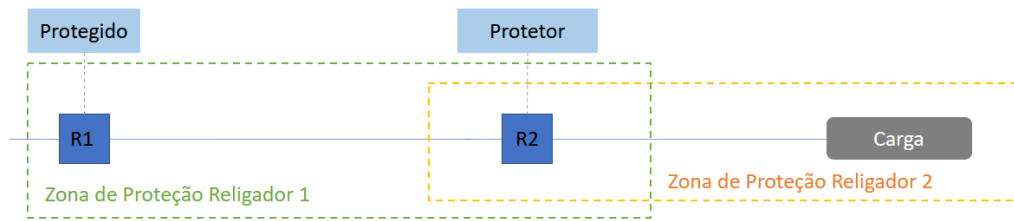
O ajuste do tempo entre os religamentos automáticos, pode ser feito utilizando as seguintes configurações e tempos:

- Dois comandos automáticos, as parametrizações devem ser de 10 s para o primeiro comando e 20 s para o segundo comando e;
- Três comandos automáticos, as parametrizações devem ser de 10 s para a primeiro comando, 20 s para o segundo comando e 20 s para o terceiro comando.

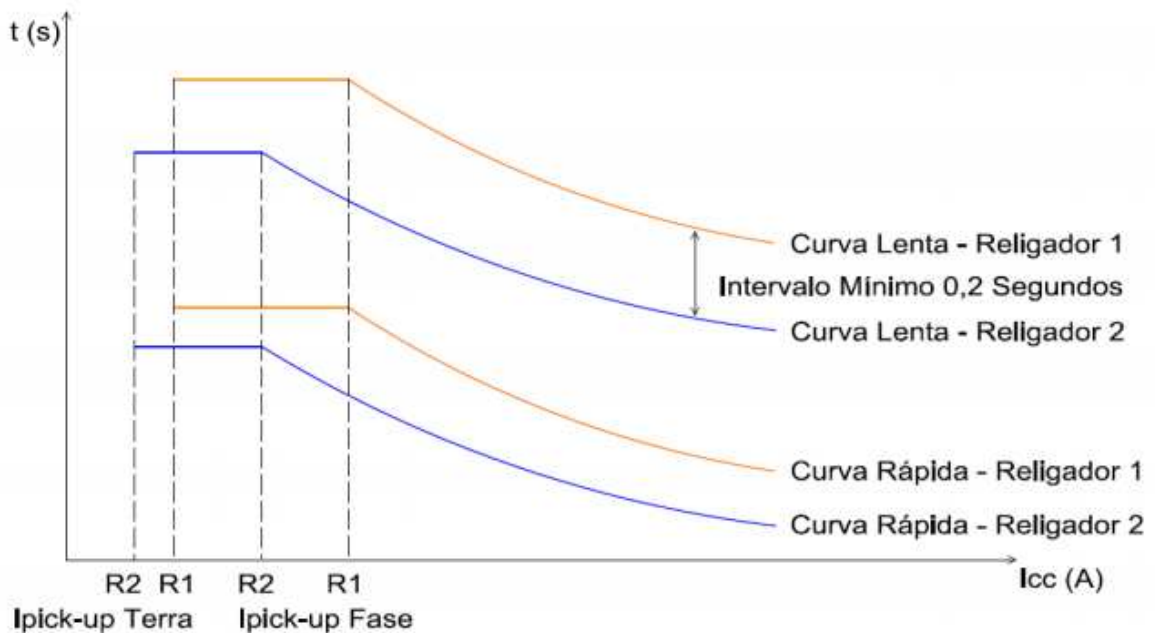
2.4 Coordenação entre Religadores

A coordenação de dois religadores leva em consideração o estudo das curvas de tempo *versus* corrente e da menor corrente de atuação dos religadores. Ainda, o religador a montante não deve atuar na curva lenta para um valor de falta na zona de proteção recíproca. É tolerável a atuação ao mesmo tempo nas curvas rápidas, porém, nas curvas temporizadas a seletividade é necessária (com uma diferença mínima de 0,2 segundos, o que garante que não ocorrerá operação simultânea dos religadores).

Em relação à coordenação envolvendo curvas rápidas, inicialmente operará o religador a jusante, o protetor, ou seja, o religador R2, e em seguida, o religador a montante o protegido, religador R1, como mostra a Figura 3. Após isso, o religador R2 atuará pela curva temporizada. A Figura 4 mostra um coordenograma religador - religador.

Figura 3: Diagrama da coordenação Religador-Religador

Fonte: O Autor

Figura 4: Coordenação Religador-Religador

Fonte: Cemig (2017)

A coordenação da proteção de neutro dos religadores levará as mesmas considerações da coordenação de fase citadas anteriormente, com as devidas ressalvas nos cálculos das correntes de ajuste já mencionadas.

Para que os religadores estejam coordenados entre si, é necessário que o relé integrado e as suas funções de sobrecorrente de fase e neutro também estejam coordenadas, entre si. Para esta coordenação, é importante conhecer a respeito do tempo de espera para a atuação do segundo elemento de proteção, que é chamado de Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) e depende do tipo do relé (por exemplo, se dispositivo eletromecânico ou microprocessado), velocidade das chaves seccionadoras e outros parâmetros do sistema de proteção. Tipicamente, o intervalo usado para relés eletromecânicos é de 0,3 a 0,4 s, enquanto para relés de proteção

baseados em microcontroladores é da ordem de 0,1 a 0,2 s (MANSOUR; MEKHAMER; EL-KHARBAWE, 2007). Como mostra a Equação 9.

$$T_{backup} - T_{primario} \geq ITC \quad (9)$$

Para realizar a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente, o ITC deve ser menor que a diferença entre o tempo de operação do relé secundário (T_{backup}) e o tempo do relé primário ($T_{primario}$).

A busca por uma coordenação de qualidade deve respeitar quesitos tais como: diretrizes de ajuste dos dispositivos, limitações de coordenação prefixadas por normatizações e desempenho dos dispositivos de proteção e dos elementos protegidos (BERNARDES; ASADA; RAMOS, 2012).

A norma *IEC Std 60255-3* (IEC, 1989) estabelece uma expressão para o tempo de atuação dos relés conforme a Equação 10.

$$t_{ijk} = TMS \times \frac{\beta}{\left(\frac{i}{i_{pick-up}}\right)^{\alpha} - 1} \quad (10)$$

Em que:

- t_{ijk} é o tempo de atuação do relé i da zona j para uma falta na zona k em segundos;
- TMS é o multiplicador de tempo;
- i é a corrente que passa pelo circuito monitorado pelo relé;
- $I_{pick-up}$ é a corrente de ajuste (*pick-up*) do relé e;
- α e β são constantes que define o tipo de curva.

As constantes de tempo α e β para a norma *IEC Std 60255-3* são determinadas pela Tabela 2:

Para reduzir a complexidade do problema, é possível relacionar essas variáveis por meio de uma expressão linear, e, portanto, o problema de encontrar os dias de tempo reduz-se a um problema de programação linear. Para isso, basta conhecer as correntes de *pick-up*, que devem e serão determinadas antes de aplicar a Equação 10. Nesse caso, as equações dos relés podem ser reescritas de maneira que relaciona o TMS e o t_{ijk} linearmente conforme as Equações 11 e 12 (BERNARDES; ASADA; RAMOS, 2012).

Tabela 2: Curvas IEC

Curvas	α	β
IEC Inversa Padrão	0,02	0,14
IEC Inversa de Tempo Curto	0,04	0,05
IEC Muito Inversa	1	13,5
IEC Extremamente Inversa	2	80
IEC Inversa de Tempo Longo	1	120

Fonte: IEC (1989)

$$t_{ijk} = TMS \times K_{ijk} \quad (11)$$

Sendo:

$$K_{ijk} = \frac{\beta}{\left(\frac{i}{i_{pick-up}}\right)^\alpha - 1} \quad (12)$$

Finalmente, a formulação do problema de ajustes de relés assume a forma descrita pela Equação 13.

$$\min \sum t_{ijk}$$

s.a

$$T_{backup} - T_{primario} \geq ITC \quad (13)$$

$$TMS_{min} \leq TMS \leq TMS_{max}$$

A Figura 4 mostra um exemplo de coordenograma de dois religadores, em que as curvas têm uma parte referente as correntes de *pick-up* de terra, que são de valor definido, e a outra parte de tempo inverso e definidas a partir da Equação 10.

2.5 Religador *NOJA Power OSM*

Será considerado para realização da coordenação, que todos os religadores instalados na rede analisada sejam o Religador *NOJA Power OSM* o OSM/TEL-27-12.5/630-205 que é o que está instalado na prática. A Figura 5 mostra esse religador e a Figura 6 mostra o equipamento instalado em um poste.

Observa-se na Figura 5, tem na frente da imagem o religador em si, e atrás o painel de controle remoto, que pode ser instalado ao solo ou ao poste, os religadores analisados no trabalho estão com controle instalado no poste, e é onde ajusta-se o religador (corrente de *pick up*, escolha de curvas e tempo de religamento).

A seguir é citado alguns dos recursos de proteção que o equipamento possui e serão utilizados para a realização da coordenação entre os equipamentos (POWER, 2021):

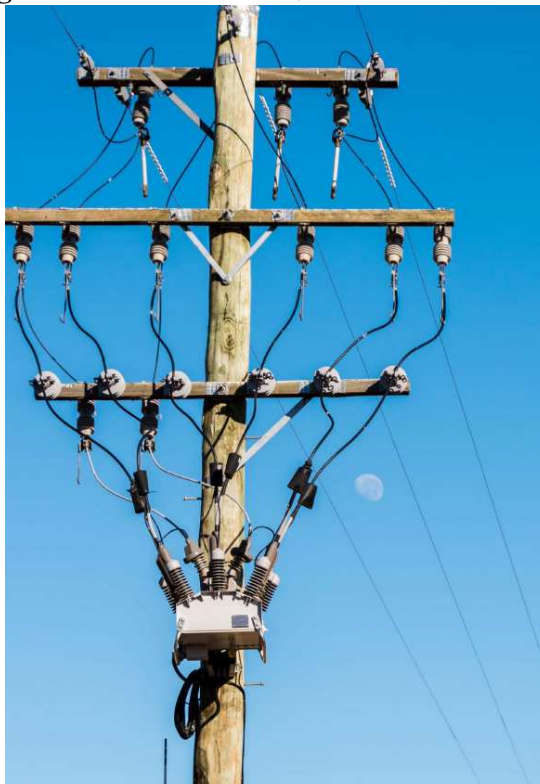
- 4 grupos de proteção - Cada grupo contém ajustes de proteção independentes para cada direção;
- Proteção Direcional de Sobrecorrente e Falta à Terra;
- Proteção de Tempo Inverso:
 - Seleção Independente de Curvas para os Sentidos Direto e Reverso;
 - 4 x IEC255 Curvas;
 - 8 x Curvas ANSI;
 - Curvas Definidas pelo Usuário e;
 - 42 x Curvas Customizadas.
- Proteção de Tempo Definido: 0 - 120 s com resolução de tempo de 0,01 s;
- Elemento Instantâneo de Alta Corrente e;
- Proteção Direcional de Falta Sensível à Terra: intervalo de ajuste de corrente 1-80 A com resolução de ajuste de 0,5 A, tempo definido 0 - 120 s com resolução de tempo de 0,01 s.

Figura 5: Religador Automático *NOJA Power OSM*



Fonte: Power (2021)

Figura 6: Religador Automático *NOJA Power OSM* instalado no poste



Fonte: Power (2021)

Sabemos agora a normativa que regulamenta como deve ser realizado os ajustes e a coorde-

nação dos religadores assim como o tipo do religador instalado na rede, no próximo capítulo será mostrado como foi extraído os dados do BDGD para depois ser construída a rede no *OpenDSS*.

3 REDE ANALISADA

Para a realização do estudo da coordenação da proteção de um sistema real, um alimentador da cidade de Uberlândia – Minas Gerais, foi necessária a obtenção das informações referentes aos parâmetros elétricos e a configuração do circuito a partir do Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD) da concessionária Cemig.

A solicitação do BDGD foi realizada junto a ANEEL a partir do portal Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao cidadão, o e-SIC³. Foi enviado um conjunto de arquivos referentes ao BDGD de todas as concessionárias do Brasil, e extraída a parte referente a Cemig. Junto ao arquivo, contém um pequeno manual de como baixar os arquivos.

O Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório do PRODIST, estabelece o padrão e a estrutura das informações, o formato dos arquivos digitais, os prazos e a forma de envio à ANEEL em relação ao BDGD das distribuidoras. Nele são especificadas as camadas pertencentes ao BDGD, estas, divididas em entidades geográficas conforme Tabela 3 e entidades não geográficas de acordo com a Tabela 4.

As tabelas presentes no Módulo 10 do Prodíst são mostradas em sequência, onde a primeira coluna representa o ID de identificação da camada, a segunda, a sigla e, a terceira o nome da camada em si.

³A plataforma está disponível em <http://www.acessoinformacao.mg.gov.br>

Tabela 3: Entidades geográficas do BDGD

id	Sigla	Nome
22	ARAT	Área e Atuação
23	CONJ	Conjunto
24	PONNOT	Ponto Notável
25	SSDAT	Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão
26	SSDBT	Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
27	SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão
28	SUB	Subestação
38	UNCRAT	Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão
29	UNCRBT	Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão
30	UNCRMT	Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão
39	UCAT	Unidade Consumidora de Alta Tensão
40	UCBT	Unidade Consumidora de Baixa Tensão
41	UCMT	Unidade Consumidora de Média Tensão
42	UGAT	Unidade Geradora de Alta Tensão
43	UGBT	Unidade Geradora de Baixa Tensão
44	UGMT	Unidade Geradora de Média Tensão
31	UNREAT	Unidade Reguladora de Alta Tensão
32	UNREMT	Unidade Reguladora de Média Tensão
33	UNSEAT	Unidade seccionadora de Alta Tensão
34	UNSEBT	Unidade seccionadora de Baixa Tensão
35	UNSEMT	Unidade seccionadora de Média Tensão
36	UNTRD	Unidade Transformadora da Distribuição
37	UNTRS	Unidade Transformadora da Subestação

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016)

Tabela 4: Entidades não geográficas do BDGD

id	Sigla	Nome
3	BE	Balanco de Energia
0	BAR	Barramento
1	BASE	Base
2	BAY	<i>Bay</i>
4	CTAT	Circuito de Alta Tensão
5	CTMT	Circuito de Média Tensão
6	EP	Energia Passante
7	EQCR	Equipamento Compensador de Reativo
8	EQME	Equipamento Medidor
9	EQRE	Equipamento Regulador
10	EQSE	Equipamento Seccionador
11	EQSIAT	Equipamento do Sistema de Aterramento
12	EQTRD	Equipamento Transformador da Distribuição
13	EQTRM	Equipamento Transformador de Medida
14	EQTRS	Equipamento Transformador da Subestação
15	EQTRSX	Equipamento Transformador do Serviço Auxiliar
16	INDGER	Indicadores Gerenciais
18	PNT	Perdas não Técnicas
19	PT	Perdas Técnicas
17	PIP	Ponto de Iluminação Pública
20	RAMLIG	Ramal de Ligação
21	SEGCON	Segmento Condutor

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016)

Foi utilizado o *Software QGIS* para abrir o BDGD e trabalhar os dados levantados acima. Ao abrir o arquivo no *QGIS* aparece a aba mostrada na Figura 7, onde aparece todas as camadas das Tabelas 2 e 3 e o usuário seleciona as camadas que quer mostrar.

Figura 7: Camadas BDGD

Selecionar Camadas Vetoriais para Adicionar...

