



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

MARCELO DONIZETI CORDEIRO TEIXEIRA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Uberlândia

2022

MARCELO DONIZETI CORDEIRO TEIXEIRA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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
2022

MARCELO DONIZETI CORDEIRO TEIXEIRA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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. Alan Petrônio Pinheiro (UFU)

Uberlândia
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121 - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: +55 (34) 3239-4708 - cocel@ufu.br



ATA DE DEFESA - GRADUAÇÃO

Curso de Graduação em:	1449BI - Graduação em Engenharia Elétrica: Bacharelado - Integral				
Defesa de:	FEELT31901 - Trabalho de Conclusão de Curso em Sistemas de Energia				
Data:	11/08/2022	Hora de início:	08h	Hora de encerramento:	09h
Matrícula do Discente:	11711EEL018				
Nome do Discente:	Marcelo Donizeti Cordeiro Teixeira				
Título do Trabalho:	"Análise da influência da geração fotovoltaica distribuída na proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica".				
A carga horária curricular foi cumprida integralmente?	<input checked="" type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não				

Reuniu-se na Sala Azul do bloco 1E, localizada na Faculdade de Engenharia Elétrica, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: **Prof. Dr. José Rubens Macedo Júnior (FEELT/UFU); Prof. Dr. Alan Petrônio Pinheiro (FEELT/UFU); e Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes (FEELT/UFU)**, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos, o(a) presidente da mesa, **Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes**, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra, para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do curso.

A seguir o(a) senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a) sem nota.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Wellington Maycon Santos Bernardes, Professor(a) do Magistério Superior**, em 11/08/2022, às 10:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **José Rubens Macedo Junior, Professor(a) do Magistério Superior**, em 11/08/2022, às 10:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alan Petronio Pinheiro, Professor(a) do Magistério Superior**, em 11/08/2022, às 10:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3822945** e o código CRC **CB94BE9E**.

Dedico este trabalho a minha mãe Antônia Maria Cordeiro (*in memoriam*), que infelizmente não pode estar presente neste importante capítulo da minha vida, mas que segue sendo minha maior inspiração e exemplo.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe Antônia Maria Cordeiro (*in memorian*), por ter feito parte da minha vida, sempre me inspirando a buscar a melhor versão de mim. Além disso, deixo documentado a admiração, respeito e amor que permearam nossa relação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Wellington M. S. Bernardes, por me ajudar de forma excepcional na elaboração deste documento e por toda a orientação, não só acadêmica, mas também profissional e pessoal. Agradeço também a empatia e companheirismo desde que nos conhecemos.

Ao Prof. Dr. Adélio José de Moraes (*in memorian*) por todos os ensinamentos durante o período que foi meu tutor no Programa de Educação Tutorial da Engenharia Elétrica (PET - Eng. Elétrica). Deixo também registrado meus agradecimentos ao grupo PET- Eng. Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Às minhas irmãs, Letícia e Rafaela e ao meu irmão Jorge por todo apoio e cumplicidade que me ajudaram a superar momentos difíceis.

A todos os amigos próximos, pelos momentos de desabafo e descontração que foram de suma importância para minha formação. Em especial aos meus queridos amigos Leandro e Lourene por todo apoio, companheirismo e estímulo, ressalto que os considero como uma segunda família.

À Universidade Federal de Uberlândia e a Faculdade de Engenharia Elétrica que sempre buscam o aperfeiçoamento do ambiente acadêmico, visando sempre o acolhimento e bem estar dos alunos.

E por fim, a todos os professores que contribuíram para minha formação acadêmica e profissional.

RESUMO

CORDEIRO, M. D. **Análise da Influência da Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2022. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2022.

Os sistemas de proteção são elementos fundamentais na concepção de qualquer projeto elétrico e, na área de distribuição de energia, são responsáveis por garantir a qualidade e a confiabilidade do fornecimento. Dessa forma, os relés de sobrecorrente são elementos básicos empregados em todo e qualquer esquema de proteção. Nos últimos anos, o Brasil presenciou um aumento significativo da geração distribuída e, com isso, vários estudos surgiram com o propósito de verificar quais os impactos dessa tecnologia em um sistema elétrico de potência (SEP). Desse modo, este trabalho tem como objetivo principal a análise da influência da geração fotovoltaica distribuída na coordenação otimizada de relés de sobrecorrente temporizados de fase. Para isso, foram utilizadas duas ferramentas poderosíssimas, o *OpenDSS* e o *Python 3*, conectados via interface *Component Object Model* (COM). O circuito analisado como estudo de caso foi o IEEE 13 barras e o algoritmo desenvolvido nesta pesquisa utilizou-se de técnicas de busca em profundidade para definição automática dos pares de relés, bem como fez uso de ferramentas metaheurísticas para coordenação otimizada dos dispositivos. Os dados obtidos foram satisfatórios, uma vez que os parâmetros para garantia da coordenação sofreram variações quando comparados os circuitos sem e com geração distribuída. Ademais, o algoritmo de busca em profundidade desenvolvido ao longo do trabalho se mostrou bastante promissor, possibilitando a análise em diversos tipos de sistemas modelados no *OpenDSS*.

Palavras-chave: Sistemas de proteção, coordenação otimizada de relés, geração distribuída, OpenDSS, Python.

ABSTRACT

CORDEIRO, M. D. Analysis of the Influence of Distributed Photovoltaic Generation on the Protection of Power Distribution Systems. 2022. Monography (Bachelor in Electrical Engineering) - Faculty of Electrical Engineering, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2022.

Protection systems are fundamental elements in the conception of any electrical project. In the area of power system distribution, they are responsible for ensuring the service quality and supply reliability. Thus, overcurrent relays in conjunction with circuit breakers are basic elements used in several protection schemes. In recent years, a significant increase of the distributed generation has occurred in Brazil and, as a result, several studies have emerged with the objective of verifying the impacts of this technology on an electric power system. In this way, this work has as main objective the analysis of the influence of distributed photovoltaic generation in the optimal overcurrent relays coordination (phase time unit). For this, two very powerful tools were used, OpenDSS connected with the Python 3 programming language. The circuit utilized as a case study was the IEEE 13 buses, and the algorithm developed in this research used depth-first search techniques for automatic definition of relay pairs, as well as using metaheuristic tools for coordinating the protective devices. The data obtained were satisfactory, since the parameters to guarantee the coordination suffered variations when comparing the circuit without and with distributed generation. In addition, the depth-first search algorithm developed throughout the work proved to be very promising, allowing the analysis of different types of electrical systems modeled in OpenDSS.

Keywords: Protection systems, overcurrent relays, optimal coordination, OpenDSS, depth-first search, Python.

Lista de Figuras

1	Gráfico ilustrativo de saturação dos transformadores de corrente.	17
2	Sistema IEEE 13 Barras adaptado sem GD.	23
3	Sistema IEEE 13 Barras adaptado com GD.	24
4	Fluxograma básico das análises do código.	25
5	Índices das barras no ambiente de simulação.	26
6	Listas contendo os índices dos nós de cada terminal dos elementos entre barras.	28
7	Listas contendo a relação barra-de e barra-para.	28
8	Fluxograma da busca em profundidade	32
9	Correntes fluxo de carga vista por cada barramento.	33
10	Produto do algoritmo que aplica o curto-circuito trifásico.	35
11	Correntes nos nós do sistema quando aplicado um circuito- circuito franco trifásico na barra 692.	36
12	Produto do algoritmo que armazena os níveis de curto-circuito trifásico dos barramentos.	37
13	Produto do algoritmo que armazena os níveis de curto-circuito bifásico dos barramentos.	37
14	Produto do algoritmo que armazena os níveis de curto-circuito monofásico dos barramentos.	38
15	Resultado do <i>script</i> que calcula os TCs.	41
16	Código para cálculo das constantes de coordenação.	45
17	Algoritmo para definição do TMS ótimo.	46
18	Coordenograma quando o relé 2 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	48
19	Coordenograma quando o relé 3 é a proteção principal e o 2 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	48
20	Coordenograma quando o relé 4 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	49
21	Coordenograma quando o relé 5 é a proteção principal e o 4 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	49
22	Coordenograma quando o relé 6 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	50
23	Coordenograma quando o relé 7 é a proteção principal e o 6 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	51
24	Coordenograma quando o relé 8 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	51
25	Coordenograma quando o relé 9 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	52