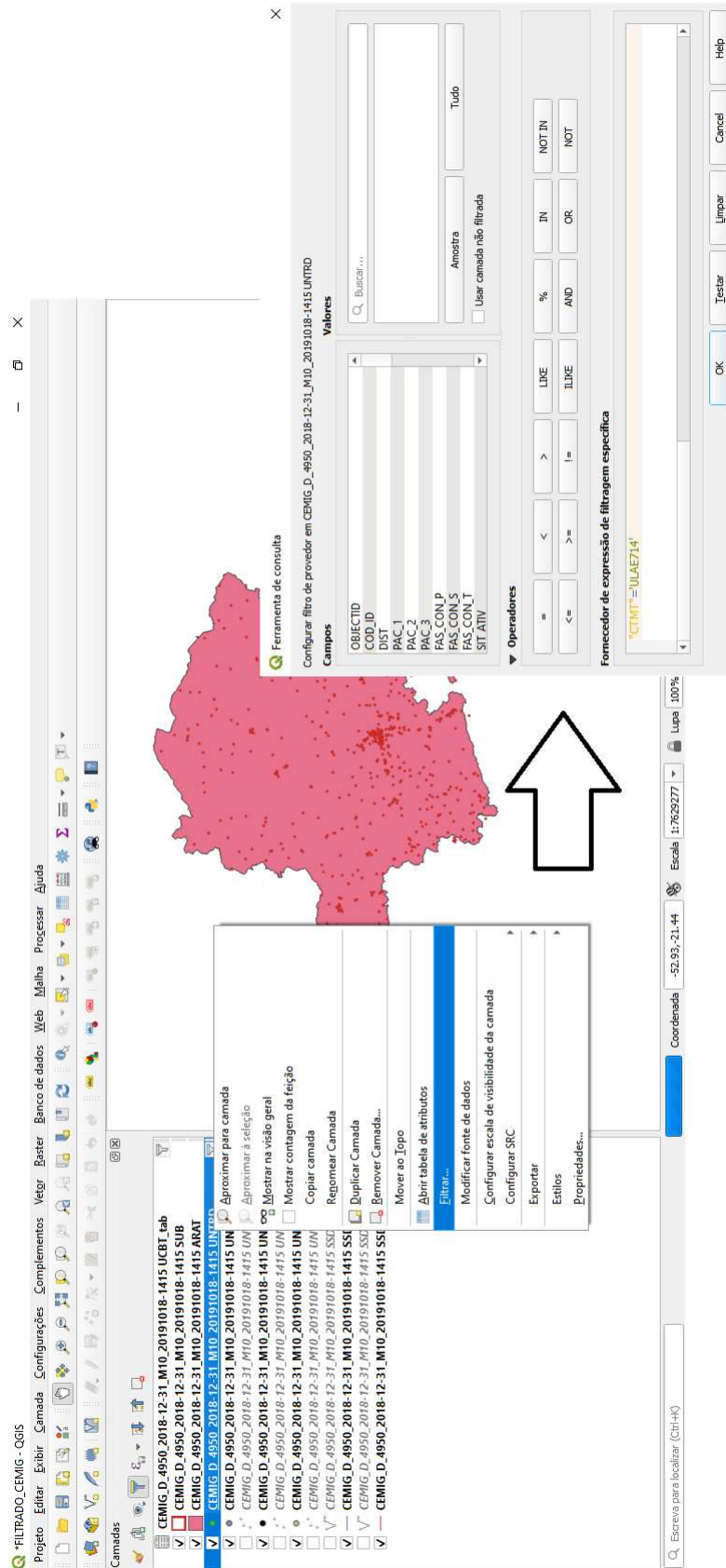
ID da camada	Nome da camada	Número de feições	Tipo de geometria
6	EP	11	None
7	EQCR	2271	None
8	EQME	9153349	None
9	EQRE	7287	None
10	EQSE	564059	None
11	EQSIAT	1065	None
12	EQTRD	884292	None
13	EQTRM	7388	None
14	EQTRS	722	None
15	EQTRSX	390	None
16	INDGER	9288	None
17	PIP	2167628	None
18	PNT	1	None
24	PONNOT	5830108	Point
19	PT	20	None
20	RAMLIG	6676485	None
21	SEGCON	2041	None
25	SSDAT	55102	MultiLineString
26	SSDBT	6616309	MultiLineString
27	SSDMT	4328737	MultiLineString
28	SUB	565	MultiPolygon
39	UCAT_tab	195	None
40	UCBT_tab	8690936	None
41	UCMT_tab	15084	None
42	UGAT_tab	92	None
43	UGBT_tab	0	None
44	UGMT_tab	45	None
29	UNCRAT	30	Point
30	UNCRBT	0	Point
31	UNCRMT	2221	Point
32	UNREAT	20	Point
33	UNREMT	2557	Point
34	UNSEAT	4396	Point
35	UNSEBT	0	Point
36	UNSEMT	304764	Point
37	UNTRD	884292	Point
38	UNTRS	702	Point

OK Selecionar tudo Adicionar camadas a um grupo Cancel

Fonte: O autor

Ao mostrar as camadas aparecerá todos os elementos correspondentes do Estado de Minas Gerais. Não obstante, para isolar a cidade de Uberlândia, uma subestação específica e/ou um alimentador, deve-se aplicar filtros a fim de refinar a busca. A Figura 8 mostra a aplicação do filtro em um dos atributos da camada UNTRD, onde busca mostrar apenas os transformadores do alimentador ULAE714. Assim o atributo CTMT que representa os circuitos de média tensão deve ser igual a ULAE714.

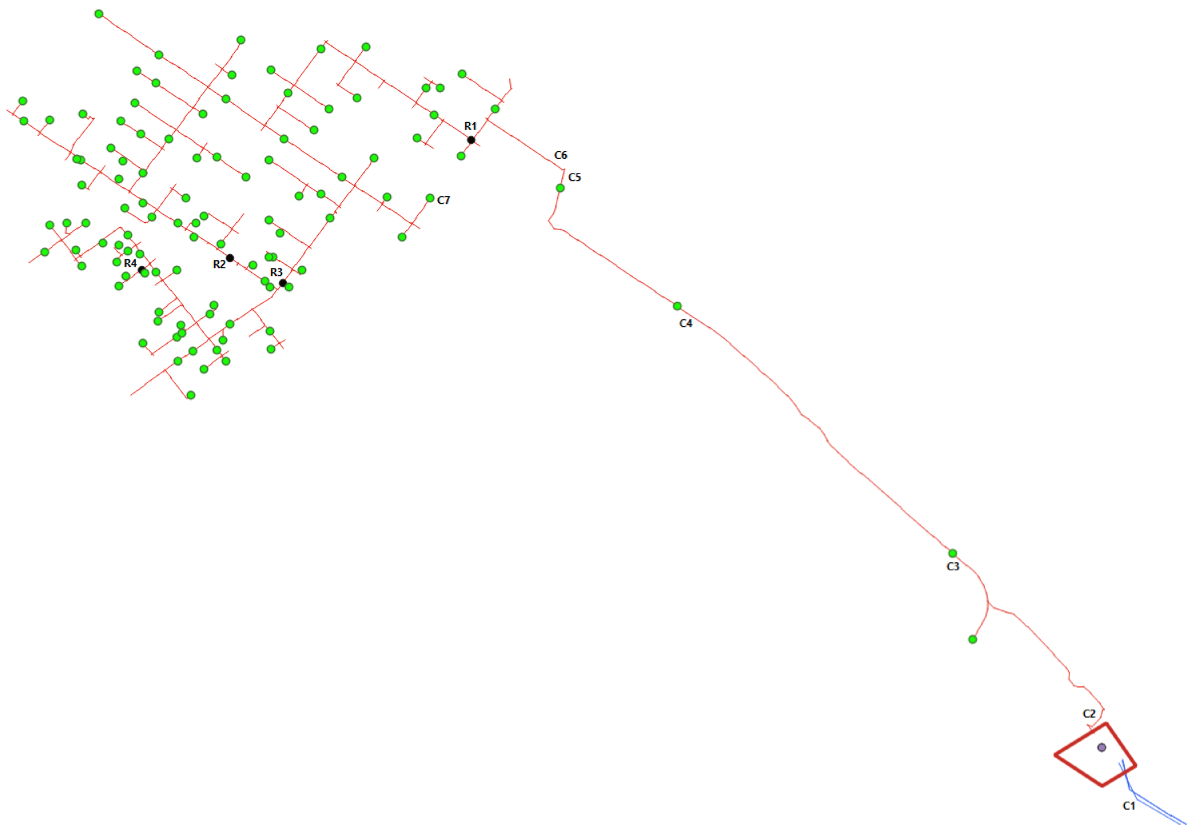
Figura 8: Aplicação de Filtro em uma Camada



Fonte: O autor

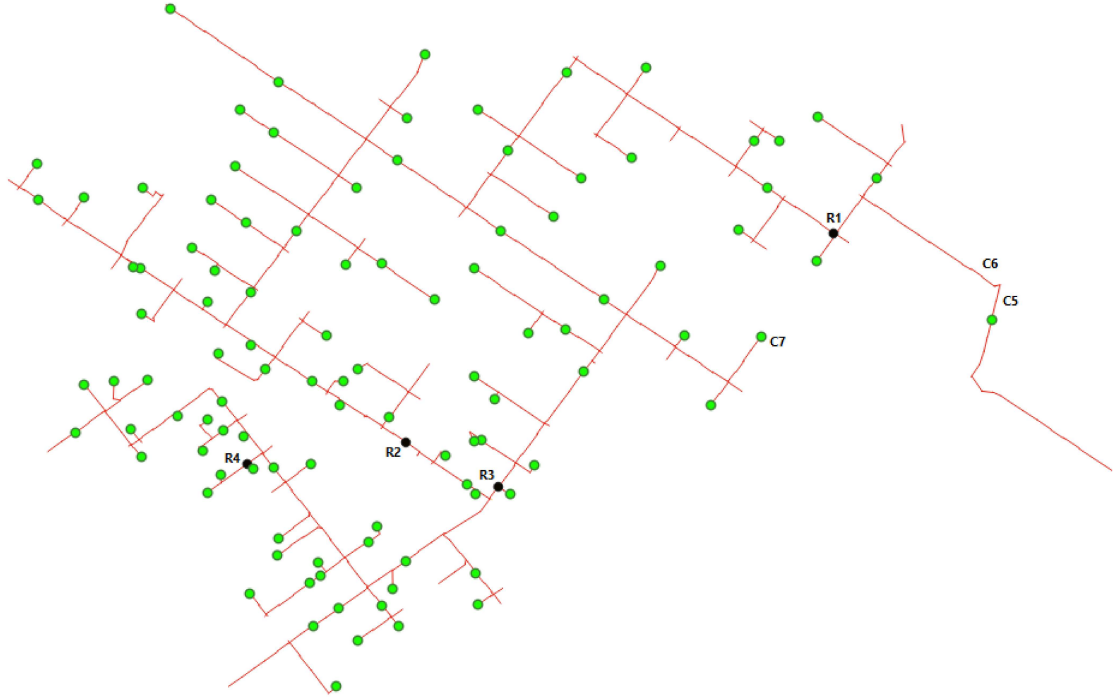
Aplicando o filtro correspondente nas camadas: SSDAT, SUB, UNTRS, SSDMT, UNTRD e UNSEMT, chegamos a rede que será analisada. Trata-se de um alimentador da subestação Uberlândia 7 (ULAE) localizada no Loteamento Gran Ville, em Uberlândia – Minas Gerais. Desta forma, todo o circuito a montante da subestação será considerado como um Equivalente de *Thevenin* e o circuito a jusante é mostrado na Figura 9. Na Figura 10 mostra a identificação dos religadores de distribuição da rede.

Figura 9: Alimentador ULAE714



Fonte: O autor

O Anexo A mostra pontos importantes da rede, tais como o início do alimentador na saída da subestação e o fim dele. Na Figura 9 estão identificados alguns pontos no circuito que foram feitas imagens que estão no Anexo A. Já o Anexo B mostra imagens de religadores da Figura 10 e de suas placas de dados. Essas fotografias foram tiradas via inspeção na rede no dia 25 de maio de 2021. Foi observado que a rede contém dois novos religadores que deve ter cerca de 1 ano e meio de instalação ao analisar o estado de conservação. Diante, esses religadores não serão considerados na análise da coordenação, pois não constavam no BDGD de 2019 (BERNARDES, 2021).

Figura 10: Identificação dos Religadores de Distribuição

Fonte: O autor

A Figura 11 mostra a região via satélite onde a subestação está instalada.

Figura 11: Região do Alimentador

Fonte: Maps (2021)

O alimentador em questão é o ULAE714, que alimenta principalmente o Bairro Custódio Pereira. Observando a Figura 9 observamos que o alimentador se inicia do canto inferior direito, onde as linhas em azul representam os três circuitos em 138 kV que alimentam a Subestação Uberlândia 7 (quadrilátero vermelho na Figura 9). O ponto em roxo representa os três transformadores de 25 MVA (ONAF) aglutinados em um único ponto que transformam a tensão em 13,8 kV, que abastecerá alguns bairros da cidade. Os segmentos em vermelho são o circuito de média tensão do alimentador ULAE714, os pontos em verde são os transformadores de distribuição conectados nesta rede, e os pontos pretos os religadores de distribuição. Que são respectivamente os elementos: SSDAT, SUB, UNTRS, SSDMT, UNTRD e UNSEMT, presentes na Tabela 3.

As simulações dos níveis de curto circuito e do fluxo de potência serão realizadas utilizando o *software OpenDSS*, e para construir a rede foram retiradas informações das camadas do BDGD. Estas foram:

- SEGCON, que informa sobre os cabos condutores da rede analisada, tais como resistência ($R1$) e impedância ($X1$) de sequência positiva, a corrente nominal e a corrente máxima (C_{MAX}) do condutor, além do tipo de bitola e isolamento do condutor. A Tabela 5 mostra os parâmetros dos tipos de condutores (COD_ID) existentes na rede analisada, e que serão utilizados nos próximos tópicos;

Tabela 5: SEGCON

COD_ID	$R1$ (Ω/km)	$X1$ (Ω/km)	C_{MAX} (A)
CAB102_3_3	1,6118	0,662533	195
CAB103_3_3	1,0145	0,628433	261,3
CAB104_3_3	0,6375	0,515267	353,6
CAB107_3_3	0,3184	0,537167	552,5
CAB108_3_3	0,2006	0,7049	748,8
CAB401_3_3	0,9282	0,26033	176,8
CAB404_3_3	0,2078	0,235	487,5
CAB611_3_3	0,1004	0,200167	594,1
CAB902_4_3	0,822	0,243333	227,5
CAB907_4_3	0,211	0,176667	501,8
CABA06_3_3	0,7394	0,508	297,7
CABA08_3_3	0,2469	0,435	592,8

Fonte: ANEEL (2018)

Outro atributo muito importante do SEGCON para a identificação e a análise da rede é o GEOM_CAB, que se refere a geometria do cabo condutor e, portanto, da rede. Esse atributo

tem uma identificação a partir da Tabela TCABOGEOM presente no Anexo 2 do Módulo 10. Os condutores citados na Tabela 5 são pertencentes a Rede Aérea Horizontal ou Multiplex, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6: Geometria dos Cabos

<i>COD_ID</i>	<i>GEOM_CAB</i>
CAB102_3_3	Aérea Horizontal
CAB103_3_3	Aérea Horizontal
CAB104_3_3	Aérea Horizontal
CAB107_3_3	Aérea Horizontal
CAB108_3_3	Aérea Horizontal
CAB401_3_3	Aérea Horizontal
CAB404_3_3	Aérea Horizontal
CAB611_3_3	Aérea Horizontal
CAB902_4_3	Multiplex
CAB907_4_3	Multiplex
CABA06_3_3	Aérea Horizontal
CABA08_3_3	Aérea Horizontal

Fonte: ANEEL (2018)

- SSDMT que são as linhas em si do circuito, e tem a informação dos comprimentos dos condutores (*COMP*), que combinados com os atributos presentes na Tabela 5 são definidos a resistência e reatância total dos segmentos condutores. A Tabela 3 mostra alguns exemplos;

Tabela 7: SSDMT

<i>COD_ID</i>	<i>CTMT</i>	<i>TIP_CND</i>	<i>COMP(m)</i>
681832	ULAE714	CAB107_3_3	33,58
682847	ULAE714	CAB103_3_3	5,83
684982	ULAE714	CABA08_3_3	28
686718	ULAE714	CAB102_3_3	18,59

Fonte: ANEEL (2018)

- UNTRD que se refere aos transformadores de distribuição da rede (*COD_ID*) e suas respectivas potências nominais (*POT_NOM*), perdas totais (*PERD_TOTAIS*) e perdas a vazio (*PERD_FERRO*). A Tabela 3 mostra alguns dos transformadores e os atributos principais utilizados.

Tabela 8: UNTRD

<i>COD_ID</i>	<i>POT_NOM(kVA)</i>	<i>PERD_FERRO(W)</i>	<i>PERD_TOTAIS(W)</i>
420410	75	255	1005
420235	30	130	500
420158	45	170	685
420690	112,5	335	1370

Fonte: ANEEL (2018)

4 SIMULAÇÃO VIA OPENDSS

A construção do código que simulará a rede descrita no tópico anterior (Figura 9) é iniciada com a tensão base de 14,49 kV, que representa 1,05 da tensão nominal do circuito (13,8 kV) e o transformador está em seu *tap* superior. Essa alternativa é utilizada como um dos recursos para garantir que todas as tensões no circuito estejam na faixa adequada de acordo o Módulo 10 do PRODIST. Os outros parâmetros são: qual a tensão no ponto em pu, o ângulo inicial da tensão, a quantidade de fases do circuito e a frequência. A barra: barra001 representa a barra da subestação, ou seja, o início da rede em questão, em que essa parte é mostrada na Figura 12.

Figura 12: Código OpenDSS - Equivalente de Thévenin

```
New circuit.TCC bus1=barra001 basekv=14.49 pu=1.00 angle=0.0 phases=3.0 frequency=60
```

Fonte: O Autor

Logo em seguida são definidos os *linecode*, que é uma opção dentro do *OpenDSS*, que define as informações elétricas de uma linha: número de fases, frequência, resistência e reatância de sequência positiva e a capacitância de sequência positiva e zero. Todas essas informações por unidade de medida. E assim, uma linha em que for criada no código, não é necessário que sejam preenchidas as características elétricas, bastando apenas chamar a função em si. Essas informações são retiradas da camada SEGCON do BDGD. Alguns *linecode* são mostrados na Figura 13.

Figura 13: Código OpenDSS - *linecode*

```
New linecode.CAB907_4_3 nphases=3.0 basefreq=60.0 units=km
~ r1=0.211 x1=0.176666667 !ohm/km
~ c1=0.0 c0=0.0 !nF/km

New linecode.CAB611_3_3 nphases=3.0 basefreq=60.0 units=km
~ r1=0.1004 x1=0.20016666667 !ohm/km
~ c1=0.0 c0=0.0 !nF/km

New linecode.CABA08_3_3 nphases=3.0 basefreq=60.0 units=km
~ r1=0.2469 x1=0.435 !ohm/km
~ c1=0.0 c0=0.0 !nF/km

New linecode.CABA06_3_3 nphases=3.0 basefreq=60.0 units=km
~ r1=0.7394 x1=0.508 !ohm/km
~ c1=0.0 c0=0.0 !nF/km

New linecode.CAB108_3_3 nphases=3.0 basefreq=60.0 units=km
~ r1=0.2006 x1=0.7049 !ohm/km
~ c1=0.0 c0=0.0 !nF/km
```

Fonte: O Autor

Na Figura 13 observa-se que as capacitâncias estão zeradas, pois em linhas de distribuição as capacitâncias possuem valores pequenos e não serão consideradas na simulação.

Logo em seguida são determinadas todas as linhas de distribuição que compõe a rede de média tensão. É definido cada segmento a partir das barras em que a linha está conectada, o número de fases, o comprimento da linha e então, chama-se o *linecode* com os parâmetros

elétricos da linha. Essas características são retiradas da camada SSDMT do BDGD. Algumas linhas podem ser observadas na Figura 14.

Figura 14: Código OpenDSS - Linhas da rede de distribuição

```
!Segmento 1_2
New line.Linha_001_002 phases=3.0 bus1=barra001 bus2=barra002 length= 0.038 units=km linecode=CAB907_4_3

!Segmento 2_3
New line.Linha_002_003 phases=3.0 bus1=barra002 bus2=barra003 length= 0.09425 units=km linecode=CAB611_3_3

!Segmento 3_4
New line.Linha_003_004 phases=3.0 bus1=barra003 bus2=barra004 length= 0.589 units=km linecode=CABA08_3_3

!Segmento 4_5
New line.Linha_004_005 phases=3.0 bus1=barra004 bus2=barra005 length= 0.15153 units=km linecode=CABA06_3_3

!Segmento 4_6
New line.Linha_004_006 phases=3.0 bus1=barra004 bus2=barra006 length= 0.220 units=km linecode=CABA08_3_3

!Segmento 6_7
New line.Linha_006_007 phases=3.0 bus1=barra006 bus2=barra007 length= 1.31715 units=km linecode=CABA08_3_3
```

Fonte: O Autor

O próximo campo do código determina-se todos os transformadores pertencentes ao circuito, localizados nos pontos verdes da Figura 9. São no total 107 transformadores, sendo estes:

- 9 transformadores de 30 kVA conectados nas barras: 005, 006, 007, 029, 042, 076, 080, 088 e 147;
- 25 transformadores de 45 kVA conectados nas barras: 008, 015, 022, 030, 031, 033, 040, 043, 045, 064, 070, 073, 089, 095, 107, 109, 111, 112, 114, 131, 141, 156, 157, 171 e 174;
- 46 transformadores de 75 kVA conectados nas barras: 010, 013, 018, 019, 021, 024, 026, 027, 035, 047, 048, 049, 053, 062, 063, 069, 072, 074, 079, 081, 082, 084, 086, 097, 099, 103, 115, 118, 123, 129, 133, 140, 148, 149, 150, 154, 158, 160, 162, 163, 164, 166, 167, 168, 170 e 172;
- 1 transformador de 90 kVA conectado na barra 175;
- 6 transformadores de 112,5 kVA conectados nas barras: 052, 055, 056, 057, 101 e 138;
- 7 transformadores de 150 kVA conectados nas barras: 036, 066, 068, 094, 128, 132 e 143;
- 2 transformadores de 225 kVA conectados nas barras: 077 e 124;
- 5 transformadores de 300 kVA conectados nas barras: 038, 117, 135, 145 e 153;
- 1 transformador de 412,5 kVA conectado na barra 120;

- 2 transformadores de 500 kVA conectados nas barras 102 e 105;
- 1 transformador de 600 kVA conectado na barra 126;
- 1 transformador de 1245 kVA conectado na barra 092 e;
- 1 transformador de 5000 kVA conectado na barra 059.

A partir da camada UNTRD do BDGD que informa os dados das perdas totais e das perdas a vazio de cada transformador foram determinados os parâmetros *loadloss* e *noloadloss*, que correspondem as perdas com carga e sem carga, em percentual. Para a realização da simulação, esses valores foram encontrados ao dividir as perdas em *watts* pela potência nominal dos transformadores e multiplicando por 100 para encontrar a porcentagem, como mostra a Equação 14 e a Equação 15

$$noloadloss = \frac{Perdas_{Vazio}}{Pot_{Nominal}} \times 100 \quad (14)$$

$$loadloss = \frac{Perdas_{Totais}}{Pot_{Nominal}} \times 100 \quad (15)$$

Desta forma, calculando os parâmetros: *loadloss* e *noloadloss* pela Equação 14 e a Equação 15 encontramos os valores mostrados na Tabela 9.

Tabela 9: Perdas com carga e sem carga dos transformadores

Potência Nominal (kVA)	Perdas a Vazio (kW)	Perdas Totais (kW)	<i>noloadloss</i>	<i>loadloss</i>
30	130	500	0,4333	1,6667
45	170	685	0,3777	1,5222
75	255	1005	0,34	1,34
90	335	1370	0,3722	1,5222
112,5	335	1370	0,3722	1,5222
150	420	1690	0,28	1,1267
225	560	2385	0,2489	1,06
300	700	2970	0,2333	0,99
412,5	1300	5100	0,3155	1,2378
500	1300	5100	0,26	1,02
600	1700	8300	0,2833	1,3833
1245	420	1690	0,0337	0,1357
5000	1300	5100	0,026	0,102

Fonte: O Autor

Todos os transformadores possuem dois enrolamentos, cada um conectado a uma barra do sistema, e são ligados em delta no primário e estrela no secundário. Com isso a única informação que falta para o preenchimento dos dados no *OpenDSS* é a impedância percentual do

transformador visto do primário (XHL). Essa informação foi retirada dos catálogos da fabricante WEG. Para transformadores com potência inferior a 300 kVA, o XHL é igual a 3,5, para os transformadores de 300 kVA até 500 kVA, o XHL é igual a 4,5 e para valores superiores a 500 kVA, o XHL vai ser igual a 5. (WEG, 2021).

Com essas informações são colocados todos os 107 transformadores na simulação. A Figura 15 mostra alguns dos transformadores e como são atribuídos os parâmetros mencionados anteriormente.

Figura 15: Código OpenDSS - Transformadores

```
New transformer.TRAFOD_006 xhl=3.5 windings= 2.0 %loadloss=0.43333 %noloadloss=1.66667
~ wdg=1 bus=barra080 kv=13.8 kva=30.0 conn=delta
~ wdg =2 bus=barra181 kv=0.22 kva=30.0 conn=wye

New transformer.TRAFOD_007 xhl=3.5 windings= 2.0 %loadloss=0.43333 %noloadloss=1.66667
~ wdg=1 bus=barra088 kv=13.8 kva=30.0 conn=delta
~ wdg =2 bus=barra182 kv=0.22 kva=30.0 conn=wye

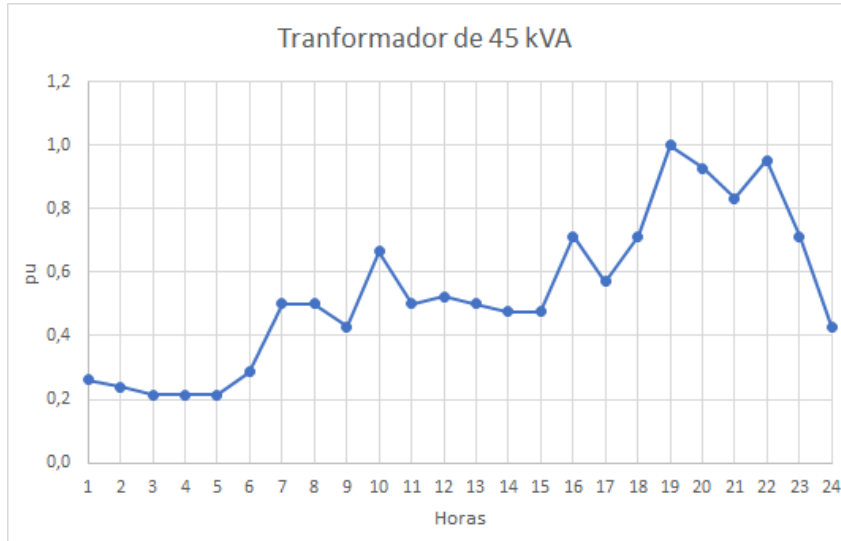
New transformer.TRAFOD_008 xhl=3.5 windings= 2.0 %loadloss=0.43333 %noloadloss=1.66667
~ wdg=1 bus=barra147 kv=13.8 kva=30.0 conn=delta
~ wdg =2 bus=barra183 kv=0.22 kva=30.0 conn=wye

New transformer.TRAFOD_009 xhl=3.5 windings= 2.0 %loadloss=0.377778 %noloadloss=1.522222
~ wdg=1 bus=barra008 kv=13.8 kva=45.0 conn=delta
~ wdg =2 bus=barra184 kv=0.22 kva=45.0 conn=wye

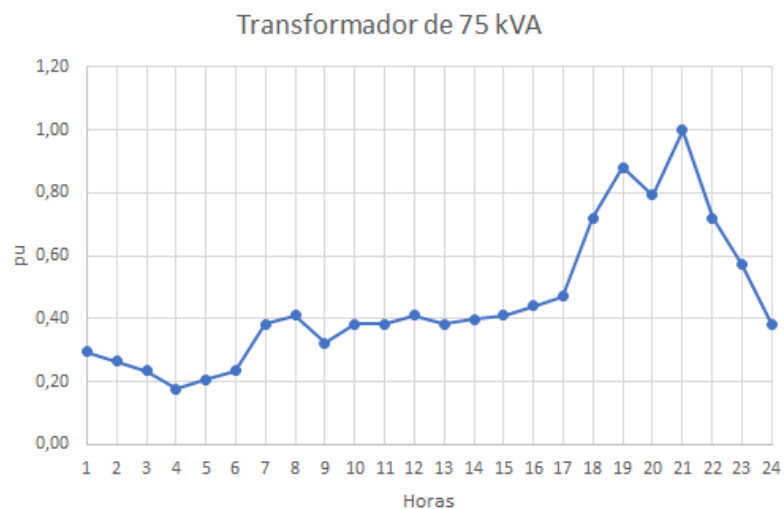
New transformer.TRAFOD_010 xhl=3.5 windings= 2.0 %loadloss=0.377778 %noloadloss=1.522222
~ wdg=1 bus=barra015 kv=13.8 kva=45.0 conn=delta
~ wdg =2 bus=barra185 kv=0.22 kva=45.0 conn=wye
```

Fonte: O Autor

O próximo passo é definir as cargas do sistema. Estas serão conectadas no secundário dos transformadores. Como não é de conhecimento qual a potência das cargas e nem o perfil de carga dos consumidores, será utilizado perfis típicos encontrados na literatura. A Figura 16 e a Figura 17 mostram os perfis que serão utilizados para os transformadores de 45 kVA e 75 kVA respectivamente, que são a maioria dos transformadores que compõem a rede analisada.

Figura 16: Curva Estimada de um transformador de 45 kVA em um dia útil

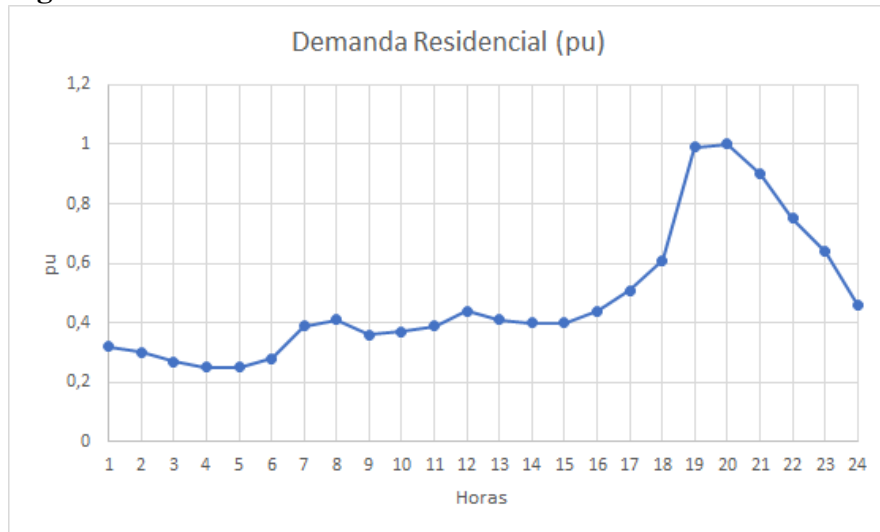
Fonte: Adaptado de Feltrin (2016)

Figura 17: Curva Estimada de um transformador de 75 kVA em um dia útil

Fonte: Adaptado de Feltrin (2016)

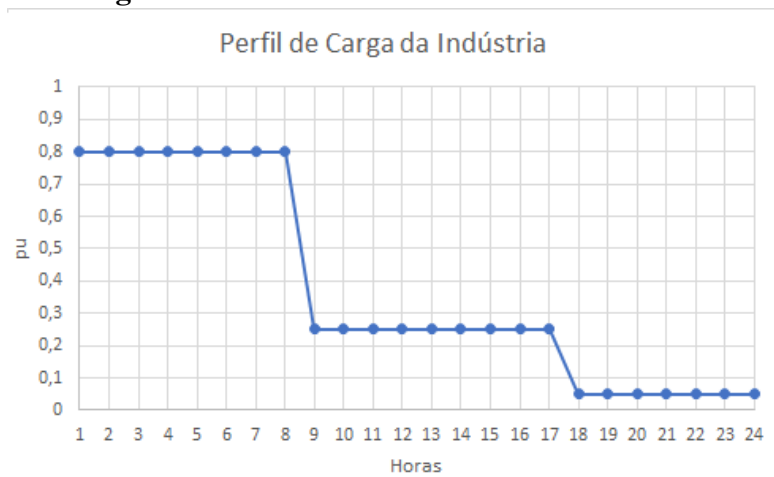
Para os demais transformadores (30 kVA, 90 kVA, 112,5 kVA, 150 kVA, 225 kVA, 300 kVA, 412,5 kVA, 500 kVA e 600 kVA) será utilizado o perfil mostrado na Figura 18, com exceção do transformador de 1245 kVA e 5000 kVA que serão considerados como indústrias que trabalham com um carregamento de 80% durante a madrugada, 25% durante o dia e 5% na parte da noite, que é o horário de ponta de toda a rede, esse perfil é mostrado na Figura 19.

Figura 18: Curva Estimada de um transformador em um dia útil



Fonte: Adaptado de Feltrin (2016)

Figura 19: Curva estimada de uma indústria



Fonte: Adaptado de Feltrin (2016)

Desta forma, é preciso carregar as informações da Figura 16, Figura 17, Figura 18 e Figura 19 no *OpenDSS*. Para tal é utilizado o comando *LoadShape* que contém as potências em pu em cada uma das 24 horas do dia. A Figura 20 mostra os três *LoadShape* mencionados e utilizados na simulação no *OpenDSS*.

Figura 20: Código OpenDSS - *LoadShape*

```
//LoadShapes
//Transformador de 45 kVA
New LoadShape.trafo_P45 npts=24.0 interval=1.0
~ mult={0.26 0.24 0.21 0.21 0.21 0.29 0.50 0.50 0.43 0.67 0.50 0.52 0.50 0.48 0.48 0.71 0.57 0.71 1.00 0.93 0.83 0.95 0.71 0.43}

//Transformador de 75 kVA
New LoadShape.trafo_P75 npts=24.0 interval=1.0
~ mult={0.29 0.26 0.24 0.18 0.21 0.24 0.38 0.41 0.32 0.38 0.38 0.41 0.38 0.40 0.41 0.44 0.47 0.72 0.88 0.79 1.00 0.72 0.57 0.38}

//Outros Transformadores
New LoadShape.perfil npts=24.0 interval=1.0
~ mult={0.32 0.3 0.27 0.25 0.25 0.28 0.39 0.41 0.36 0.37 0.39 0.44 0.41 0.40 0.40 0.44 0.51 0.61 0.99 1.00 0.90 0.75 0.64 0.46}

//Industria
New LoadShape.industria npts=24.0 interval=1.0
~ mult={0.80 0.80 0.80 0.80 0.80 0.80 0.80 0.80 0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05}
```

Fonte: O Autor

E, finalmente, são definidas as cargas do sistema, e estas estarão conectadas nas barras dos secundários dos transformadores. Além disso, possuem fator de potência de 0,92, que é o valor mínimo para o fator de potência determinado por norma, e tem o perfil de carga determinados pelo *loadshape* determinados anteriormente a partir do comando *daily*, além de serem cargas de potência constante (*model=1*). Algumas cargas são mostradas na Figura 21.

Figura 21: Código OpenDSS - Cargas

```
New load.carga_025 phases=3.0 model=1 bus=barra281 kv=0.22 kw=41.40 kvar=17.64 conn=wye daily=trafo_P45
New load.carga_026 phases=3.0 model=1 bus=barra208 kv=0.22 kw=69.00 kvar=29.39 conn=wye daily=trafo_P75

New load.carga_105 phases=3.0 model=1 bus=barra276 kv=0.22 kw= 552.00 kvar=235.15 conn=wye daily=perfil
New load.carga_106 phases=3.0 model=1 bus=barra277 kv=0.22 kw= 1150.00 kvar=489.90 conn=wye daily=industria
```

Fonte: O Autor

Após realizar a primeira simulação foi feita uma varredura nos níveis de tensão das barras de toda a rede e foi verificado que algumas tensões nos horários de ponta estavam fora da faixa adequada determinada pela Tabela 3 do Anexo I do Módulo 8 do PRODIST apresentado na Figura 22.