26	Coordenograma quando o relé 10 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	52
27	Coordenograma quando o relé 11 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	53
28	Coordenograma quando o relé 12 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	53
29	Coordenograma quando o relé 13 é a proteção principal e o 12 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	54
30	Coordenograma quando o relé 2 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	60
31	Coordenograma quando o relé 3 é a proteção principal e o 2 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	60
32	Coordenograma quando o relé 4 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	61
33	Coordenograma quando o relé 5 é a proteção principal e o 4 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	62
34	Coordenograma quando o relé 6 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	62
35	Coordenograma quando o relé 7 é a proteção principal e o 6 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	63
36	Coordenograma quando o relé 8 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	63
37	Coordenograma quando o relé 9 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.	64
38	Coordenograma quando o relé 10 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	64
39	Coordenograma quando o relé 11 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	65
40	Coordenograma quando o relé 12 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	65
41	Coordenograma quando o relé 13 é a proteção principal e o 12 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.	66

Lista de Tabelas

1	Correntes primárias e relações nominais.	18
2	Valores de β e α para difentes tipos de curva	20
3	Correntes nominais do sistema sem GD.	34
4	Níveis de curto-circuito trifásico do sistema sem GD.	38
5	Níveis de curto-circuito bifásico do sistema sem GD.	39
6	Níveis de curto-circuito monofásico do sistema sem GD.	39
7	TC utilizado em cada relé.	40
8	Correntes de <i>pickup</i> de cada relé.	41
9	Correntes de curto-circuito vistas pelos relés.	44
10	Valores das constantes de coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito sem GD.	45
11	Valores dos dias de tempo de cada relé para a coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito sem GD.	47
12	Tempo de atuação dos relés para curva IEC normalmente inversa para o circuito sem GD.	47
13	Correntes nominais do sistema com GD.	55
14	Níveis de curto-circuito trifásico do sistema com GD.	56
15	Níveis de curto-circuito bifásico do sistema com GD.	56
16	Níveis de curto-circuito monofásico do sistema com GD.	57
17	Correntes de <i>pickup</i> de cada relé com GD.	57
18	Valores das constantes de coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito com GD.	58
19	Valores dos TMSs de cada relé para a coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito com GD.	59
20	Tempo de atuação dos relés para curva IEC normalmente inversa para o circuito com GD.	59

ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
NBR	Norma Brasileira
RTC	Relação de Transformação de Corrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TMS	Valor de ajuste do múltiplo de tempo
TP	Transformador de Potencial
UFU	Universidade Federal de Uberlândia

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	14
1.2	VISÃO GERAL DO TRABALHO	14
2	PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE NO SEP	16
2.1	CONCEITOS GERAIS	16
2.2	CONCEITOS GERAIS	17
2.3	DIMENSIONAMENTO DO TC DE PROTEÇÃO	17
2.4	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM PROTEÇÃO	18
3	CIRCUITO ESTUDADO	22
4	ANÁLISE DO SISTEMA SEM GD	25
4.1	SIMULAÇÃO	25
4.1.1	PREPARAÇÃO DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO	26
4.1.2	MAPEAMENTO DO CIRCUITO NO <i>PYTHON</i>	27
4.2	ESTUDO DO FLUXO DE CARGA SEM GD	33
4.3	ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO SEM GD	34
4.4	PARAMETRIZAÇÃO DA FUNÇÃO 51	40
4.4.1	DEFINIÇÃO DOS TCs	40
4.4.2	DEFINIÇÃO DAS CORRENTES DE <i>PICKUP</i>	41
4.4.3	COORDENAÇÃO ENTRE OS PARES DE RELÉS	42
4.4.4	CÁLCULO DAS CONSTANTES DE COORDENAÇÃO	44
4.4.5	CÁLCULO DO TMS DE CADA RELÉ	45
4.4.6	COORDENOGRAMAS ENTRE OS PARES DE RELÉS SEM GD	46
5	ANÁLISE DO CIRCUITO COM GD	55
5.1	ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE CARGA	55
5.2	DEFINIÇÃO DOS TCs COM A GD	55
5.3	DEFINIÇÃO DO <i>PICKUP</i> COM A GD	57
5.4	COORDENAÇÃO COM GD	58
5.4.1	CÁLCULO DAS CONSTANTES DE COORDENAÇÃO E DO TMS	58
5.4.2	COORDENOGRAMAS ENTRE OS PARÉS DE RELÉS	58
6	CONCLUSÃO	67
6.1	TRABALHOS FUTUROS	67
	REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) centralizados podem ser divididos em três grandes grupos, sendo eles: a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os sistemas de geração são os responsáveis pela conversão de algum tipo de energia em energia elétrica. O sistema de transmissão tem a função de transportar essa energia do ponto de geração ao de distribuição. Já o sistema de distribuição é incumbido de distribuir a eletricidade aos consumidores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Com o avanço da tecnologia surgiu uma nova alternativa à divisão mencionada inicialmente, sendo ela a geração distribuída (GD). Há diversas definições de geração distribuída na literatura, porque ela depende do tipo de conexão a rede, da potência instalada, dentre outros fatores. Segundo *Zilles et al. (2016)* pode ser entendido como geração distribuída qualquer empreendimento que produza energia elétrica e esteja conectado à rede de distribuição. Com essa definição, observa-se que a GD elimina a necessidade da transmissão, ou seja, é uma geração de energia próxima a carga (consumidor). Conforme visto em *ABSOLAR (2022)*, a previsão para o crescimento da geração fotovoltaica distribuída em 2022 é de 105% em comparação com 2021, dessa forma, este tipo de GD merece uma atenção especial quanto ao seu impacto no sistema elétrico.

Quando em operação, o SEP fica sujeito a falhas dos mais variados tipos, o que pode ocasionar uma interrupção total ou parcial do fornecimento de eletricidade aos clientes. A falha mais comum dentre todas as possíveis é o curto-circuito. Quando ocorre esse defeito, há a circulação de uma altíssima corrente elétrica nos equipamentos energizados, que pode causar perdas irreversíveis nos dispositivos, além de acidentes graves.

É importante ressaltar que todo e qualquer sistema elétrico está sujeito a falhas, por mais bem projetado que ele seja. Dessa forma, um sistema de proteção de energia elétrica tem a função de extinguir os defeitos que ocasionalmente aconteçam, além de mostrar de forma clara a origem da perturbação aos responsáveis pela operação e manutenção da rede elétrica (MAMEDE; FILHO, 2011). Ademais, o sistema de proteção não pode atuar de maneira aleatória, ele precisa garantir a maior qualidade e eficiência do SEP, ou seja, ele deve agir de maneira coordenada e seletiva, eliminando a falha de modo a afetar o mínimo possível o fornecimento de energia. (BERNARDES et al., 2012).

Um dos dispositivos responsáveis pela proteção de uma rede de distribuição é o relé de sobrecorrente temporizado de fase, que também é classificado pelo *American National Standards Institute (ANSI)* como função 51. Tal equipamento é sensibilizado ou não de acordo com uma curva de tempo em função da corrente elétrica lida pelo dispositivo. Caso a corrente instantânea monitorada por ele exceda os limites previamente definidos, é mandado um sinal para que o disjuntor desabilite o circuito parcial ou totalmente, a depender da região a qual ele é responsável por proteger. É importante ressaltar que quanto maior a magnitude da corrente que extrapole o limite supracitado, mais rápida será a resposta do relé.

A partir disso, é comum que uma rede de distribuição possua inúmeros relés. Dessa forma, o mais próximo ao local da falta deve atuar mais rápido do que o que esteja em série e a montante dele, somente em caso de falha do primeiro que o segundo deve entrar em ação. Esse tipo de comportamento é chamado de coordenação. Assim é garantido que somente partes do circuito que estejam sobre defeito sejam desenergizadas, originando a seletividade.

Portanto, é nítida a importância da devida coordenação e seletividade em um esquema de proteção envolvendo o relé de sobrecorrente, pois assim, a qualidade do suprimento de energia é garantida e otimizada. Neste contexto, qualquer mudança que aconteça em um SEP deve ser analisada à luz da proteção de sistemas elétricos de potência e a geração fotovoltaica distribuída é uma alteração cada vez mais relevante dentro dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Salienta-se que a otimização dentro do setor energético está cada vez mais em destaque, com a crescente expansão de redes inteligentes e tecnologias de comunicação (MOMESSO; BERNARDES; ASADA, 2018; VASCONCELOS et al., 2013; SANTOS et al., 2013).

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como foco verificar a influência da GD fotovoltaica na coordenação otimizada dos relés de sobrecorrente temporizados de fase (função 51). Para tornar possível tal análise são necessários diversos estudos preliminares, como o de fluxo de carga e de curto-circuito.

Os estudos supracitados, não são elementares e foram desenvolvidos por ferramentas computacionais. Os *softwares* utilizados para a simulação foram o *OpenDSS* e o *Anaconda Spyder*, ambos com domínio livre, o que democratiza o acesso à informação. O *OpenDSS* é um simulador de sistemas de distribuição, em inglês *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)*. Já o *Anaconda Spyder* é um ambiente de programação em *Python 3*, uma linguagem difundida mundialmente e que foi utilizada para o tratamento dos dados obtidos por simulação. Portanto, o objetivo deste documento é realizar todos os estudos inerentes à parametrização da função 51 em um sistema sem GD para depois verificar quais alterações foram registradas devido a presença dela.

1.2 VISÃO GERAL DO TRABALHO

No Capítulo 2 são apresentados de maneira sucinta e objetiva alguns referenciais teóricos de extrema importância para o entendimento deste trabalho. Logo, são explicados termos como fluxo de carga, estudo de curto-circuito, corrente de *pickup*, tempo de atuação dos relés, dentre outros. Além disso, é mostrado o equacionamento matemático para otimização da coordenação entre os relés.

O Capítulo 3 expõe a topologia e configuração elétrica do estudo de caso. Neste trabalho foi utilizado o IEEE 13 barras com algumas adaptações. Esse circuito é utilizado para fins

de estudos acadêmicos e profissionais e foi criado pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

O Capítulo 4 exhibe detalhadamente todo o desenvolvimento computacional elaborado para a realização do estudo, bem como os resultados da simulação do circuito sem a GD, além das análises de coordenação.

Já o Capítulo 5 consiste na investigação sucinta dos resultados do sistema com a GD, pois o detalhamento do ambiente de simulação é exposto no Capítulo 4. Logo, reserva-se a este apenas a obtenção e análise dos dados com a geração distribuída.

Em sequência, o Capítulo 6 mostra as conclusões finais do documento, bem como os trabalhos futuros.

Por fim, o Apêndice A apresenta o código compilado no *OpenDSS*.

2 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE NO SEP

2.1 CONCEITOS GERAIS

Para a parametrização de um sistema de proteção, três principais aspectos são necessários a serem analisados. O primeiro é o sistema em funcionamento normal, sem falha ou defeito de qualquer natureza. O segundo é o sistema sob efeito das mais variadas anormalidades, a fim de prevenir os mais diversos tipos de falhas elétricas. E o terceiro, mas não menos importante, é a limitação dos efeitos de tais falhas. Para isso, existem os relés de proteção, que são vistos como a ferramenta mais poderosa de qualquer engenheiro que atua nessa área. Os relés são dispositivos capazes de identificar indesejáveis condições de funcionamento de um equipamento ou circuito (CAMINHA, 1977). Além disso, Mamede e Filho (2011) classifica o relé como o principal dispositivo básico de qualquer sistema de proteção.

Existem diversas tarefas exercidas por esses equipamentos e tais funções são nomeadas de acordo com o seu papel dentro da proteção. A função 51, objeto de estudo deste trabalho, é a de sobrecorrente temporizada, responsável por enviar um comando de abertura ao disjuntor caso o sistema sensibilize seus parâmetros previamente definidos. Para que o relé não atue de maneira indevida, ou seja, durante o funcionamento normal do circuito, é necessário que haja uma corrente a partir da qual ele seja habilitado. A essa corrente dá-se o nome de corrente de *pickup* (FENALTE; MENCO; OLIVEIRA, 2020).

A comunicação entre os relés, também denominados de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, do inglês *Intelligent Electronic Devices* (IED), pode ser feita através do protocolo intitulado Evento de Subestação Orientado a Objeto Genérico, do inglês *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) e que é descrito na norma IEC 61850. O GOOSE consiste em um sistema de mensagens que trafegam com alta prioridade no sistema *ethernet* e possibilita a troca de informações de maneira padronizada entre IEDs de diferentes fabricantes, garantindo então a interoperabilidade do sistema.

O relé, atualmente, é um dispositivo digital e, como tal, não suporta os níveis de tensão e corrente de um SEP. Logo é necessário o emprego de transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP) para que seja possível o processamento dos dados por ele. O transformador de potencial, como o próprio nome sugere, é responsável pela redução dos níveis de tensão. No entanto, ele não será objeto de estudo deste documento. Já o transformador de corrente é o responsável pela diminuição do nível de corrente do SEP para tornar possível a leitura das informações pelo relé (NASCIMENTO, 2020).

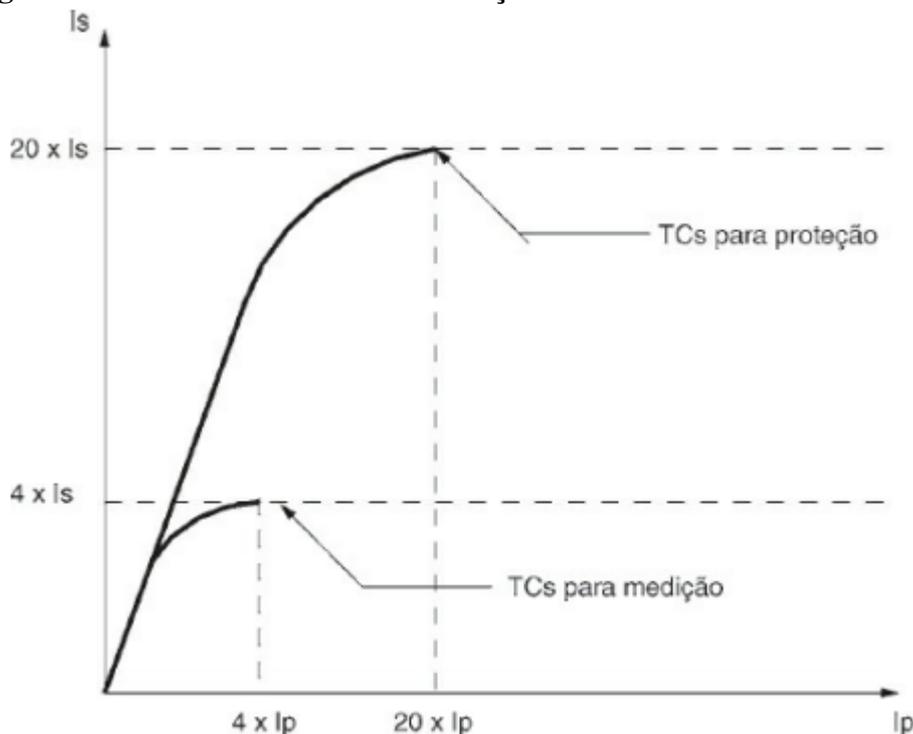
O estudo de fluxo de carga é realizado para verificação do sistema em regime permanente, ou seja, como apresentado anteriormente, é a condição normal de funcionamento do SEP. Já o estudo de curto-circuito é realizado para identificar o comportamento do sistema sob efeitos de anormalidades.