Figura 22: Tabela 3 do Anexo I do Módulo 8 do PRODIST

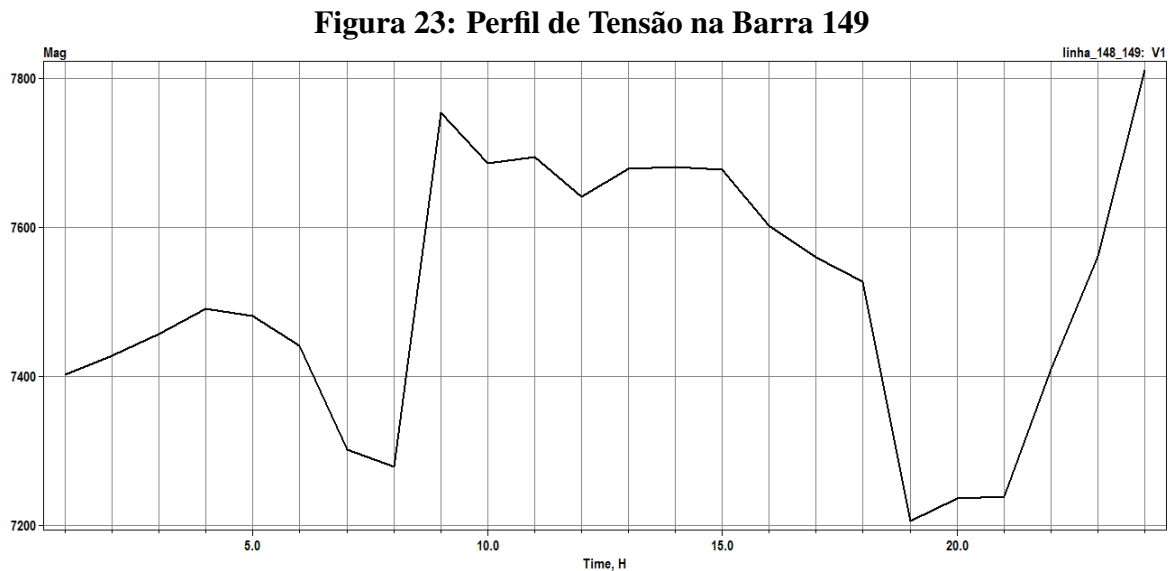
Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2018)

Nela é possível observar que para essa classe de tensão (13,8 kV) os valores de tensão não devem ser inferiores a 12,834 kV e superiores a 14,49 kV para tensões de fase ou 7,4097 kV e 8,3658 kV, respectivamente, para tensões de fase.

Ao simular a rede montada de acordo os passos anteriores foi encontrado o perfil de tensão na barra 149 mostrado na Figura 23.



Fonte: O Autor

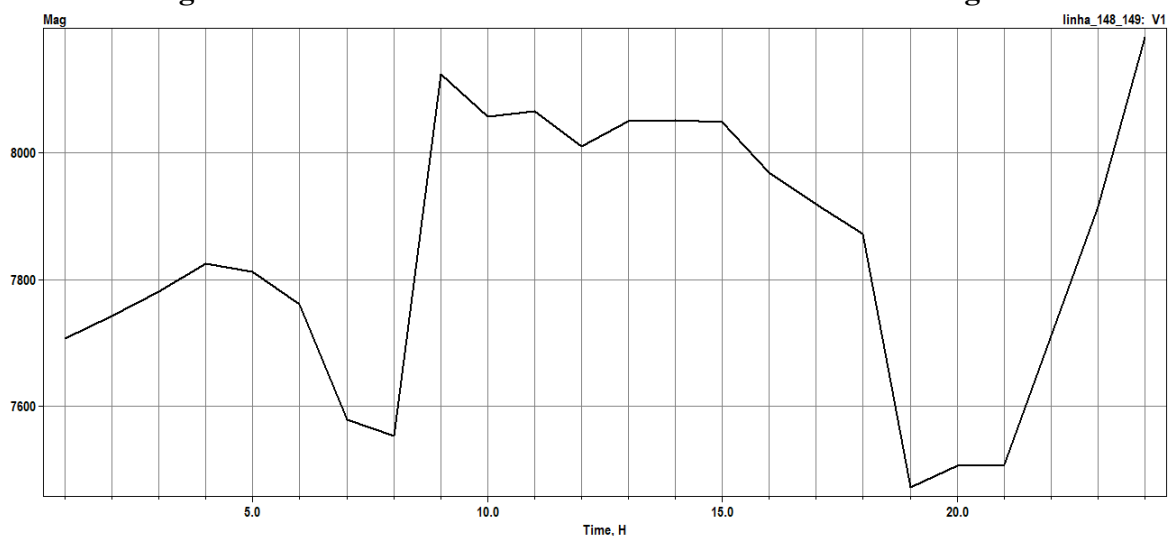
Observa-se que há tensões que estão fora da faixa adequada pela Figura 22, então faz-se necessário a adequação da tensão antes de realizar os ajustes e coordenação dos religadores. O método utilizado será com a utilização de banco de capacitores *shunt* para a elevação do nível de tensão. De acordo a Norma ND 3.1 - Projeto de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas da Cemig (CEMIG, 2014) que determina que os bancos podem ter 150, 300 e 600 kVAr e devem respeitar um distanciamento mínimo de 1,5 km entre eles. Ao realizar os testes, colocando os bancos em pontos críticos e respeitando a norma, obteve-se que a correção da tensão na rede pode ser realizada ao colocar 5 bancos de 600 kVAr nas barras: 034, 058, 090, 136 e 155. A Figura 24 mostra o código desses bancos.

Figura 24: Código dos Bancos de Capacitores instalados na rede analisada

```
//banco de capacitores  
  
new load.capacitor1 phases=3 model=1 bus=barra034 kvar=-600  
new load.capacitor2 phases=3 model=1 bus=barra058 kvar=-600  
new load.capacitor3 phases=3 model=1 bus=barra136 kvar=-600  
new load.capacitor4 phases=3 model=1 bus=barra090 kvar=-600  
new load.capacitor5 phases=3 model=1 bus=barra155 kvar=-600
```

Fonte: O Autor

Ao realizar uma nova simulação, agora com os bancos instalados obtém-se um novo perfil de tensão na barra 149 mostrado na Figura 25. Percebe-se que todas as tensões estão agora na faixa adequada.

Figura 25: Perfil de Tensão na Barra 149 com a tensão corrigida

Fonte: O Autor

Com a rede definida no *OpenDSS*, será realizada a simulação da rede em regime normal de funcionamento e das correntes de curto circuito trifásico, bifásico e monofásico em todas as barras.

4.1 Simulação das Correntes de Curto-Circuito

Com o código escrito para todos os elementos da rede foi realizada a simulação das faltas em todas as barras do sistema buscando os menores valores de corrente de curto-circuito, as barras encontradas foram mantidas no código e são mostradas na Figura 26.

Figura 26: Cálculo das correntes de curto-circuito na rede analisada

```

// FALTAS NA ZONA1
!new fault.monofasica_Barra013 phases=1 bus1=barra013.1
!new fault.Bifasica_Barra013 phases=2 bus1=barra013.1.2
!new fault.trifasica_Barra001 phases=3 bus1=barra001.1.2.3
!new fault.monofasica_Barra001 phases=1 bus1=barra001.1

// FALTAS NA ZONA2
!new fault.monofasica_Barra149 phases=1 bus1=barra149.1
!new fault.Bifasica_Barra149 phases=2 bus1=barra149.1.2

// FALTAS NA ZONA3
!new fault.monofasica_Barra120 phases=1 bus1=barra120.1
!new fault.Bifasica_Barra120 phases=2 bus1=barra120.1.2

// FALTAS NA ZONA4
!new fault.monofasica_Barra115 phases=1 bus1=barra115.1
!new fault.Bifasica_Barra115 phases=2 bus1=barra115.1.2

// FALTAS NA ZONA5
!new fault.monofasica_Barra095 phases=1 bus1=barra095.1
!new fault.Bifasica_Barra095 phases=2 bus1=barra095.1.2

```

Fonte: O Autor

Os valores encontrados na aplicação dessas faltas são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10: Correntes de Curto-Circuito utilizadas no trabalho

Barra	Curto-Circuito monofásico (A)	Curto-Circuito bifásico (A)	Curto-Circuito Trifásico (A)
001	83608,6	-	79670,9
013	4403,99	4054,89	-
016	4805,57	-	4694,76
095	2406,78	2081,43	-
115	2136,01	1802,1	-
120	2909,2	2619,05	-
149	1998,1	1673,52	-

Fonte: O Autor

Observou-se pela Tabela 10 que as correntes de curto-circuito monofásicas são superiores aos valores das faltas bifásicas e trifásicas, não era algo esperado (geralmente as faltas monofásicas são menores que a trifásica e bifásica), mas foram os resultados obtidos na simulação, provavelmente devido a falta do dado referente ao equivalente do circuito a montante da subestação (onde inicia a rede analisada) e assim o *OpenDSS* utiliza os valores *default* (já carregados no *software*) para a simulação.

Os valores encontrados serão utilizados no próximo tópico do trabalho para a realização dos ajustes (corrente de *pick-up*) dos religadores, e, posteriormente, a coordenação entre estes (múltiplo de tempo).

5 AJUSTES DE $I_{pick-up}$ DOS RELIGADORES

5.1 Religador da Subestação

Este religador está localizado na Barra 001, na saída do alimentador, e funciona como proteção principal e única para a rede entre as barras 001 e 015, representando a Zona de proteção 1⁴, e proteção de retaguarda para o restante da rede, compreendida entre as barras 016 e 175. A seguir é mostrado como é calculada cada corrente de ajuste ($I_{pick-up}$) seguindo a norma ND 4.15, que está comentada no tópico de referencial teórico.

5.1.1 *Pick-up* de Fase

Para o cálculo dessa corrente de ajuste é necessária a corrente de curto-circuito bifásico mínimo da zona analisada. Ao simular uma falta bifásica em cada barra de maneira isolada, encontrou-se o menor valor de corrente de curto-circuito igual a 4054,89 A. Esse valor foi encontrado ao simular uma falta bifásica na Barra 013.

Outro parâmetro necessário é conhecer qual é a corrente admissível no cabo onde o religador está instalado. Na saída do Religador da Subestação (SE) há o condutor CAB907_4_3, e olhando a Tabela 5, observamos que a corrente admissível a ser considerada é de 501,8 A.

Substituindo nas Equações 1 e 2, obtemos:

$$501,8 \geq I_{pick-up \text{ de fase } R_{SE}} < \frac{4054,89}{1,2} \quad (16)$$

Calculando o termo a direita na inequação:

$$501,8 \geq I_{pick-up \text{ de fase } R_{SE}} < 3379,075 \quad (17)$$

Observamos que a corrente de ajuste do *pick-up* de fase do religador da subestação deve ser menor que 501,8 A e menor que 3379,075 A, desta maneira, a corrente de ajuste estará limitada apenas a corrente admissível do cabo na Zona 1 deste sistema. Portanto:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R_{SE}} \leq 501,8 \text{ A} \quad (18)$$

Será escolhido o valor de 500 A para o ajuste de *pick-up* de fase ($I_{pick-up \text{ de fase } R_{SE}}$) do religador.

⁴A zonas de proteção são mostradas no Anexo C.

5.1.2 Curvas de Proteção

Curvas Lentas: IEC muito inversa (dial 0,1 s);

Curvas Rápidas: IEC inversa (dial 0,01 s).

5.1.3 *Pick-up* de terra

Tem que respeitar as condições citadas anteriormente (item C de subseção 2.3.1).

I - No máximo 30% da corrente de *pick-up* de fase, $I_{pick-up\ de\ fase\ R_{SE}}$. Assim:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R_{SE}} \leq 0,3 \times I_{pick-up\ de\ fase\ R_{SE}} \quad (19)$$

Substituindo:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R_{SE}} \leq 0,3 \times 500 \quad (20)$$

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R_{SE}} \leq 150A \quad (21)$$

II - Respeitar as condições impostas pela Inequação 3.

O menor valor da corrente de curto circuito monofásico também está localizado na Barra 013 e é igual a 4403,99 A.

Substituindo na Inequação 4, obtemos:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R_{SE}} < \left(\frac{4403,99}{1,2} \right) \quad (22)$$

Calculando, obtemos:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R_{SE}} < 3669,99 \quad (23)$$

Desta forma a corrente de ajuste de terra $I_{pick-up\ de\ neutro\ R_{SE}}$ está limitada a:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R_{SE}} \leq 150 \text{ A} \quad (24)$$

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R_{SE}} < 3669,99 \text{ A} \quad (25)$$

Porém, de acordo a ND 4.15 (CEMIG, 2017), esse ajuste está limitado a 60 A. Portanto o valor de ajuste da corrente de *pick-up* de terra ($I_{pick-up \text{ de neutro } R_{SE}}$) escolhido é igual a 60 A.

5.1.4 Ajustes das Unidades Instantâneas

A unidade de sobrecorrente instantânea deve ser ajustada para 60% dos valores de curto-circuito monofásico ($I_{CC_FT_Barra001}$) e trifásico ($I_{CC_FFF_Barra001}$) na barra da subestação. Ao realizar a simulação das faltas na barra da subestação, a Barra 001, encontraram-se os valores de correntes de curto circuito:

$$I_{CC_FT_Barra001} = 83608,6 \text{ A} \quad (26)$$

$$I_{CC_FFF_Barra001} = 79670,9 \text{ A} \quad (27)$$

Que são valores bem acima dos esperados e, portanto, não serão utilizados para o ajuste da unidade instantânea. A segunda condição diz que estes podem ser ajustados em 20% acima da corrente de curto-circuito trifásico e monofásico no local da primeira proteção a jusante, ou seja, na Barra 016. Simulando os curtos nessa barra, obtém-se:

$$I_{CC_FT_Barra016} = 4805,57 \text{ A} \quad (28)$$

$$I_{CC_FT_Barra016} = 4694,76 \text{ A} \quad (29)$$

Desta forma, os valores de ajustes serão:

Para o ajuste monofásico da unidade instantânea:

$$1,2 \times 4805,57 = 5766,684 \text{ A} \quad (30)$$

Para o ajuste trifásico da unidade instantânea:

$$1,2 \times 4694,76 = 5633,712 \text{ A} \quad (31)$$

5.1.5 Ajuste do Religamento Automático

10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo, como a norma diz.

5.1.6 Ajustes do Tempo de Restabelecimento

Será seguido a filosofia Europeia que é descrita no item G da seção 2.3.1 do referencial teórico.

5.2 Religador de Distribuição 1

Este religador está localizado na Barra 016 e funciona como proteção principal para a rede entre as barras 016 até a 057 e 122 até 175, representando a Zona de proteção 2, e proteção de retaguarda para o restante da rede a jusante, compreendida entre as barras 058 e 121. A seguir é mostrado como é calculado cada corrente de ajuste (*pick-up*) seguindo a norma ND 4.15 que está citada no tópico de referencial teórico.

5.2.1 Ajuste *Pick-up* de fase

Sabe-se que: a máxima corrente de carga e a máxima corrente em transferência de carga são respectivamente iguais a 394,1 A e 0 A; o mínimo valor de corrente de curto circuito bifásica é igual a 1673,52 A, localizado na Barra 149 e; a corrente admissível no cabo onde o religador de Distribuição 1 (R1) está ligado (CABA08_3_3) é de 592,8 A (Tabela 5). Substituindo nas Equações 3 e 6, obtêm-se:

$$[(394,1 \times 1,25) + 0] \leq I_{pick-up \text{ de fase } R1} \leq \frac{1673,52}{1,2} \quad (32)$$

Resolvendo a inequação:

$$492,625 \leq I_{pick-up \text{ de fase } R1} \leq 1394,6 \quad (33)$$

e

$$I_{pick-up \text{ de fase } R1} \leq 592,8 \text{ A} \quad (34)$$

Portanto a corrente de ajuste de fase do religador de distribuição 1 (R1) está limitado por:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R1} \geq 492,625 \text{ A} \quad (35)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R1} \leq 592,8 \text{ A} \quad (36)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R1} \leq 1394,6 \quad (37)$$

O valor escolhido para esse ajuste será de 495 A, portanto:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R1} = 495 \text{ A} \quad (38)$$

5.2.2 Ajuste do *Pick-up* de terra

Foi escolhido para o ajuste de proteção de fase o valor de 495 A, portanto, o valor de ajuste de ajuste do *pick-up* de terra ($I_{pick-up \text{ de neutro } R1}$) será limitado a 30% desse valor, ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R1} \leq 495 \times 0,3 \quad (39)$$

Resolvendo:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R1} \leq 148,5 \text{ A} \quad (40)$$

Ao simular uma falta monofásica, o menor valor de curto-circuito monofásico no circuito está localizado na Barra 149 e tem módulo igual a 1998,1 A.

Substituindo a equação 8 obtemos:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R1} \leq \frac{1998,1}{1,2} \quad (41)$$

Calculando:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R1} \leq 1665,083 \quad (42)$$

Porém de acordo a ND4.15 (CEMIG, 2017) esse ajuste está limitado a 50 A. Portanto o valor de ajuste da corrente de *pick-up* de terra ($I_{pick-up \text{ de neutro } R1}$) escolhido é igual a 50 A.

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R1} = 50 \text{ A} \quad (43)$$

5.2.3 Ajuste do Religamento Automático

Será considerado um ajuste com 02 (dois) religamentos, sendo 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento.

5.2.4 Ajustes Alternativos

Não serão considerados alternativas de ajustes distintos para esse religador. Isso seria aplicável para situações de transferência de carga entre dois alimentadores, situação que não está sendo avaliada no trabalho.

5.3 Religador de Distribuição 2

Este religador está localizado na Barra 121 e funciona como proteção principal para a rede entre as barras 058 até a 090 e 096 até a 121, representando a zona de proteção 3, e proteção de retaguarda para o restante da rede a jusante, compreendida entre as barras 091 e 095. A seguir é mostrado como é calculado cada corrente de ajuste (*pick-up*) seguindo a norma ND 4.15 que está citada no tópico de referencial teórico.