2.2 CONCEITOS GERAIS

2.3 DIMENSIONAMENTO DO TC DE PROTEÇÃO

O dimensionamento de um transformador de corrente leva em consideração os aspectos principais nominais do elemento, sendo a corrente nominal, que é projetada de acordo com a lida pelo primário do equipamento no local de instalação, a relação de transformação, que nada mais é que a razão da corrente primária nominal pela corrente secundária nominal, a tensão nominal, que é dimensionada a partir da máxima tensão de serviço do circuito e a frequência nominal, que é a mesma do sistema (CAMINHA, 1977). Os transformadores de corrente destinados à proteção são projetados de tal forma que o seu núcleo magnético não sature antes de 20 vezes a corrente primária. Essas correntes primárias são definidas conforme Norma Brasileira 6856 (NBR 6856) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e a corrente secundária normalmente utilizada é de 5 A (MAMEDE; FILHO, 2011). A Figura 1 apresenta um gráfico contendo os pontos de saturação dos TCs de medição e proteção. Observa-se que em 20 vezes a corrente nominal, o TC de proteção atinge o ponto de saturação, além disso, o TC de medição é mais sensível, atingindo o mesmo ponto em 4 vezes a corrente nominal. Já a Tabela 1 apresenta os valores nominais de corrente primária e as relações de transformação dos tansdutores.

Figura 1: Gráfico ilustrativo de saturação dos transformadores de corrente.



Fonte: Mamede e Filho (2011)

De forma resumida, a corrente primária do TC precisa suportar a corrente nominal do sistema e, além disso, o equipamento não pode saturar durante a leitura da máxima corrente de

Tabela 1: Correntes primárias e relações nominais.

Corrente primária nominal (A)	Relação nominal	Corrente primária nominal (A)	Relação nominal	Corrente primária nominal (A)	Relação nominal
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	125	25:1	1200	240:1
15	3:1	150	30:1	1500	300:1
20	4:1	200	40:1	2000	400:1
25	5:1	250	50:1	2500	500:1
30	6:1	300	60:1	3000	600:1
40	8:1	400	80:1	4000	800:1
50	10:1	500	100:1	5000	1000:1
60	12:1	600	120:1	6000	1200:1
75	15:1	800	160:1	8000	1600:1

Fonte: O autor.

curto-circuito. Com essas informações, as premissas para o dimensionamento dos transformadores de corrente são apresentadas nas Equações 1 e 2.

$$I_{N_L} \leq I_{P_{TC}} \quad (1)$$

$$I_{CC_{MAX}} < 20 \times I_{P_{TC}} \quad (2)$$

Onde:

- I_{N_L} é a corrente nominal lida no ponto de instalação do TC em *Ampère*;
- $I_{P_{TC}}$ é a corrente primária do TC em *Ampère*;
- $I_{CC_{MAX}}$ é a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do TC em *Ampère*.

O processo de dimensionamento dos transdutores de medida é o primeiro de muitos passos necessários para elaboração de qualquer sistema de proteção. Uma vez definidos os TCs, torna-se possível analisar os dados indispensáveis para uma boa coordenação e seletividade de relés de sobrecorrente.

2.4 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM PROTEÇÃO

A coordenação de um SEP não é um estudo banal, muito pelo contrário, é um problema complexo e que exige do engenheiro de proteção várias avaliações e conhecimentos do circuito

trabalhado, pois os dispositivos devem funcionar em conjunto e ainda seguir uma hierarquia de funcionamento de maneira a garantir a maior confiabilidade possível. Um sistema de proteção é dito coordenado e seletivo quando vários dispositivos estão dispostos em série e o elemento mais próximo do local de falha atua antes de qualquer outro e, em caso de falha deste, o imediatamente adjacente ao primeiro e mais próximo da fonte (retaguarda) entra em ação após um intervalo de tempo e assim sucessivamente. Este intervalo de tempo, que possibilita a atuação da proteção principal antes da retaguarda entrar em ação é chamado de intervalo de tempo de coordenação (ITC). Para os relés digitais o ITC possui valores que variam de 0,1 a 0,2 s. (SANTOS, 2013). A Equação 3 apresenta a formulação matemática do que foi exposto.

$$T_{retaguarda} - T_{principal} \geq ITC \quad (3)$$

Onde:

- $T_{retaguarda}$ é o tempo de atuação do relé de retaguarda em segundos;
- $T_{principal}$ é o tempo de atuação do relé principal em segundos;
- ITC é o intervalo de tempo de coordenação em segundos.

Há na literatura diversas famílias de curvas de tempo inverso que determinam a atuação ou não do relé 51. Neste trabalho será utilizada a norma Std 60255-3 da *International Electrotechnical Commission* (IEC), apresentada na Equação 4.

$$T_k = \frac{TMS \times \beta}{\left(\frac{I_i}{I_{pickup}}\right)^\alpha - 1} \quad (4)$$

Onde:

- T_k é o tempo de atuação do relé k em segundos;
- TMS é o múltiplo de tempo ajustado do relé k (adimensional);
- I_i é a corrente instantânea lida pelo relé k em Àmpere;
- I_{pickup} é a corrente de *pickup* do relé k em Àmpere;
- β e α são constantes definidas por norma.

Os valores de β e α podem ser definidos de acordo com o tipo de curva do relé. A Tabela 2 apresenta os valores previstos na norma IEC.

Tabela 2: Valores de β e α para difentes tipos de curva

Tipo de curva	β	α
Normalmente inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1
Extremamente inversa	80	2
Inversa de tempo longo	120	1

Fonte: O autor.

Como pode ser observado na Equação 4, o problema de coordenação é não linear, devido a relação entre T_k e I_{pickup} , o que gera uma dificuldade computacional muito grande quando o objetivo é encontrar a solução ótima para a questão. Todavia, é possível tornar o problema um pouco menos complexo. Para isso, basta que as correntes de *pickup* sejam conhecidas para que a relação se torne linear (BERNARDES et al., 2012), conforme pode ser visto na Equação 5.

$$T_k = K \times TMS \quad (5)$$

Sendo K definido por (6):

$$K = \frac{\beta}{\left(\frac{I_i}{I_{pickup}}\right)^\alpha - 1} \quad (6)$$

Logo, o problema de otimização da coordenação pode ser definido pela Equação 7, sujeita às restrições (s.a).

$$\begin{aligned} & \min \sum T_k \quad (7) \\ \text{s.a} = & \begin{cases} T_{retaguarda} - T_{principal} \geq ITC \\ TMS_{min} \leq TMS \leq TMS_{mx} \end{cases} \end{aligned}$$

Existem variadas maneiras de definir a corrente de *pickup* na literatura. Neste trabalho tal grandeza será regida pela Equação 8. No entanto, apenas por agilidade computacional, foi considerado que a sobrecarga do sistema é menor que 50% e também foi previamente verificado que nenhuma corrente de carga aumentada em 50% ultrapassa o valor de curto-circuito bifásico no final do trecho de cada relé. Logo, a equação do *pickup* de fato empregada no algoritmo é mostrada na Equação 9.

$$\frac{I_n \times FC}{RTC} < I_{pickup} < \frac{I_{CC2\phi} \text{ no final do trecho}}{RTC} \quad (8)$$

$$I_{pickup} = \frac{1,5I_n}{RTC} \quad (9)$$

Onde:

- I_n é a corrente nominal do sistema vista pelo relé em Àmpere;
- FC é um fator de sobrecarga (adimensional);
- RTC é a relação de transformação de corrente do TC (adimensional);
- I_{pickup} é a corrente de *pickup* do relé em Àmpere;
- $I_{CC2\phi}$ é a corrente de curto-circuito bifásico no final do trecho que o relé protege em Àmpere .

Após todas essas definições, necessita-se ainda que seja feita a verificação da coordenação da proteção. Isso pode ser realizado definindo-se uma corrente de curto-circuito de teste para utilização na Equação 4, reassalta-se que tal dado deve ser inserido como sendo a corrente lida pelo relé. Como corrente de teste será adotado três vezes o maior valor de *pickup* dentre os pares de relés, conforme mostra a Equação 10.

$$I_{CCteste} = 3 \times \max(I_{pickup \text{ principal}}, I_{pickup \text{ retaguarda}}) \quad (10)$$

Onde:

- $I_{CCteste}$ é a corrente de curto-circuito de teste em Àmpere;
- $I_{pickup \text{ principal}}$ é a corrente de *pickup* do relé primário ou principal em Àmpere;
- $I_{pickup \text{ retaguarda}}$ é a corrente de *pickup* do relé de retaguarda ou *backup* em Àmpere.

Portanto, como já explicado, para que os dados de parametrização mostrados neste Capítulo possam ser calculados, é de suma importância um conhecimento detalhado do circuito analisado, além dos estudos que norteiam um sistema de proteção de sobrecorrente, que são os de fluxo de carga e curto-circuito. Assim sendo, a próxima seção mostra a topologia do circuito investigado e aponta as principais alterações feitas nele.

3 CIRCUITO ESTUDADO

O sistema estudado neste trabalho foi o IEEE 13 Barras presente na documentação do *OpenDSS*. O circuito IEEE 13 Barras é bastante conhecido no cenário internacional e foi produzido pelo *Institute Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) com a finalidade de ser utilizado para estudos acadêmicos. Aqui foram feitas algumas adaptações no código modelado pelo *OpenDSS*, e tais modificações tiveram o intuito de facilitar a análise da proteção. Além disso, no *script* original (presente na documentação do *software*), a corrente de curto-circuito na barra 650 é incompatível com os dados publicados, chegando na casa dos 2000 kA. Dessa forma, o código adaptado está disponível no Apêndice A deste documento e nele são observados melhores resultados para o estudo de curto-circuito.

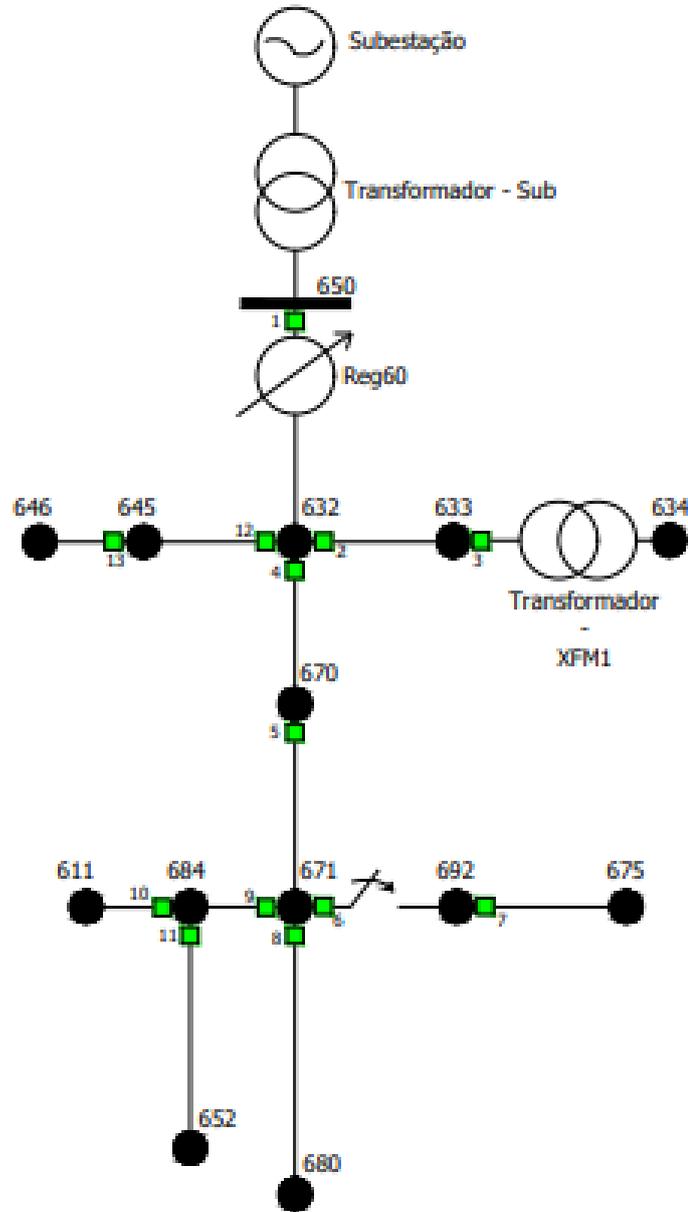
A Figura 2 mostra a topologia do circuito. Nela é possível observar a subestação, representada no *software* como um equivalente de Thévenin, dois transformadores, o "sub" e o "XFM1", um regulador de tensão, Rg60, uma chave, os nós do sistema e, por fim, 13 relés indicados por quadrados verdes e numerados de 1 a 13, inseridos pelo autor.

Já a Figura 3 mostra o mesmo sistema, com duas gerações fotovoltaicas distribuídas, a GD1 e a GD2. A GD1 possui potência nominal de 500 kVA, enquanto a GD2 apresenta 250 kVA.

Durante a simulação, algumas premissas foram adotadas, sendo elas:

- Todas as linhas monofásicas ou bifásicas do sistema original foram transformadas em linhas trifásicas;
- O efeito do regulador de tensão conectado no nó 650 foi desprezado durante os cálculos;
- A chave entre os nós 671 e 692 ficou o tempo todo fechada;
- Tensão utilizada como valor base de 4,16 kV;
- Nível de curto-circuito trifásico na subestação 20000 MVA;
- Nível de curto-circuito monofásico na subestação 21000 MVA;
- Impedância percentual do transformador sub: 5%;
- Foi inserida uma carga trifásica equilibrada de potência constante e ligação delta no nó 633, tendo ela potência ativa de 385 kW e reativa 220 kvar.
- Foi inserida uma carga trifásica equilibrada de potência constante e ligação delta no nó 680, tendo ela potência ativa de 385 kW e reativa 220 kvar.
- GDs com eficiência de 93%, fator de potência unitário, irradiância de 0,98 kW/m² e temperatura de 25 °C. Ambas conectadas por transformadores de interconexão para equipotencialização do sistema (código no apêndice A).

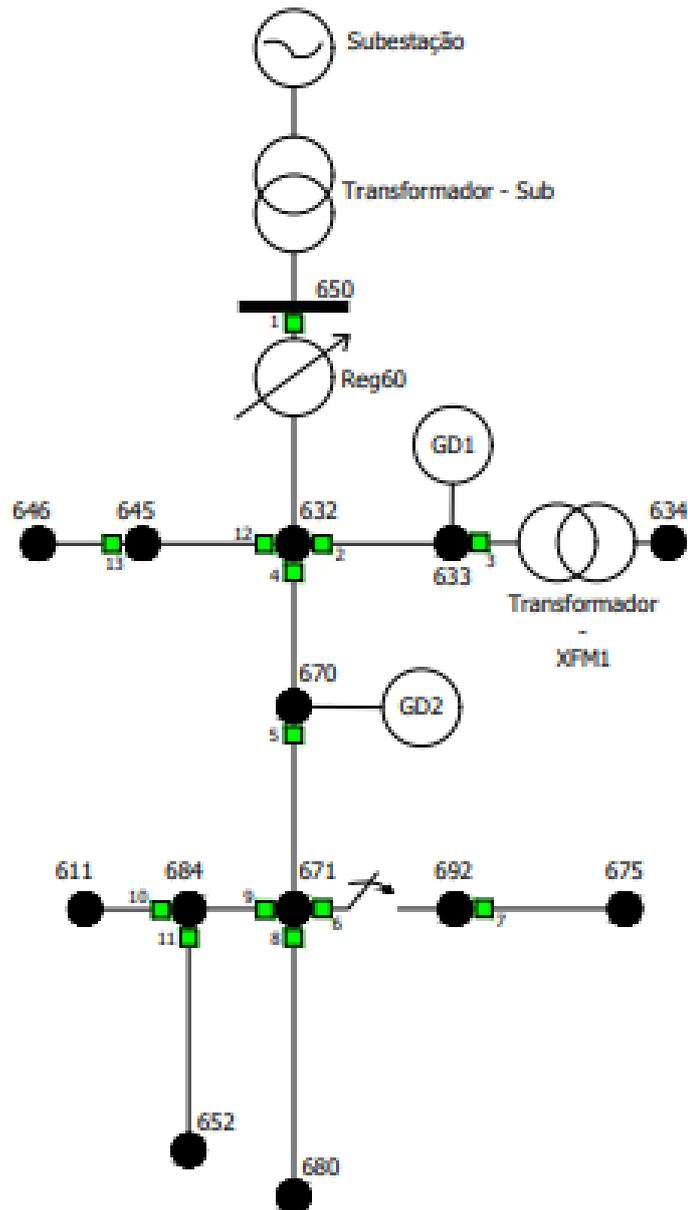
Figura 2: Sistema IEEE 13 Barras adaptado sem GD.