5.3.1 Ajuste *Pick-up* de fase

Sabendo que a máxima corrente de carga e a máxima corrente em transferência de carga são respectivamente iguais a 116,9 A e 0 A, que o mínimo valor de corrente de curto circuito bifásica é igual a 2619,05 A, e está localizado na Barra 120 e que a corrente admissível no cabo onde o religador está instalado, na saída do Religador de Distribuição 2 (R2) há o condutor CAB107_3_3 e olhando a Tabela 5, observamos que a corrente admissível a ser considerada é de 552,5 A. Substituindo na Equações 3 e 6, obtemos:

$$[(116,9 \times 1,25) + 0] \leq I_{pick-up \ de \ fase \ R2} \leq \frac{2619,05}{1,2} \quad (44)$$

Resolvendo a inequação:

$$146,125 \leq I_{pick-up \ de \ fase \ R2} \leq 2182,54 \quad (45)$$

e

$$I_{pick-up \ de \ fase \ R2} \leq 552,5 \ A \quad (46)$$

Portanto a corrente de ajuste de fase do religador de distribuição 2 (R2) está limitado por:

$$I_{pick-up \ de \ fase \ R2} \geq 146,25 \ A \quad (47)$$

$$I_{pick-up \ de \ fase \ R2} \leq 552,5 \ A \quad (48)$$

$$I_{pick-up \ de \ fase \ R2} \leq 2182,54 \ A \quad (49)$$

O valor escolhido para esse ajuste inicialmente será de 450 A, pois para garantir a coordenação pode haver alteração desse ajuste, portanto:

$$I_{pick-up \ de \ fase \ R2} = 450 \ A \quad (50)$$

5.3.2 Ajuste do *pick up* de terra

Foi escolhido para o ajuste de proteção de fase o valor de 450 A, portanto, o valor de ajuste do *pick-up* de terra ($I_{pick-up\ de\ neutro\ R2}$) será limitado a 30% desse valor, ou seja:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} \leq 450 \times 0,3 \quad (51)$$

Resolvendo:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} \leq 135\ A$$

Ao simular uma falta monofásica, o menor valor de curto-circuito monofásico no circuito está localizado na Barra 120 e tem módulo igual a 2909,2 A.

Substituindo a equação 8, obtemos:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} \leq \frac{2909,2}{1,2} \quad (52)$$

Calculando:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} \leq 2424,33 \quad (53)$$

Portanto o ajuste de *pick-up* de terra estará limitado:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} \leq 135\ A \quad (54)$$

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} \leq 2424,33\ A \quad (55)$$

Porém de acordo a ND4.15 (CEMIG, 2017) esse ajuste está limitado a 50 A. Portanto o valor de ajuste da corrente de *pick-up* de terra ($I_{pick-up\ de\ neutro\ R2}$) escolhido é igual a 45 A. Portanto:

$$I_{pick-up\ de\ neutro\ R2} = 45\ A \quad (56)$$

5.3.3 Ajuste do Religamento Automático

Será considerado um ajuste com 02 (dois) religamentos, sendo 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento.

5.3.4 Ajustes Alternativos

Não serão considerados alternativas de ajustes distintos para esse religador, onde seria aplicável para situações de transferência de carga entre dois alimentadores, algo que não está sendo avaliado no trabalho.

5.4 Religador de Distribuição 3

Este religador está localizado na Barra 058 e funciona como proteção principal para a rede entre as barras 058 até a 090 e 096 até a 121, representando a zona de proteção 3, e proteção de retaguarda para o restante da rede a jusante, compreendida entre as barras 091 e 095. A seguir é mostrado como é calculado cada corrente de ajuste (*pick-up*), seguindo a norma ND 4.15 que está citada no tópico de referencial teórico.

5.4.1 Ajuste *Pick-up* de fase

Sabendo que a máxima corrente de carga e a máxima corrente em transferência de carga são respectivamente iguais a 175,3 A e 0 A, que o mínimo valor de corrente de curto circuito bifásica é igual a 1802,1 A, localizado na Barra 115, e que a corrente admissível no cabo onde o religador está instalado (R3) (CAB104_3_3, Tabela 5) é de 353,6A. Substituindo nas Equações 3 e 6, obtemos:

$$[(175,3 \times 1,25) + 0] \leq I_{pick-up \text{ de fase } R3} \leq \frac{1802,1}{1,2} \quad (57)$$

Resolvendo a inequação:

$$219,125 \leq I_{pick-up \text{ de fase } R3} \leq 1501,75 \quad (58)$$

e

$$I_{pick-up \text{ de fase } R3} \leq 353,6 \text{ A} \quad (59)$$

Portanto a corrente de ajuste de fase do religador de distribuição 3 (R3) está limitado por:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R3} \geq 219,125 \text{ A} \quad (60)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R3} \leq 353,6 \text{ A} \quad (61)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R3} \leq 1501,75 \text{ A} \quad (62)$$

O valor escolhido para esse ajuste inicialmente será de 350 A, pois para garantir a coordenação pode haver alteração desse ajuste, portanto:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R3} = 350 \text{ A} \quad (63)$$

5.4.2 Ajuste do *pick-up* de terra

Foi escolhido para o ajuste de proteção de fase o valor de 350 A, portanto, o valor de ajuste de ajuste do *pick-up* de terra ($I_{pick-up \text{ de neutro } R3}$) será limitado a 30% desse valor, ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R3} \leq 350 \times 0,3 \quad (64)$$

Resolvendo:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R3} \leq 105 \text{ A} \quad (65)$$

Ao simular uma falta monofásica, o menor valor de curto-circuito monofásico no circuito está localizado na Barra 115 e tem módulo igual a 2136,01 A.

Substituindo a Equação 8, obtemos:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R3} \leq \frac{2136,01}{1,2} \quad (66)$$

Calculando:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R3} \leq 1780 \quad (67)$$

Porém de acordo a ND 4.15 (CEMIG, 2017) esse ajuste está limitado a 50 A. Portanto o valor de ajuste da corrente de *pick-up* de terra ($I_{pick-up \text{ de neutro } R1}$) escolhido é igual a 35 A, portanto:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R3} = 35 \text{ A} \quad (68)$$

5.4.3 Ajuste do Religamento Automático

Será considerado um ajuste com 02 (dois) religamentos, sendo 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento.

5.4.4 Ajustes Alternativos

Não serão considerados alternativas de ajustes distintos para esse religador, onde seria aplicável para situações de transferência de carga entre dois alimentadores algo que não está sendo avaliado no trabalho.

5.5 Religador de Distribuição 4

Este religador está localizado na Barra 091 e funciona como proteção principal para a rede entre as barras 091 até a 095, representando a zona de proteção 4, e não funciona como proteção de retaguarda para parte da rede, pois não há circuito a jusante. A seguir é mostrado como é calculada cada corrente de ajuste (*pick-up*), seguindo a norma ND 4.15, que está citada no tópico de referencial teórico.

5.5.1 Ajuste *pick-up* de fase

Sabendo que a máxima corrente de carga e a máxima corrente em transferência de carga são respectivamente iguais a 43,96 A e 0 A, que o mínimo valor de corrente de curto circuito bifásica é igual a 2081,43 A, localizado na Barra 095, e que a corrente admissível no cabo onde o religador está instalado (R4) (CAB401_3_3, Tabela 5) é de 176,8 A. Substituindo nas Equações 3 e 6, obtêm-se:

$$[(43,96 \times 1,25) + 0] \leq I_{pick-up \text{ de fase } R4} \leq \frac{2081,43}{1,2} \quad (69)$$

Resolvendo a inequação:

$$54,95 \leq I_{pick-up \text{ de fase } R4} \leq 1734,525 \quad (70)$$

e

$$I_{pick-up \text{ de fase } R4} \leq 176,8 \text{ A} \quad (71)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R4} \geq 54,95 \quad (72)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R4} \leq 176,8 \text{ A} \quad (73)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase } R4} \leq 1734,525 \quad (74)$$

O valor escolhido para esse ajuste será de 150 A, portanto:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R4} = 150 \text{ A} \quad (75)$$

5.5.2 Ajuste do *pick up* de terra

Foi escolhido para o ajuste de proteção de fase o valor de 150 A, portanto, o valor de ajuste de ajuste do *pick-up* de terra ($I_{pick-up \text{ de neutro } R4}$) será limitado a 30% desse valor, ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} \leq 150 \times 0,3 \quad (76)$$

Resolvendo:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} \leq 45 \text{ A} \quad (77)$$

Ao simular uma falta monofásica, o menor valor de curto-circuito monofásico no circuito está localizado na Barra 095 e tem módulo igual a 2406,78 A.

Substituindo a Equação 8, obtemos:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} \leq \frac{2406,78}{1,2} \quad (78)$$

Calculando:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} \leq 2005,65 \quad (79)$$

Portanto, o ajuste de *pick-up* de terra estará limitado a:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} \leq 45 \text{ A} \quad (80)$$

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} \leq 2005,65 \text{ A} \quad (81)$$

O valor escolhido para esse ajuste será de 30 A, portanto:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} = 30 \text{ A} \quad (82)$$

5.5.3 Ajuste do Religamento Automático

Será considerado um ajuste com 02 (dois) religamentos, sendo 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento.

5.5.4 Ajustes Alternativos

Não serão considerados alternativas de ajustes distintos para esse religador, em que seria aplicável para situações de transferência de carga entre dois alimentadores, situação que não está sendo avaliada no trabalho.

5.5.5 Resumo dos ajustes

Dessa forma as correntes de ajuste (*pick-up*) escolhida para os cinco religadores são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11: Valores dos ajustes de fase e terra escolhidos

Religador	Ajuste de Fase (A)	Ajuste de Neutro (A)
Religador da Subestação (SE)	500	60
Religador de Distribuição 1 (R1)	495	50
Religador de Distribuição 2 (R2)	450	45
Religador de Distribuição 3 (R3)	350	35
Religador de Distribuição 4 (R4)	150	30

Fonte: O Autor

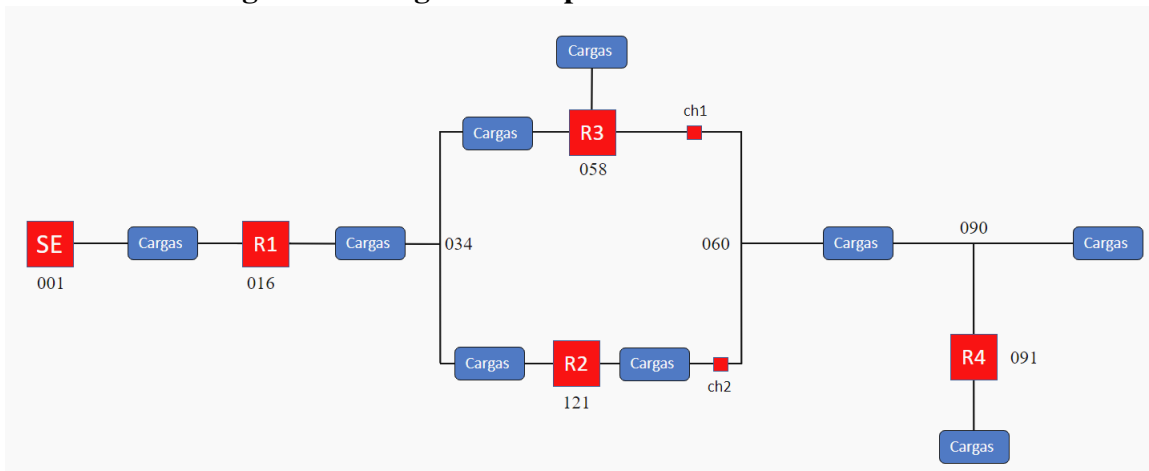
É importante comentar que esses valores encontrados podem ou não serem condizentes com a realidade instalada no sistema da concessionária, pois foram feitas diversas considerações citadas ao longo do trabalho por falta de dados ou simplificação, ou seja, os valores encontrados servem apenas para fins didáticos de aplicação dos métodos em si.

No próximo capítulo será realizado a coordenação entre os religadores verificando se os valores de ajustes encontrados são coerentes, e também será calculado e escolhido os dias de tempo dos religadores para garantir a seletividade entre eles.

6 COORDENAÇÃO DOS RELIGADORES DA REDE

A Figura 27 resume a rede elétrica real mostrada na Figura 9. Podemos observar que cada quadrado representa os religadores citados anteriormente, sendo o primeiro referente a Subestação (SE) e os outros religadores da distribuição, sendo o R1, R2, R3 e R4. Eles estão em vermelho representando que estão fechados, ou seja, possuem funcionamento normalmente fechado.

Figura 27: Diagrama Simplificado da Rede Analisada



Fonte: O Autor

Na Figura 27 estão identificadas algumas barras importantes para o sistema e as cargas estão aglutinadas por trecho, apenas para fins didáticos.

Como dito, será considerado que todos os religadores são normalmente fechados (NF) e que a jusante dos religadores R2 e R3 há chaves (ch1 e ch2) para haver flexibilização do fornecimento de energia elétrica para as cargas compreendidas entre as barras 060 e 115.

Com base na Figura 27 é necessário haver coordenação entre os religadores:

1. Religador de Distribuição R4 com Religador de Distribuição R3
2. Religador de Distribuição R4 com Religador de Distribuição R2
3. Religador de Distribuição R1 com Religador de Distribuição R3;
4. Religador de Distribuição R1 com Religador de Distribuição R2 e;
5. Religador de Distribuição R1 com o Religador da SE;

A coordenação será feita na ordem enumerada anteriormente pois assim eu garanto que o religador mais a montante também esteja coordenado com o mais a jusante.

6.1 Religador R4 com Religador R3

Para que o Religador de Distribuição R1 esteja coordenado com o Religador da Subestação (SE), de acordo a N.D 4.15 (CEMIG, 2017), é necessário que:

- Que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R4 seja menor que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R3. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} < I_{pick-up \text{ de neutro } R3} \quad (83)$$

- E que a corrente de *pick-up* de fase do religador R4 seja menor que a corrente de *pick-up* de fase do religador R3. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R4} < I_{pick-up \text{ de fase } R3} \quad (84)$$

Condições que são atendidas ao observar a Tabela 11. Portanto, ambas as escolhas de correntes (fase e terra) desses ajustes estão condizentes com a normativa.

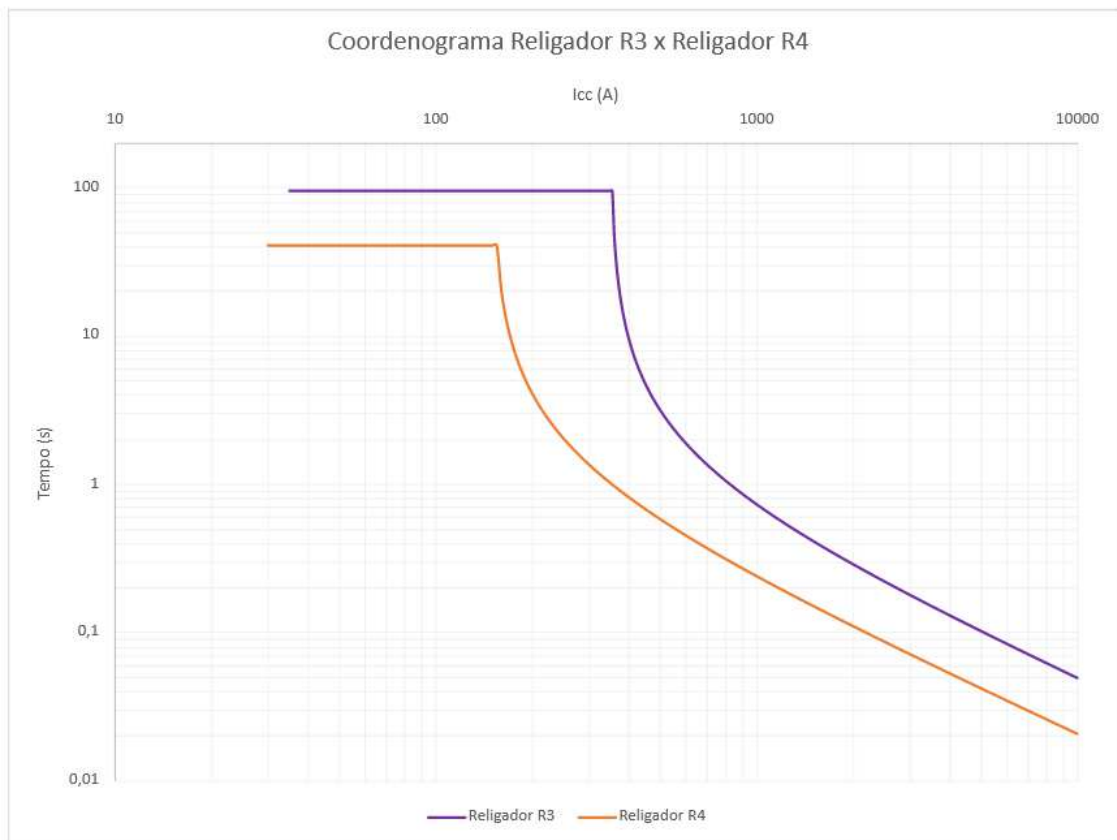
A próxima etapa é verificar o tempo de atuação desses dois religadores para a curva lenta e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de atuação de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo com a Equação 10, o tempo de atuação dos Religadores R3 e do R4 é definido, respectivamente, por:

$$t_{R3} = TMS_3 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{350}\right)^1 - 1} \quad (85)$$

$$t_{R4} = TMS_4 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{150}\right)^1 - 1} \quad (86)$$

Utilizando $TMS_3 = TMS_4 = 0,1 \text{ s}$ encontra-se o coordenograma mostrado na Figura 28.