Fonte: O autor.

Com a topologia definida e as informações dos equipamentos modeladas no *OpenDSS*, tornou-se possível a investigação detalhada de todos os estudos inerentes ao funcionamento do relé de sobrecorrente temporizado de fase. Dessa forma, a próxima seção demonstra toda a lógica implementada por trás das análises feitas neste estudo de caso, bem como apresenta os resultados obtidos para a situação de coordenação sem a geração distribuída.

Figura 3: Sistema IEEE 13 Barras adaptado com GD.



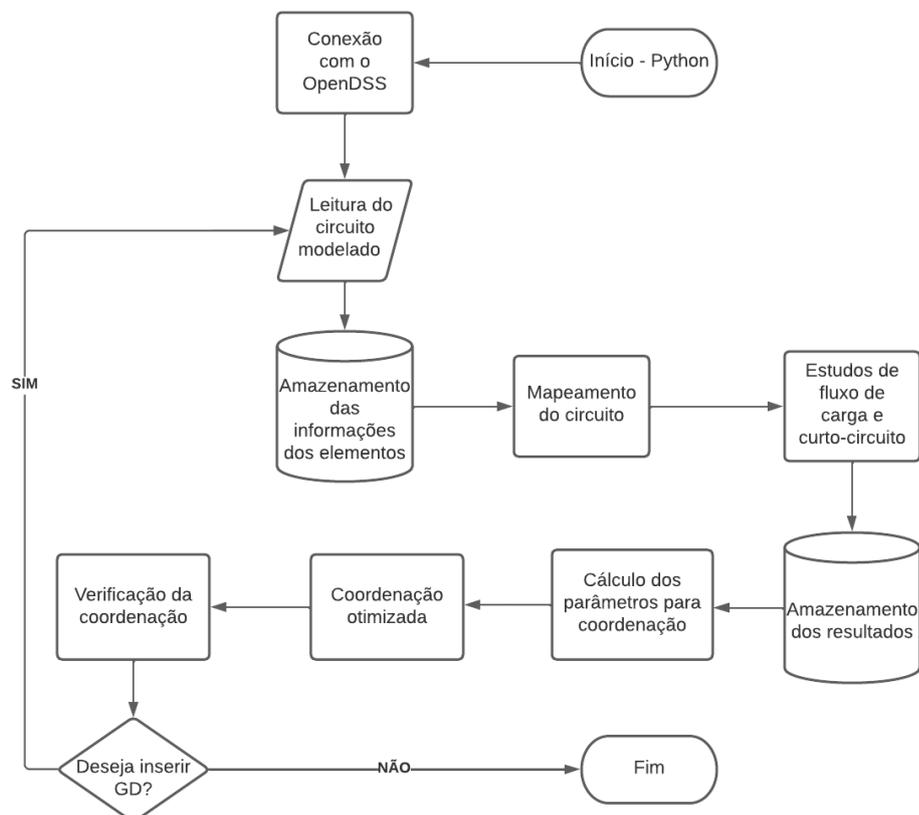
Fonte: O autor.

4 ANÁLISE DO SISTEMA SEM GD

4.1 SIMULAÇÃO

Todo o estudo foi feito utilizando-se a *Component Object Model* (COM), em que através dela o *Spyder* inicia o *OpenDSS*, inserindo nele alguns dados de entrada predefinidos, recebe os dados de simulação e manipula as informações. A Figura 4 apresenta de forma resumida as etapas trabalhadas pelo algoritmo. O primeiro passo é a conexão entre os programas, conforme já pontuado. Em seguida é feita a leitura do código *dss* para armazenamento das informações topológicas, como nome das barras, linhas, transformadores, etc. Logo depois, é feito um mapeamento do circuito relacionando as informações topológicas. Por exemplo, a barra 632 está conectada na 670, a 670 na 671, e assim por diante (vide Figuras 2 e 3). Tendo essa relação entre os elementos, o algoritmo aciona que o *OpenDSS* realize os estudos de fluxo de potência e curto-circuito, para que, logo em seguida, os dados obtidos deles sejam armazenados em variáveis no *Spyder*. Depois, são realizados os cálculos dos parâmetros necessários para a coordenação e, após isso, é feita a coordenação otimizada dos elementos para que, imediatamente em seguida, seja verificado se aquela coordenação calculada foi efetiva. Por fim, caso o usuário deseje inserir a GD, o algoritmo retorna para a leitura do circuito, caso não, ele é encerrado.

Figura 4: Fluxograma básico das análises do código.



Fonte: O autor.

4.1.1 PREPARAÇÃO DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

A primeira etapa, como já mencionado, foi realizar de fato a conexão entre os aplicativos via porta *Win32COM*, para que assim os comandos do *OpenDSS* pudessem ser inseridos pelo *Python* e os dados de saída dele armazenados em variáveis no ambiente de programação. Em seguida, foram extraídos os nomes das barras, dos transformadores, das linhas. Enfim, de todos os elementos presentes no circuito e estes foram armazenados em listas. Ressalta-se que o *OpenDSS* fornece essas características por meio de comandos explicados de forma bem intuitiva na documentação do *software*. Por exemplo, para o fornecimento do nome das barras basta que o comando "*self.dssCircuit.AllBusNames*" seja executado. Para obtenção do nome das linhas o comando utilizado é o "*self.dssLines.Name*" e assim por diante. Ou seja, tudo de forma bastante automática e eficiente.

Como estratégia de programação, essas listas sempre referenciam os elementos do circuito pelos seus índices. A Figura 5 destaca em vermelho os índices de cada barra do sistema, essa é uma informação de grande valia para a lógica de programação adotada no estudo. No decorrer do trabalho serão apresentadas outras listas, como por exemplo a que contém as correntes nominais em diferentes pontos do circuito, e na posição 5 dela estará a corrente vista pelo nó 671 que é exatamente o que é visto no índice 5 da lista contendo os nomes das barras.

Figura 5: Índices das barras no ambiente de simulação.

Índice	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	9	sourcebus
1	str	3	650
2	str	4	rg60
3	str	3	633
4	str	3	634
5	str	3	671
6	str	3	645
7	str	3	646
8	str	3	692
9	str	3	675
10	str	3	611
11	str	3	652
12	str	3	670
13	str	3	680
14	str	3	632
15	str	3	684

Fonte: O autor.

Neste estudo, as barras "*sourcebus*" e "650" da Figura 5 não terão seus dados extraídos, visto que elas não influenciarão de forma direta na parametrização dos relés. Além disso, o nó onde o regulador de tensão está conectado (rg60) será adotado como sendo a barra 650 da Figura 2.

Tal consideração será melhor explicada na próxima subseção.

4.1.2 MAPEAMENTO DO CIRCUITO NO *PYTHON*

As etapas supracitadas são de suma importância para extração dos dados do *OpenDSS*, no entanto, torna-se necessário relacionar eletricamente as informações no *Python*, pois para o algoritmo elas são apenas variáveis do sistema. Para contornar este problema, o sistema estudado foi interpretado como um grafo. De acordo com Isotani (2002), um grafo é um objeto de forma composto por vértices e arcos, onde cada arco possui um par de vértices conectando as suas extremidades. Logo, nos circuitos das Figura 2 e 3, os nós foram considerados os vértices do grafo e os elementos entre barras, neste caso tem-se transformadores, linhas, chave seccionadora e regulador de tensão, foram considerados os arcos. Todos estes últimos elementos citados possuem terminais conectados em nós, logo, a relação entre os vértices do grafo é basicamente o terminal 1 e o terminal 2 destes dispositivos.

Por exemplo, na Figura 2 pode-se ver que o terminal 1 do transformador XFM1 está conectado na barra 633, enquanto o terminal 2 está conectado na 634. Deste modo, é possível deduzir que as barras 633 e 634 possuem conexão. Resumindo, de acordo com a teoria dos grafos, neste exemplo os nós 633 e 634 são vértices conectados pelo arco XFM1. Dessa forma, todos elementos entre barras foram acessados e o índice das barras dos seus terminais armazenados em duas listas. Uma possuindo o índice do nó onde está conectado o terminal 1 do elemento e outra com o índice do que está conectado o terminal 2. A Figura 6 apresenta as duas listas supracitadas, e nelas estão destacados os índices 14. Neste índice o valor da "lista terminal 1" é 3 e o valor da "lista terminal 2" é 4. Logo, quando observada a Figura 5, torna-se possível ver que a posição 14 dessa combinação de listas representa o exemplo explicado anteriormente, Ou seja, o elemento verificado foi o transformador XFM1, pois ela está indicando que a barra 633 (índice 3) está conectada a barra 634 (índice 4).

Com o sistema interpretado como grafo, foi realizada uma busca em profundidade para que fossem armazenadas as informações necessárias para a parametrização dos relés. Basicamente, um algoritmo de busca em profundidade, em inglês *depth-first search*, tem como objetivo “caminhar” por todos os vértices de um grafo através de um vértice raiz e, a partir dele, os vértices adjacentes (não visitados) são vistos como “vértices filhos” e a busca é realizada até que sejam encontrados vértices que não tenham filhos, ou seja, nas extremidades do grafo. Quando este vértice é encontrado, a busca retorna e vai para o próximo até que todos sejam visitados (BERNARDES, 2013). Algoritmo importante que foi usado em outras aplicações, como processamento topológico em circuitos mutuamente acoplados (BERNARDES; ASADA; VIEIRA, 2015).

Olhando de um ponto de vista elétrico para a definição, tal processo permite que todas as barras do sistema sejam visitadas e mapeadas para que seus dados possam ser extraídos e relacionados. Com a busca foram criadas outras duas listas denominadas “barra-de” e “barra-para” que contornam o problema mencionado anteriormente, de falta de interpretação do *Python*

Figura 6: Listas contendo os índices dos nós de cada terminal dos elementos entre barras.

Índice	Tipo	Tamanho	Valor
0	int	1	2
1	int	1	14
2	int	1	12
3	int	1	5
4	int	1	14
5	int	1	14
6	int	1	6
7	int	1	8
8	int	1	5
9	int	1	15
10	int	1	15
11	int	1	5
12	int	1	0
13	int	1	1
14	int	1	3

Índice	Tipo	Tamanho	Valor
0	int	1	14
1	int	1	12
2	int	1	5
3	int	1	13
4	int	1	3
5	int	1	6
6	int	1	7
7	int	1	9
8	int	1	15
9	int	1	10
10	int	1	11
11	int	1	8
12	int	1	1
13	int	1	2
14	int	1	4

Fonte: O autor.

quanto a conexão entre as informações. A Figura 7 mostra à esquerda, a lista “barra-de” e à direita a lista “barra-para” com o índice 4 destacado. Neste índice é possível observar que a “barra-de” é a 632 e a “barra-para” é a 633. Essa informação será muito útil no decorrer do trabalho, pois é possível observar na Figura 2 que o relé 2, conectado na barra 632, é a retaguarda do relé 3, conectado na barra 633. Com isso, através desse índice das listas, o algoritmo consegue assimilar essa relação entre as informações dos relés.

Como já citado, a lógica de programação foi feita utilizando-se os índices das barras e não os nomes como é mostrado na Figura 7. Essas listas apresentadas foram criadas apenas para facilitar a visualização do produto do código.

Figura 7: Listas contendo a relação barra-de e barra-para.

Índi	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	9	sourcebus
1	str	3	650
2	str	4	rg60
3	str	3	632
4	str	3	632
5	str	3	632
6	str	3	645
7	str	3	633
8	str	3	670
9	str	3	671
10	str	3	671
11	str	3	692
12	str	3	692
13	str	3	684
14	str	3	684

Índi	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	3	650
1	str	4	rg60
2	str	3	632
3	str	3	670
4	str	3	633
5	str	3	645
6	str	3	646
7	str	3	634
8	str	3	671
9	str	3	680
10	str	3	684
11	str	3	692
12	str	3	675
13	str	3	611
14	str	3	652

Fonte: O autor.

Na subsecção anterior foi citado que a barra “rg60” seria considerada a barra 650. Isso se deve ao fato dos efeitos do regulador de tensão terem sido desprezados no estudo, logo, o elemento que conecta as barras 650 e 632 é exatamente o regulador de tensão. Dessa maneira, pela lógica de programação empregada, os vértices 650 e 632 não teriam um arco de conexão, caso a barra do regulador fosse desprezada, portanto, ela foi considerada como sendo a 650. Do ponto de vista elétrico não há nenhuma objeção nesta adoção, pois o nó “rg60” é apenas uma barra virtual.

No quadro 1 é apresentado o código que realiza a busca em profundidade no sistema. Nele, observa-se que como argumento, a função recebe uma variável denominada "*Vet_Aux1*", outra chamada "*Vet_Aux2*" e uma última, com nome de "*root*". O "*Vet_Aux1*" contém o terminal 1 de todos os elementos conectados entre barras, já o "*Vet_Aux2*" contém o terminal 2 dos mesmos elementos. A variável "*root*" contém a raiz da busca, neste caso foi entregue como raiz a barra "*sourcebus*" que contém a subestação, pois no sistema radial da Figura 2, a corrente elétrica flui dela para os outros nós. Já na primeira linha da função é possível observar o comando "*vertexList_Aux = self.dssCircuit.AllBusNames*" que tem como propósito armazenar o nome de todas as barras modeladas no *OpenDSS* como sendo a lista de vértices da busca. Depois disso, é iniciado um laço "*for*" tendo como condição de parada, o tamanho da lista de vértices. Esse trecho de código tem como objetivo transformar o tipo de variável, pois o comando "*self.dssCircuit.AllBusNames*" do *OpenDSS* fornece os barramentos em uma tupla, que no *Python* não pode ser manipulada ou editada, logo, o laço converte a variável do tipo tupla em outra do tipo lista, que é bem mais flexível. O segundo "*for*", com ordem de parada definida pelo tamanho do "*Vet_Aux1*", tem como objetivo criar um vetor ("*edgeList*") contendo os pares ordenados dos arcos do grafo.

O passos descritos anteriormente foram feitos apenas para interpretar o circuito como um grafo. Com isso feito, inicia-se de fato a função de busca em profundidade, denominada "*dfs*". Explanando de forma resumida, a busca tem como primeiro passo o empilhamento do nó raiz (o parâmetro de entrada "*root*"), neste caso, como já explicado, é a barra "*sourcebus*". Logo em seguida, o *script* verifica se existem nós adjacentes a ele através da função "*neighbor*". Caso exista, esses nós vizinhos são colocados em uma pilha, um a um, até que não existam mais vértices adjacentes não visitados ou não empilhados. Quando isso acontece, a barra analisada passa a ser classificada como visitada. Logo depois, os nós da pilha também passam os vértices analisados, um a um, até que a pilha acabe e todos sejam classificados como visitados.