Figura 28: Coordenograma das curvas lentas de R3 e R4



Fonte: O Autor

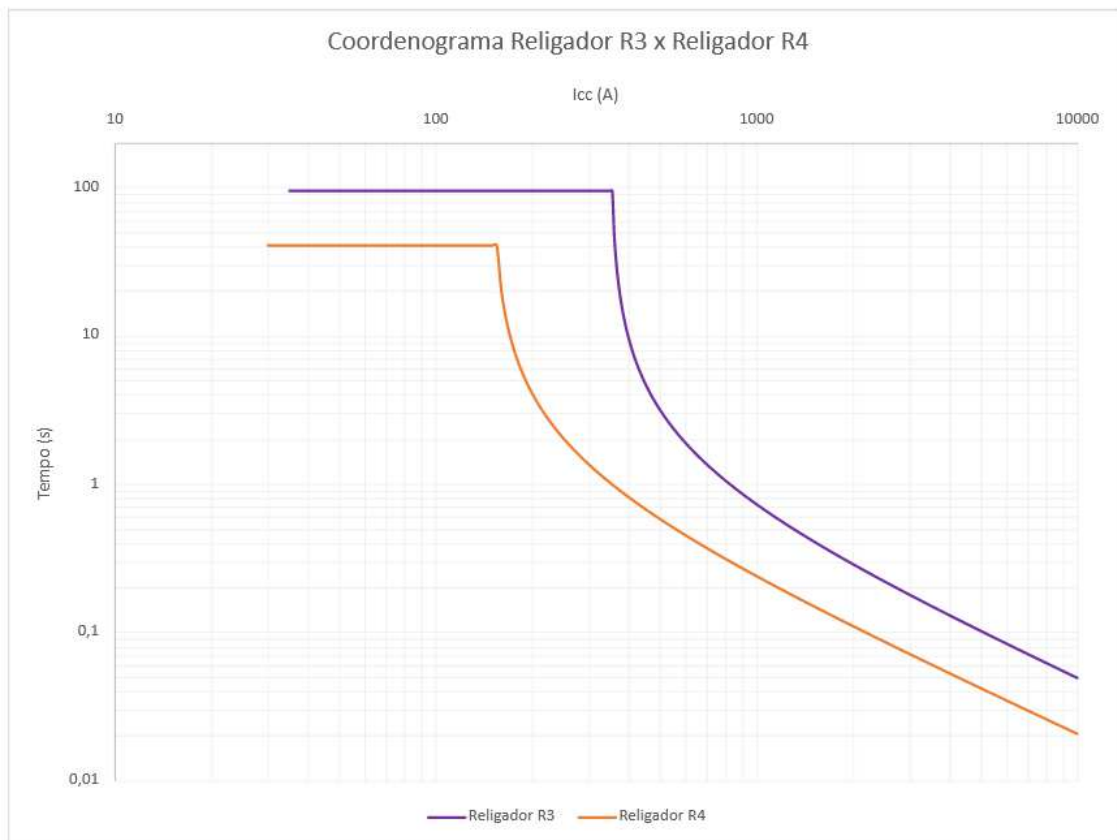
Na Tabela 12 é mostrado o tempo de atuação dos religadores para algumas correntes de curto-circuito.

Tabela 12: Tempo de Atuação dos Religadores R3 e R4

Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R3 (s)	Tempo de Atuação do Religador R4 (s)
1000	0,726923	0,238235
2000	0,286364	0,109459
3000	0,178302	0,071053
4000	0,129452	0,052597

Fonte: O Autor

Assumindo esses valores de TMS_3 e TMS_4 não é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois para valores superiores a 2000 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos. Faz-se necessário ajustar o TMS_3 para 0,2 s, o novo coordenograma é mostrado na Figura 29:

Figura 29: Novo Coordenograma das curvas lentas de R3 e R4

Fonte: O Autor

E na Tabela 13 é mostrado os novos tempos de atuação dos Religadores R3 e R4.

Tabela 13: Tempo de Atuação dos Religadores R3 e R4

Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R3 (s)	Tempo de Atuação do Religador R4 (s)
1000	1,453846	0,238235
2000	0,572727	0,109459
3000	0,356604	0,071053
4000	0,258904	0,052597

Fonte: O Autor

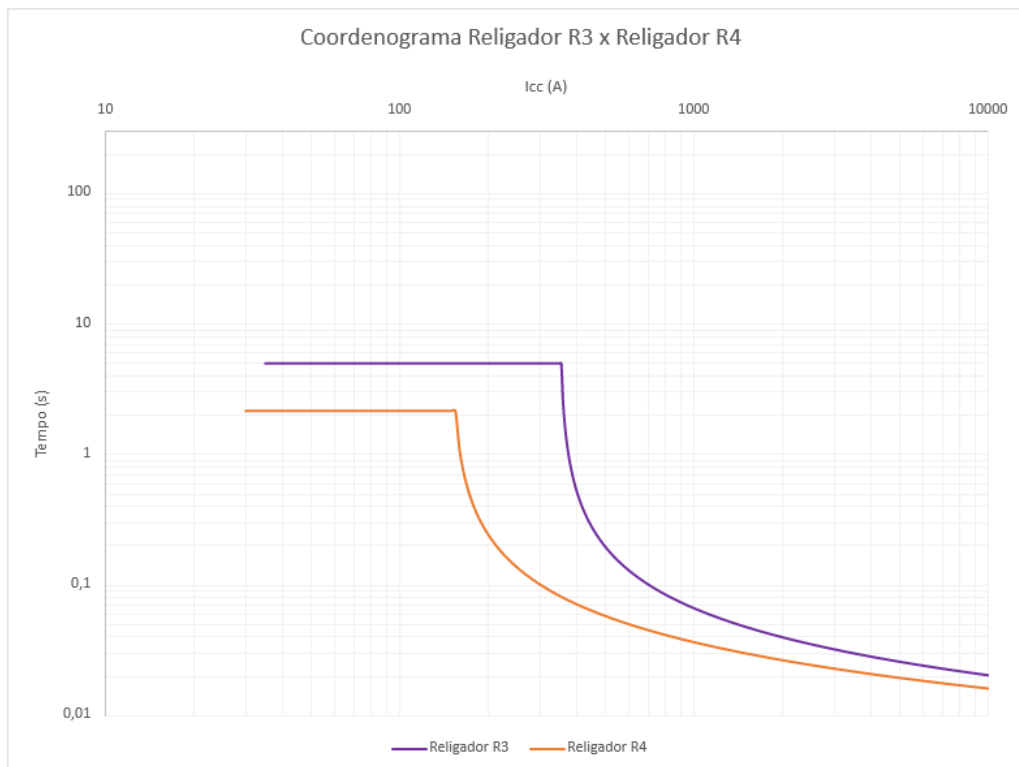
Já para as curvas rápidas a Equação 10 fica como é mostrado nas Equações 87 e 88.

$$t_{R3} = TMS_3 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{350}\right)^{0,02} - 1} \quad (87)$$

$$t_{R4} = TMS_4 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{150}\right)^{0,02} - 1} \quad (88)$$

Utilizando $TMS_3 = TMS_4 = 0,01$ s desenvolveu-se o coordenograma das curvas rápidas que é mostrado na Figura 30.

Figura 30: Coordenograma das curvas rápidas de R3 e R4



Fonte: O Autor

6.2 Religador R4 com Religador R2

Para que o religador de distribuição R4 esteja coordenado com o religador de distribuição R2 de acordo a N.D 4.15 (CEMIG, 2017) é necessário que:

- Que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R4 seja menor que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R2. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R4} < I_{pick-up \text{ de neutro } R2} \quad (89)$$

- E que a corrente de *pick-up* de fase do religador R4 seja menor que a corrente de *pick-up* de fase do religador R2. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de fase R4}} < I_{pick-up \text{ de fase R2}} \quad (90)$$

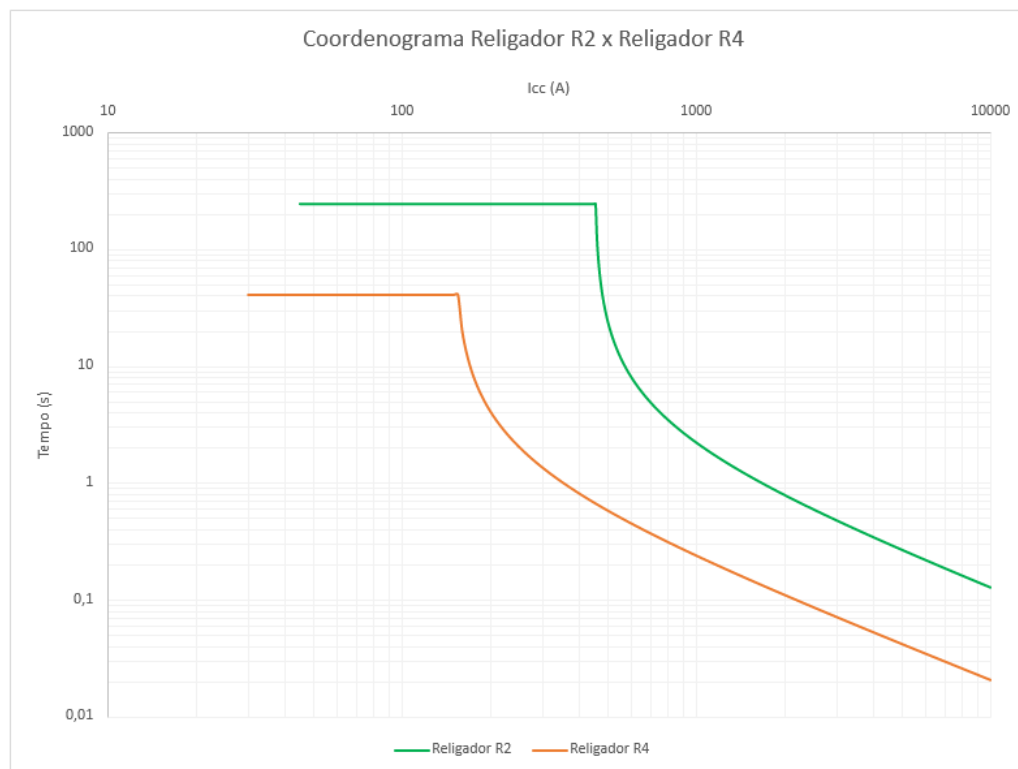
Condições que são atendidas ao observar a Tabela 11. Portanto, ambas as escolhas de correntes (fase e terra) de ajustes estão condizentes com a normativa.

A próxima etapa é verificar o tempo de atuação desses dois religadores para a curva lenta e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de atuação de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo a Equação 10, o tempo de atuação dos Religadores R4 já conhecemos da Equação 86 e o de R2 é definido pela Equação 91.

$$t_{R2} = TMS_2 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{450}\right)^1 - 1} \quad (91)$$

Utilizando $TMS_4 = 0,1 \text{ s}$ e $TMS_2 = 0,2$ desenvolveu-se o coordenograma mostrado na Figura 31.

Figura 31: Coordenograma das curvas lentas de R2 e R4



Fonte: O Autor

Na Tabela 14 é mostrado o tempo de atuação dos religadores R2 e R4 para algumas correntes de curto-circuito.

Tabela 14: Tempo de Atuação dos Religadores R2 e R4

Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R2 (s)	Tempo de Atuação do Religador R4 (s)
1000	2,209091	0,238235
2000	0,783871	0,109459
3000	0,476471	0,071053
4000	0,342254	0,052597

Fonte: O Autor

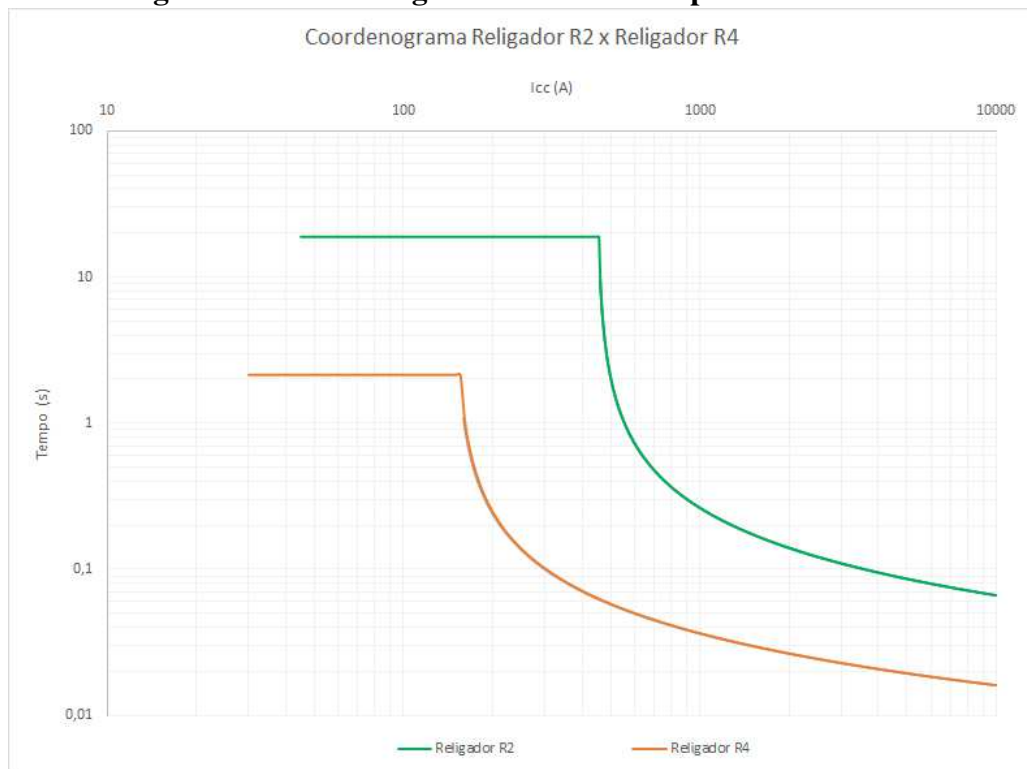
Desta maneira é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos.

Já para a curva rápida a Equação 10 para o religador R2 fica como é mostrado na Equação 92:

$$t_{R2} = TMS_2 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{450}\right)^{0,02} - 1} \quad (92)$$

Utilizando $TMS_2 = 0,03 \text{ s}$ e $TMS_4 = 0,01 \text{ s}$ desenvolveu-se o coordenograma das curvas rápidas que é mostrado na Figura 32.

Figura 32: Coordenograma das curvas rápidas de R2 e R4



Fonte: O Autor

6.3 Religador R3 com Religador R1

Para que o religador de distribuição R3 esteja coordenado com o religador de distribuição R1 de acordo a N.D 4.15 (CEMIG, 2017) é necessário que:

- Que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R3 seja menor que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R1. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R3} < I_{pick-up \text{ de neutro } R1} \quad (93)$$

- E que a corrente de *pick-up* de fase do religador R3 seja menor que a corrente de *pick-up* de fase do religador R1. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R3} < I_{pick-up \text{ de fase } R1} \quad (94)$$

Condições que são atendidas ao observar a Tabela 11. Portanto, ambas as escolhas de correntes (fase e terra) de ajustes estão condizentes com a normativa.

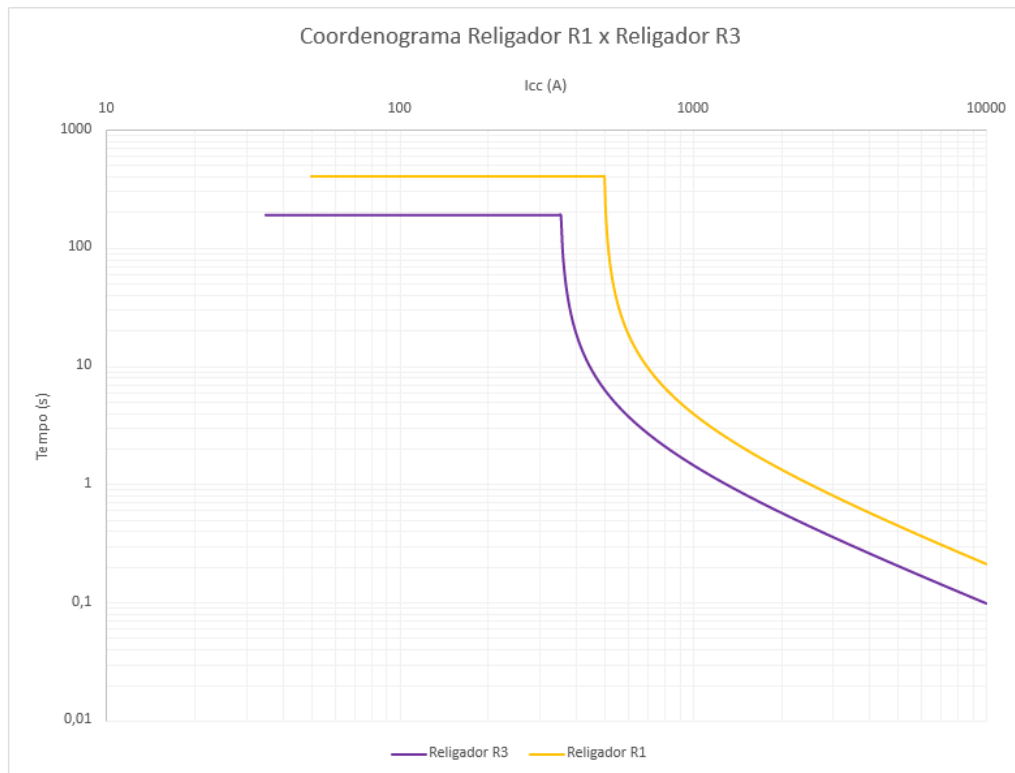
A próxima etapa é verificar o tempo de atuação desses dois religadores para a curva lenta e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de atuação de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo a Equação 10, o tempo de atuação do Religador R1 e R3 são definidos pelas Equações 95 e 96.

$$t_{R1} = TMS_1 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{495}\right)^1 - 1} \quad (95)$$

$$t_{R3} = TMS_3 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{350}\right)^1 - 1} \quad (96)$$

Utilizando $TMS_1 = 0,3 \text{ s}$ e $TMS_3 = 0,2 \text{ s}$ desenvolveu-se o coordenograma mostrado na Figura 33.

Figura 33: Coordenograma das curvas lentas de R1 e R3



Fonte: O Autor

Na Tabela 15 é mostrado o tempo de atuação dos religadores R1 e R3 para algumas correntes de curto-circuito.

Tabela 15: Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R3

Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R1 (s)	Tempo de Atuação do Religador R3 (s)
1000	3,969802	1,453846
2000	1,33206	0,572727
3000	0,800299	0,320339
4000	0,571969	0,258904

Fonte: O Autor

Desta maneira é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos.

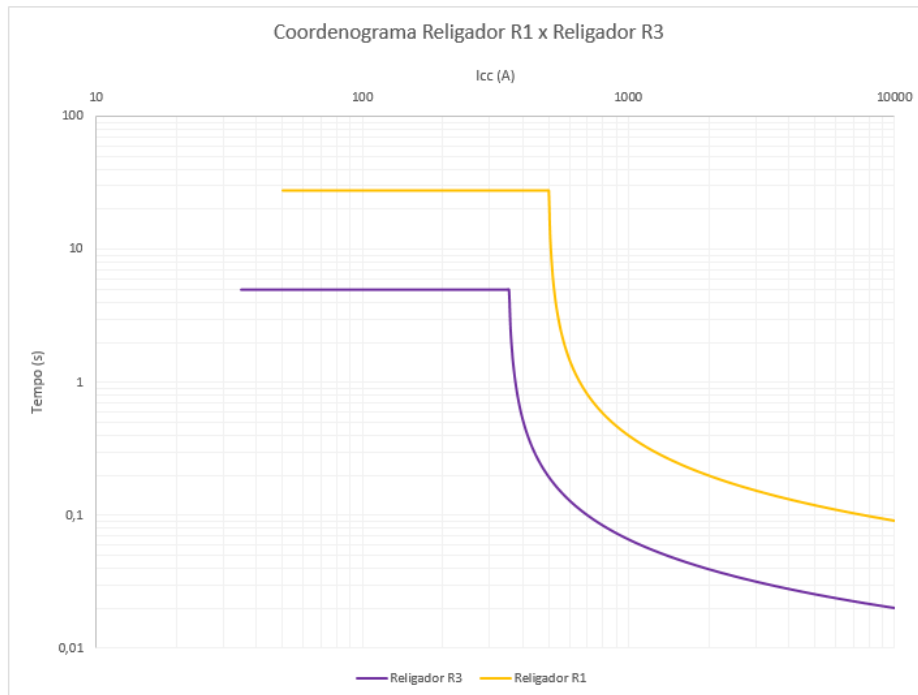
Já para as curvas rápidas a Equação 10 para os religadores R1 e R3 assume a forma mostrada nas Equações 97 e 98.

$$t_{R1} = TMS_1 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{495}\right)^{0,02} - 1} \quad (97)$$

$$t_{R3} = TMS_3 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{350}\right)^{0,02} - 1} \quad (98)$$

Utilizando $TMS_1 = 0,04$ s e $TMS_3 = 0,01$ s desenvolveu-se o coordenograma das curvas rápidas que é mostrado na Figura 34.

Figura 34: Coordenograma das curvas rápidas de R1 e R3



Fonte: O Autor

6.4 Religador R2 com Religador R1

Para que o religador de distribuição R2 esteja coordenado com o religador de distribuição R1, de acordo a N.D 4.15 (CEMIG, 2017), é necessário que:

- Que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R2 seja menor que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R1. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R2} < I_{pick-up \text{ de neutro } R1} \quad (99)$$

- E que a corrente de *pick-up* de fase do religador R2 seja menor que a corrente de *pick-up* de fase do religador R1. Ou seja:

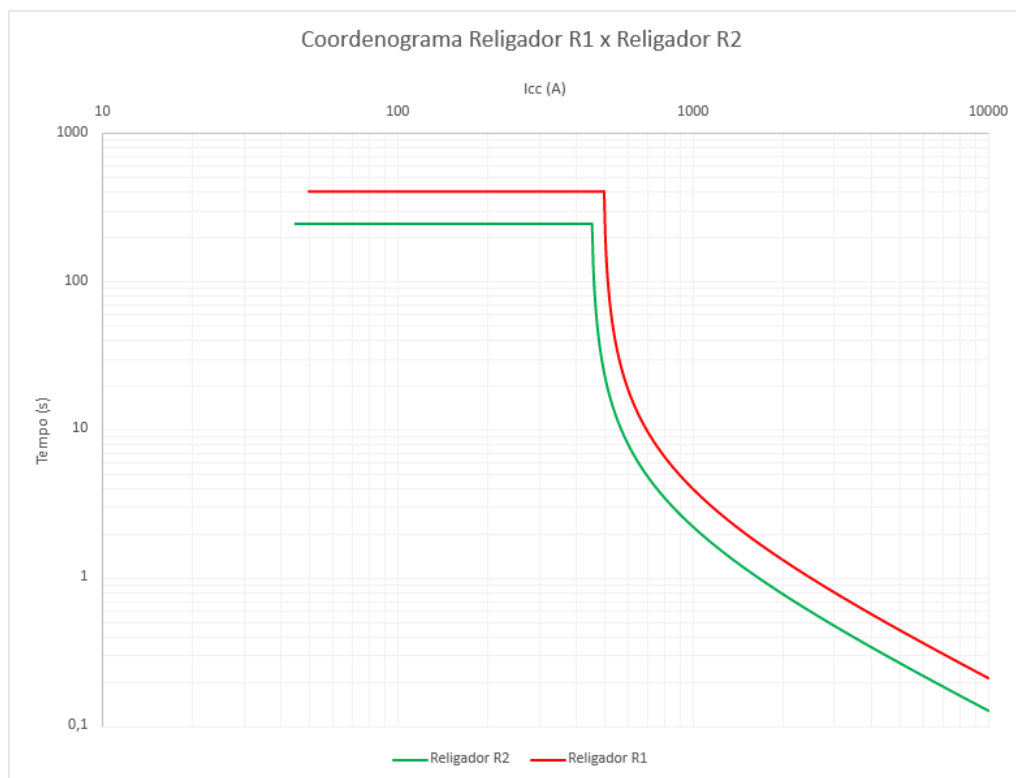
$$I_{pick-up \text{ de fase } R2} < I_{pick-up \text{ de fase } R1} \quad (100)$$

Condições que são atendidas ao observar a Tabela 11. Portanto, ambas as escolhas de correntes (fase e terra) de ajustes estão condizentes com a normativa.

A próxima etapa é verificar o tempo de atuação desses dois religadores para a curva lenta e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de atuação de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo a Equação 10, o tempo de atuação do Religador R2 e R1 são definidos, respectivamente, pelas Equações 91 e 95.

Utilizando $TMS_1 = 0,3 \text{ s}$ e $TMS_2 = 0,2 \text{ s}$, valores encontrados na seção 6.3 e 6.2 respectivamente, desenvolveu-se o coordenograma mostrado na Figura 35.

Figura 35: Coordenograma das curvas lentas de R1 e R2



Fonte: O Autor

Na Tabela 16 é mostrado o tempo de atuação dos religadores R1 e R2 para algumas correntes de curto-circuito.

Tabela 16: Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R2

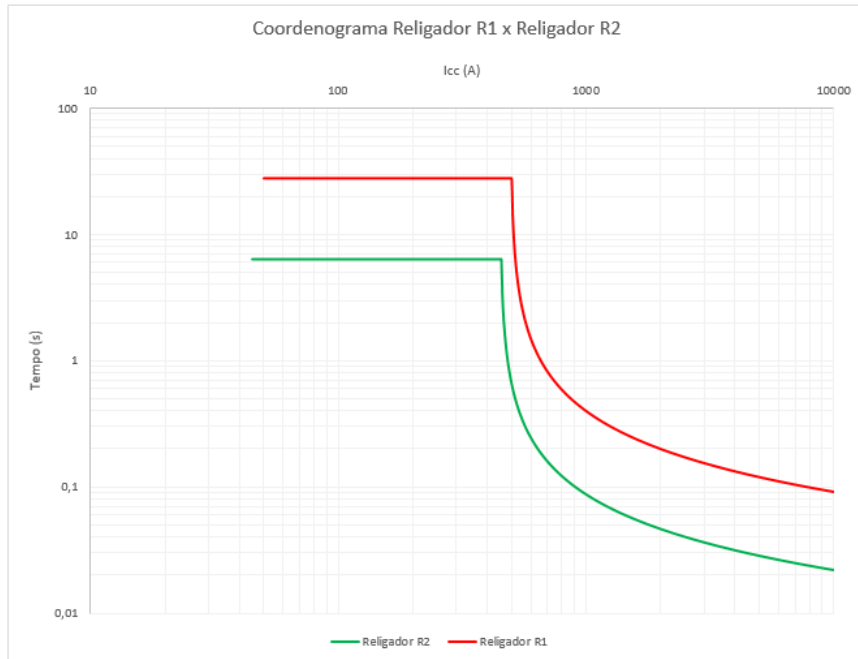
Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R1 (s)	Tempo de Atuação do Religador R2 (s)
1000	3,969802	2,209091
2000	1,33206	0,783871
3000	0,800299	0,476471
4000	0,571969	0,342254

Fonte: O Autor

Desta maneira é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos.

Já para as curvas rápidas, obtém-se para $TMS_1 = 0,04$ e $TMS_2 = 0,01$:

Figura 36: Coordenograma das curvas rápidas de R1 e R2



Fonte: O Autor

6.5 Religador R1 com Religador da SE

Para que o religador de distribuição R1 esteja coordenado com o religador da subestação (SE), de acordo a N.D 4.15 (CEMIG, 2017), é necessário que:

- Que a corrente de *pick-up* de neutro do religador R1 seja menor que a corrente de *pick-up* de neutro do religador da SE. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de neutro } R1} < I_{pick-up \text{ de neutro } R_{SE}} \quad (101)$$

- Que a corrente de *pick-up* de fase do religador R1 seja menor que a corrente de *pick-up* de fase do religador da SE. Ou seja:

$$I_{pick-up \text{ de fase } R1} < I_{pick-up \text{ de fase } R_{SE}} \quad (102)$$

Condições que são atendidas ao observar a Tabela 11. Portanto, ambas as escolhas de correntes (fase e terra) de ajustes estão condizentes com a normativa.

A próxima etapa é verificar o tempo de atuação desses dois religadores para a curva lenta e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo

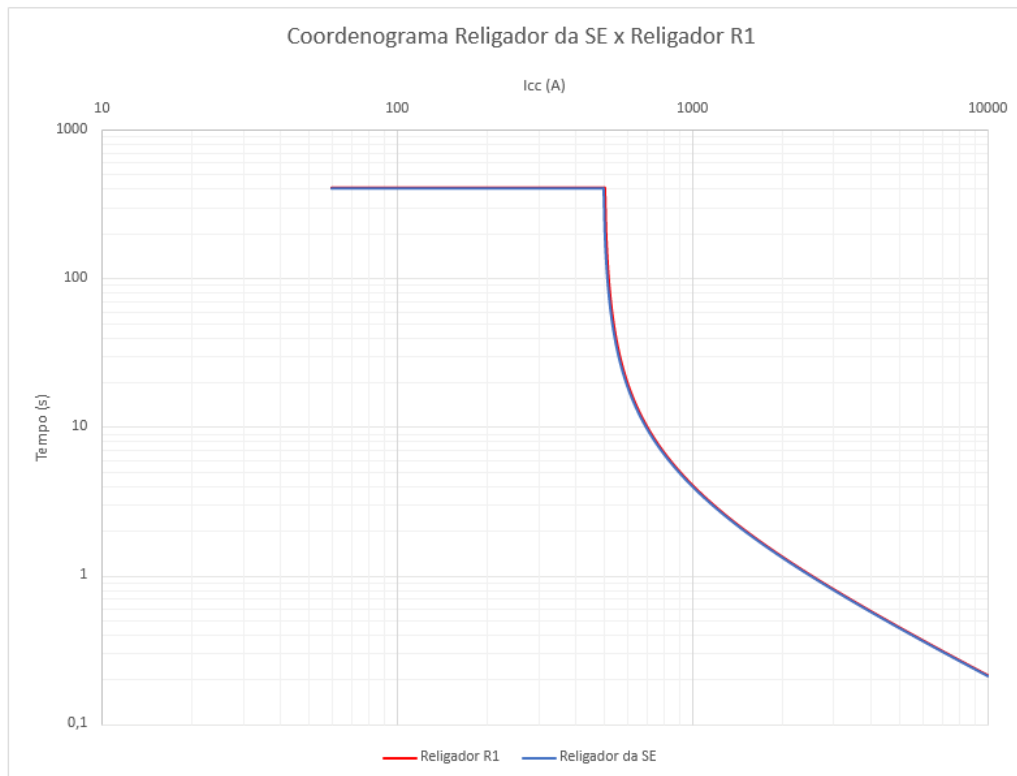
de atuação de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo a Equação 10, o tempo de atuação dos Religadores da SE e do R1 é definido, respectivamente, por:

$$t_{R_SE} = TMS_{SE} \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{500}\right)^1 - 1} \quad (103)$$

$$t_{R1} = TMS_1 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{495}\right)^1 - 1} \quad (104)$$

TMS_1 já foi determinado na seção 6.3 como igual a 0,3 segundos, inicialmente escolhe-se $TMS_{SE} = 0,3$ s para o religador da SE e desenvolveu-se o coordenograma mostrado na Figura 37.

Figura 37: Coordenograma das curvas lentas de R1 e R_{SE}



Fonte: O Autor

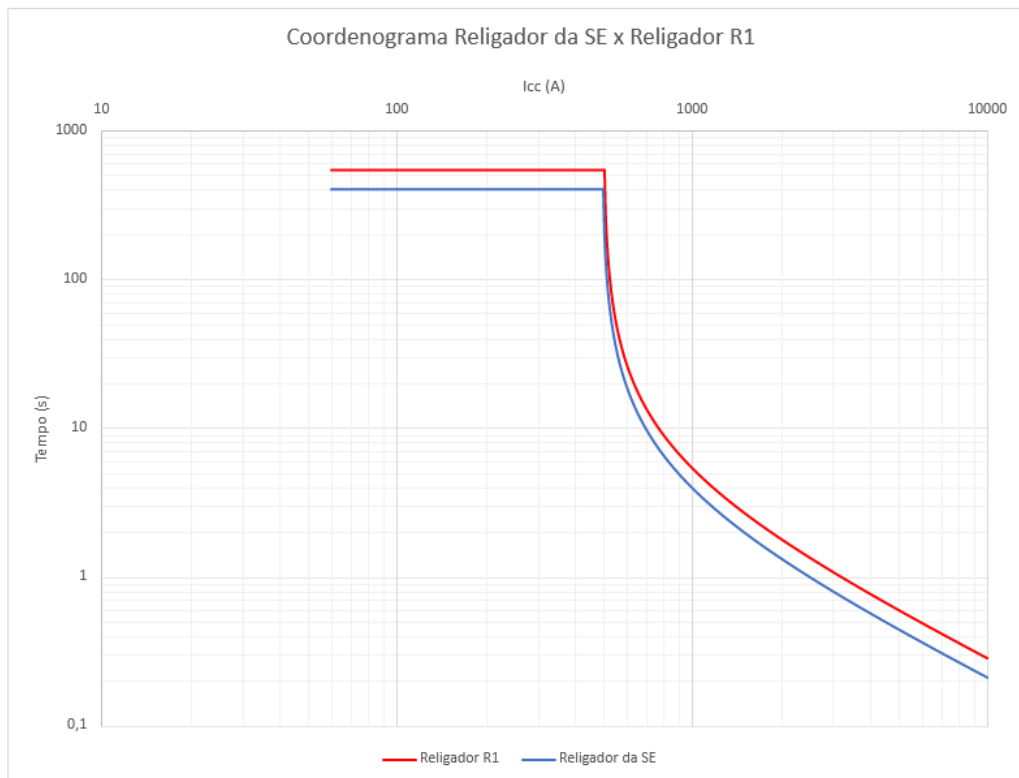
Na Tabela 17 é mostrado o tempo de atuação dos religadores R1 e R_{SE} para algumas correntes de curto-circuito.

Tabela 17: Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R_{SE}

Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R1 (s)	Tempo de Atuação do Religador R_{SE} (s)
1000	3,969802	4,05
2000	1,33206	1,35
3000	0,800299	0,81
4000	0,571969	0,578571

Fonte: O Autor

Assumindo esses valores de TMS_1 e TMS_{SE} não é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois para valores superiores a 1000 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos, já era esperado pois visualmente na Figura 37 os coordenogramas estão quase sobrepostos. Faz-se necessário ajustar o TMS_{SE} para 0,4 s, e verificar se desta maneira será garantida a coordenação. O novo coordenograma é mostrado na Figura 38:

Figura 38: Novo coordenograma das curvas lentas de R1 e R_{SE} 

Fonte: O Autor

E na Tabela 18 é mostrado os novos tempos de atuação dos religadores R1 e R_{SE} .

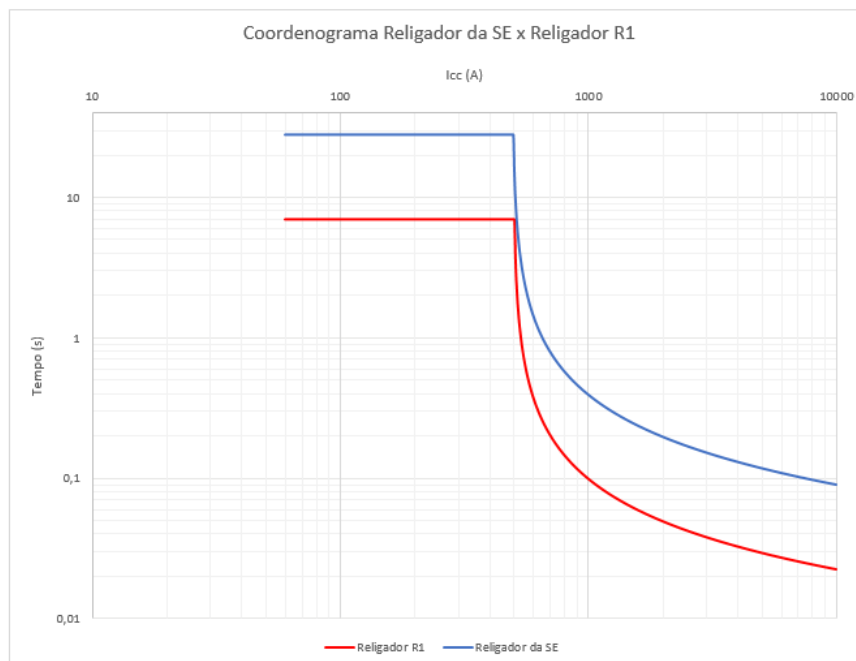
Tabela 18: Tempo de Atuação dos Religadores R1 e R_{SE}

Corrente de curto-circuito (A)	Tempo de Atuação do Religador R1 (s)	Tempo de Atuação do Religador R_{SE} (s)
1000	3,969802	5,4
2000	1,33206	1,8
3000	0,800299	1,08
4000	0,571969	0,773636

Fonte: O Autor

Desta maneira é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas.

Já para as curvas rápidas o coordenograma fica como é mostrado na Figura 39, onde $TMS_{SE} = 0,01$ e $TMS_1 = 0,04$.

Figura 39: Coordenograma das curvas rápidas de R1 e R_{SE} 

Fonte: O Autor

Como o elo fusível não é o foco do trabalho, o mesmo foi desconsiderado na análise. Considerou-se que este esteja coordenado com os religadores, ou seja, a curva de corrente de curto-circuito *versus* tempo de atuação esteja entre as curvas rápidas e lentas dos religadores na faixa de coordenação, o que garante a coordenação dos religadores com os elos fusíveis.

7 ALTERNATIVAS DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

Há diversas maneiras de realizar a coordenação entre os elementos que protegem o circuito que atende os consumidores das distribuidoras de energia elétrica. No trabalho foi utilizado a técnica clássica e manual, porém em circuitos mais complexos faz-se necessário a utilização de técnicas mais modernas e *softwares*.

Os recentes trabalhos técnicos avaliados apontam que os algoritmos inteligentes se destacam, frente aos métodos clássicos, para a solução do problema de coordenação em questão (URDANETA; NADIRA; JIMENEZ, 1988).

Segundo Pereira et al. (2017) "uma das alternativas que mais vem se popularizando na literatura é a utilização da meta-heurística para a alocação do equipamento protetor e dos ajustes de maneira ótima, [...] uma metodologia baseada em técnicas de otimização multiobjetivo para efetuar a alocação otimizada, coordenada e seletiva de dispositivos de proteção e chaves de manobras em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída. [...] pois a alocação ótima e a coordenação de dispositivos de controle e proteção em redes ativas de distribuição de energia elétrica é um problema combinatório de difícil formulação e solução."

Outro trabalho que utiliza meta-heurística para otimização pode ser visto em Campitelli et al. (2006), onde o autor cita da união da técnica computacional aliado aos conhecimentos dos engenheiros de planejamento do setor elétrico das concessionárias de energia.

Em Zulpo (2012), o autor desenvolve um modelo de programação não linear binária através do *MATLAB*. A partir de todo o levantamento de dados da rede, ele encontra o posicionamento ideal dos equipamentos, e utilizando o algoritmo *BARON* e o *software SKM Power Tools* realiza a coordenação dos equipamentos.

A coordenação da proteção, principalmente de religadores, permite uma maior continuidade do fornecimento de energia e a proteção de pessoas e equipamentos, sendo, portanto, um grande desafio para as concessionárias. Além de vermos a evolução dos sistemas de proteção de redes grandes e complexas, também é importante destacar a necessidade dos longos alimentadores de áreas rurais. Por exemplo, em Castro (2016), o autor analisa um sistema real e realiza a coordenação dos equipamentos. A próxima seção concluirá este trabalho.

8 CONCLUSÃO

Como exposto no Capítulo 1, a proposta inicial do trabalho foi a realização da coordenação da proteção de uma rede de energia elétrica real a partir do BDGD da distribuidora, pois são dados públicos e que foram utilizados neste trabalho acadêmico.

No decorrer do Capítulo 3 foi possível entender como esses dados estavam aglutinados e como devem ser trabalhados com eles para construir a rede. Isso foi um pouco trabalhoso, pois o volume de informações foi bem grande e exigiu tempo para o computador processá-lo e o autor manipulá-los. Mas com o auxílio da norma foi possível filtrar o que era necessário para construir a rede elétrica.

O Capítulo 4 mostrou parte do código construído para obtenção das correntes de curto-circuito. Essa etapa foi muito interessante, conhecendo essa ferramenta poderosa que é o *OpenDSS* e que possui muito material de apoio.

Nos Capítulos 5 e 6 foi realizado o ajuste e a coordenação dos equipamentos. No caso os religadores, o foco deste trabalho, e com a aplicação da normativa. Etapa por etapa, encontrou-se resultados satisfatórios para o sistema, mas é importante salientar que os valores encontrados não são condizentes com a realidade do sistema, pois foram feitas diversas considerações citadas ao longo do trabalho por falta de dados ou simplificação.

O Capítulo 7 abre margem para trabalhos futuros, onde pode haver a coordenação dos religadores utilizando outras técnicas, que podem depois serem comparadas ao método manual utilizado neste trabalho.

Uma outra alternativa para trabalhos futuros é a utilização da geometria da rede para os cálculos referente a construção da rede, essas informações estão inseridas no BDGD e é melhor explicado nas normas ND 3.1 e N.D 2.7 da Cemig.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. "Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório". 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-10>>. Acesso em: 01 nov. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. "Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica". 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-08>>. Acesso em: 01 nov. 2020.

ANEEL. Sistema eletrônico do serviço de informação ao cidadão. *Banco de Dados Geográficos da Distribuição*, 2018. Disponível em: <<http://www.acesoainformacao.mg.gov.br>>. Acesso em: 07 mai. 2021.

BERNARDES, W. M. S. *Análise da proteção de sistemas de energia elétrica utilizando técnicas modernas de otimização heurística*. 226 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos - SP, 2018.

BERNARDES, W. M. S. *Fotografias - Logradouros Públicos (Religadores CEMIG)*, 25/06/2021. Uberlândia-MG: [s.n.], 2021. Mensagem recebida por wmsbernardes@ufu.br. Acesso em: 26/05/2021.

BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; RAMOS, M. J. Ajuste otimizado de relés direcionais de sobrecorrente via *Particle Swarm Optimization*. *XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*, p. 4573–4580, 2012.

BOTTURA, F. B. et al. Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid ga optimizer. *Electric Power Systems Research*, v. 143, p. 400–408, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616303698>>.

CAMINHA, A. C. *Introdução à proteção de sistemas elétricos*. 9. ed. São Paulo: Egard Blucher, 2004. 224 p.

CAMPITELLI, E. M. et al. Sistema inteligente para alocação, especificação, coordenação e seletividade da proteção em redes aéreas de distribuição de energia elétrica. *SENDI - XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, p. 1–11, 2006.

CASTRO, J. L. da S. *Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição*. 78 p. Monografia (Graduação) — Universidade Estadual Paulista, Unijuí, 2016.

CEMIG. *ND-3.1 Projeto de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas*. 1. ed. Belo Horizonte: [s.n.], 2014. 124 p.

CEMIG. *ND-4.15 Proteção de Sobrecorrente do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig*. 1. ed. Belo Horizonte: [s.n.], 2017. 77 p.

ELETROBRÁS. *Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição*. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1982. 233 p.

FELTRIN, A. A. P. *Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição*. 108 p. Monografia (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016.

- FRITZEN, P. D. E. P. C. Proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica. *Tópicos Especiais em Sistemas de Potência*, 2021. Disponível em: <http://paginapessoal.utfpr.edu.br/pcfritzen/protecao-de-sistemas-de-distribuicao-de-energia-eletrica-et7el/aula_1_introducao/Aula_6_RELIGADORES_Prot_Sist_Distr.pdf/at_download/file>. Acesso em: 07 mai. 2021.
- GIGUER, S. *Proteção de Sistemas de Distribuição*. 1. ed. São Paulo: Sagra, 1988. 344 p.
- HEWISTON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. *Practical Power Systems Protection*. [S.l.]: Elsevier-Newnes, 2004.
- IEC. 602533-3: *Electrical relays - Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time*. [S.l.]: IEC Std, 1989.
- LEAO, R. P. S. et al. Avaliação do compromisso no uso de religadores em alimentadores com cargas sensíveis. V *SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica*, p. 303–308, 2003.
- MAMEDE, D. R.; FILHO, J. M. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. São Paulo: LTC, 2013. 620 p.
- MANSOUR, M. M.; MEKHAMER, S. F.; EL-KHARBAWE, N. A *Modified Particle Swarm Optimizer for the Coordination of Directional Overcurrent Relays*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 3, p. 1400–1410, 2007.
- MAPS, G. Cemig - Subestação Uberlândia 7. 2021. Disponível em: <<https://goo.gl/maps/AArTf5QjBhMUHwLg6>>. Acesso em: 15 mai. 2021.
- MOMESSO, A. E.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 108, p. 135–144, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151832475X>>.
- MOMESSO, A. E. C.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Fuzzy-based non-communicating adaptive overcurrent relay. *IFAC-PapersOnLine*, Japan, Tokyo, v. 51, n. 28, p. 315 – 320, 2018. ISSN 2405-8963. 10th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems - CPES.
- PEREIRA, K. et al. Alocação e coordenação de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição ativas através da meta-heurística NSGA-II. *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 2017.
- POWER, N. Religador automático osm - guia do produto. *NOJA Power*, 2021. Disponível em: <https://www.nojapower.com.br/images/NOJA-580-08%20NOJA%20Power%20OSM15-27-38%20Guia%20do%20Produto%20-%20po_0.pdf>. Acesso em: 11 mai. 2021.
- RAZAVI, F. et al. A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. *Electric Power Systems Research*, v. 78, n. 4, p. 713–720, 2008.
- SEL. Tabela ANSI. *Schweitzer Engineering Laboratories*, 2021. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>. Acesso em: 07 mai. 2021.

URDANETA, A. J.; NADIRA, R.; JIMENEZ, L. G. P. *Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3, p. 903–911, 1988.

WEG. Produtos WEG. Jaraguá do Sul - SC, 2021. Disponível em: <<https://www.weg.net/>>. Acesso em: 14 mai. 2021.

ZULPO, P. S. *Otimização e coordenação da proteção de sistemas elétricos de distribuição*. 73 p. Monografia (Graduação) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

A ANEXOS

Figura 40: Alguns trechos do circuito elétrico sob análise (BERNARDES, 2021)



a) C1 - Linha de Transmissão (Alta Tensão).



b) C2 - Av. Manuel Lúcio. Saída dos Alimentadores da Subestação.



c) C3 - Av. Rui de Castro Santos. Transformador a esquerda.



d) C4 - Av. Rui de Castro Santos. Transformador a esquerda.

Figura 41: Alguns trechos do circuito elétrico sob análise (BERNARDES, 2021)



a) C5 - Av. Sacadura Cabral. A fotografia foi tirada após o poste que contém o transformador.

b) C6 - Rua João Hortêncio. Uma das entradas do bairro Custódio Pereira.



c) Rua Manoel Gomes dos Santos. A linha de MT passa sobre a via férrea.

d) C7 - Rua Terezinha Segadães, Transformador e fim do circuito.

B ANEXOS

Figura 42: Religador de Distribuição 1 - Localizado na Rua Terezinha Segadães com Rua Pedro Zanata (BERNARDES, 2021)



a) Religador de Distribuição 1, instalado no poste. b) Religador de Distribuição 1, imagem aproximada.

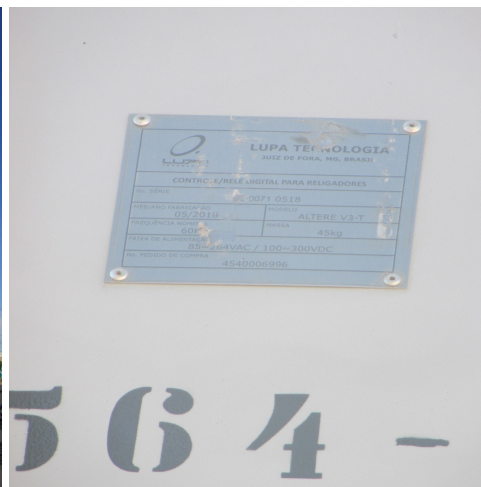


c) Placa do Religador.

Figura 43: Religadores de Distribuição - Localizados na Rua Delfim Moreira (BERNARDES, 2021)



a) Religador de Distribuição instalado no poste.



b) Placa da unidade de controle de um dos Religadores novos da rede



c) Placa do Religador de Distribuição 2



d) Placa da unidade de controle do Religador 2

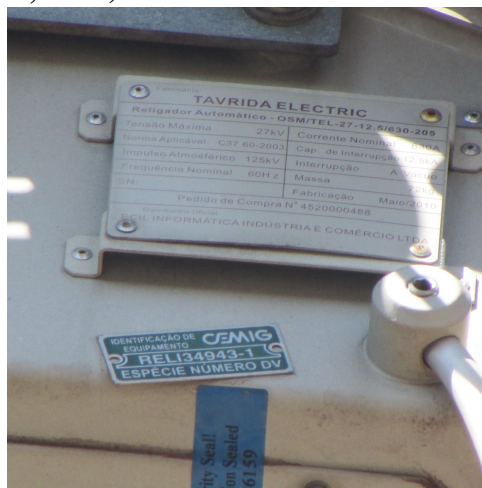


e) Placa de um dos novos Religadores.

Figura 44: Religadores de Distribuição 3 e 4 na: Rua José Rezende, 4525 e Rua Rua Tunísia, 1275, respectivamente (BERNARDES, 2021)



a) Religador de Distribuição 3 instalado no poste.



b) Placa do Religador de Distribuição 3



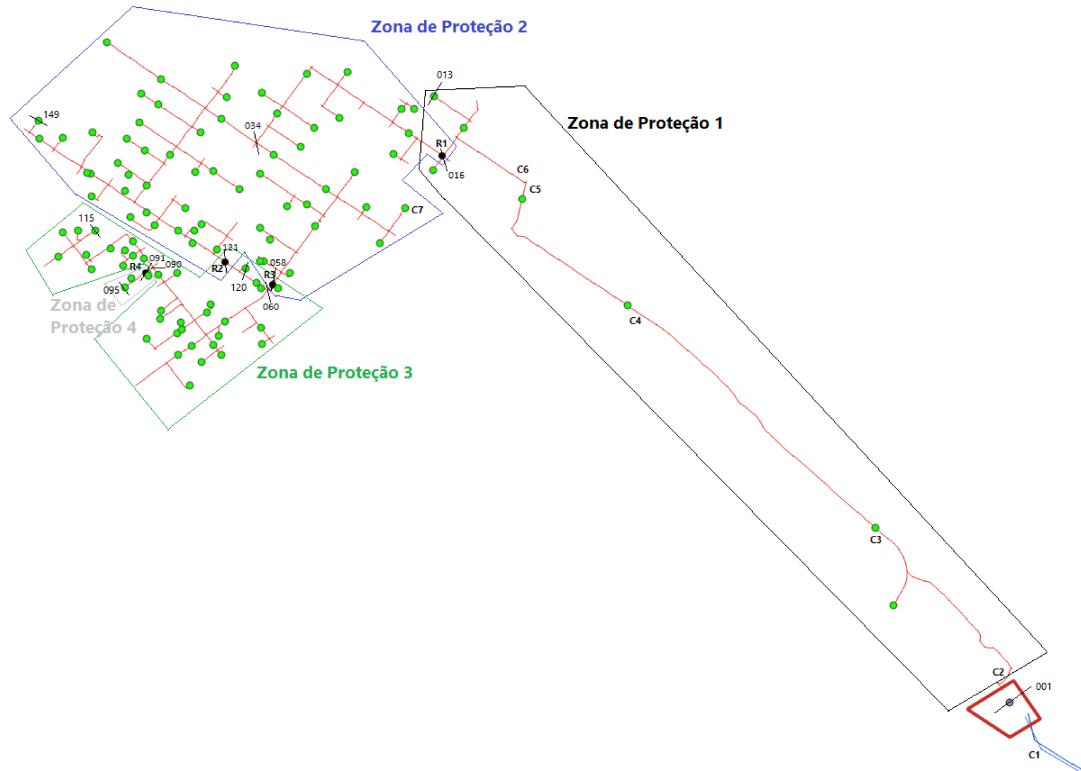
c) Religador de Distribuição 4 instalado no poste.



d) Placa do Religador de Distribuição 4

C ANEXOS

Figura 45: Zonas de Proteção e Barras onde aplicam-se as faltas



Fonte: O Autor