Exemplificando para o circuito estudado, o primeiro vértice analisado é o "*sourcebus*" (vértice raiz), com isso, é detectado que o nó 650 é vizinho a ele e não foi empilhado nem visitado, logo, o nó 650 é empilhado e como ele é o único adjacente identificado, o vértice "*sourcebus*" é classificado como visitado, em seguida o 650 e rg60 passam pelas mesmas análises e classificações. Quando a barra 632 é analisada, o algoritmo encontra mais de um vizinho não visitado, dessa forma, ele os colocam na pilha na seguinte ordem: 645, 670 e 633 (vide Figura 2). Com todos os vizinhos empilhados, ela é classificada como visitada e o nó corrente a ser inspecionado passa

a ser último empilhado, no caso o 633. Durante a análise do 633 é identificado o vizinho 634, e então, ele é empilhado. Com todos os vizinhos do vértice 633 visitados ou empilhados, ele passa a ser classificado como visitado e a barra a ser analisada se torna a última empilhada, no caso a 634. Como o código identifica que ela não possui nenhum vizinho que não esteja na lista de visitados, ela também é classificada como visitada e o último elemento empilhado que não tenha passado por esse processo se torna o vértice corrente, no caso é o 670 (que foi empilhado junto com o 633). Quando o 670 está em verificação é visto que ele possui como filho o nó 671 que então é empilhado, como o 670 não possui outros filhos ele é classificado como visitado. Isso é feito sucessivamente até que todo o sistema seja percorrido. No decorrer deste processo, o caminho percorrido pela busca é armazenado em listas denominadas "*visited_edge_from*" e "*visited_edge_to*" que mostram, respectivamente, a barra que a busca parte e a barra que ela chega. Analisando eletricamente, é exatamente o caminho percorrido pela corrente da subestação, dessa forma pode-se montar uma lógica de pares de relés, visto que o relé de retaguarda é conectado na barra armazenada na lista "*visited_edge_from*" e o principal na barra guardada na lista "*visited_edge_to*", que na função principal são intituladas "barra de" e "barra para", conforme citado anteriormente.

Quadro 1 - Pseudo código desenvolvido para busca em profundidade.

```
def DephtFirstSearch(self, Vet_Aux1, Vet_Aux2, root):
    vertexList_Aux = self.dssCircuit.AllBusNames
    vertexList = []
    for i in range(len(vertexList_Aux)):
        vertexList.append(vertexList_Aux[i])
    edgeList = ()
    for i in range(len(Vet_Aux1)):
        edgeList+=((Vet_Aux1[i],Vet_Aux2[i]),)
        edgeList+=((Vet_Aux2[i],Vet_Aux1[i]),)
    graphs = (vertexList, edgeList)
    def dfs(graph, start):
        vertexList, edgeList = graph
        visited_edge_from = []
        visited_edge_to = []
        visitedVertex = []
        stack = [start]
        adjacencyList = [[] for vertex in vertexList]
        for edge in edgeList:
            adjacencyList[edge[0]].append(edge[1])

        while stack:
            current = stack.pop()
            for neighbor in adjacencyList[current]:
```

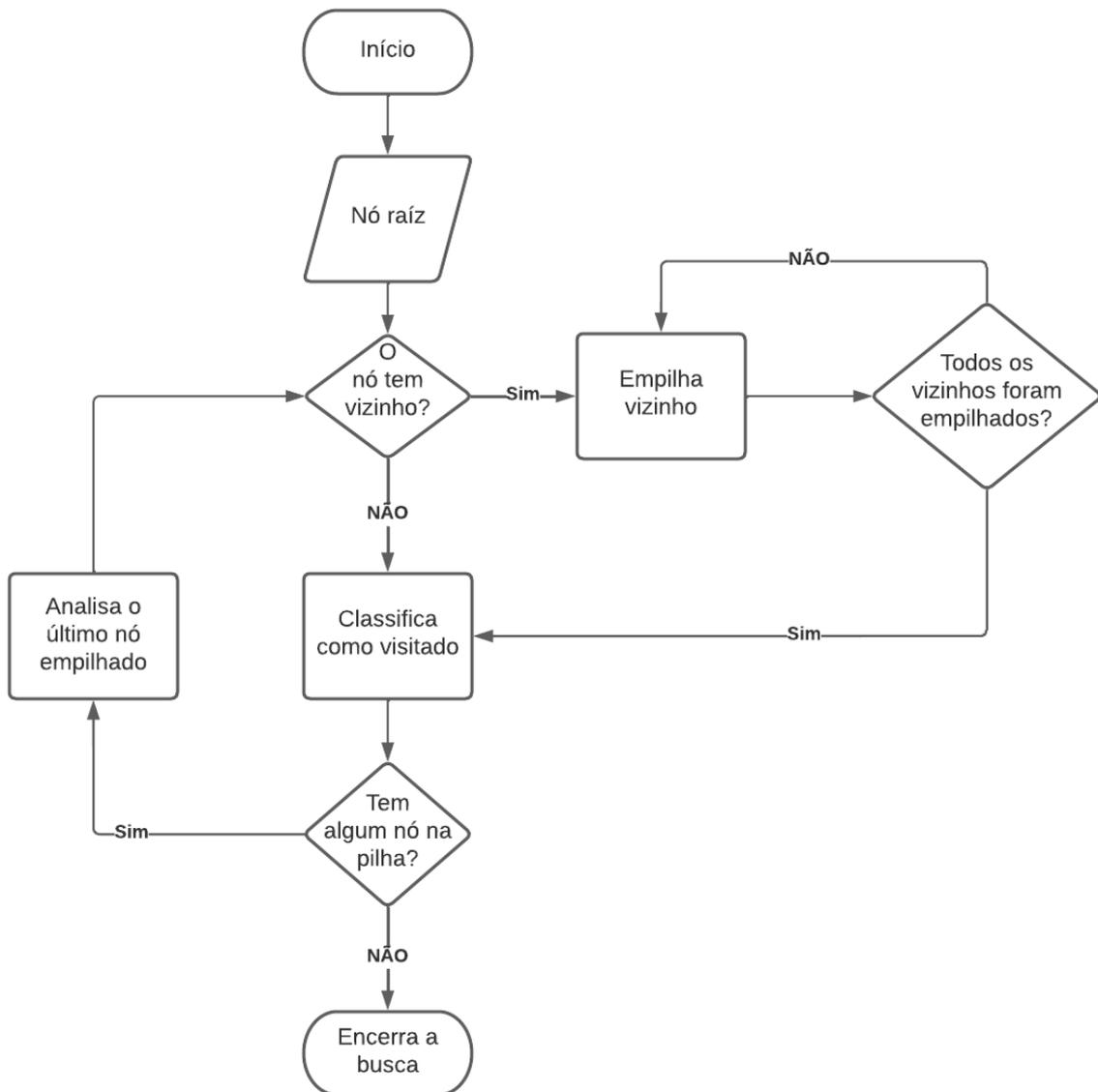
```
        if not neighbor in visitedVertex:
            stack.append(neighbor)
            visited_edge_from.append(current)
            visited_edge_to.append(neighbor)
        visitedVertex.append(current)
    return visitedVertex, visited_edge_from, visited_edge_to
Visitados, visited_edge_from, visited_edge_to = dfs(graphs,root)
for i in range(len(visited_edge_from)):
    print("Barra de: "+str(visited_edge_from[i]) + " - Barra para: "\
        + str(visited_edge_to[i]))
Resultado_Busca = []
for i in range(len(Visitados)):
    Resultado_Busca.append((vertexList[int(Visitados[i])]))
print('Resultado da busca com o nome das barras: ' +str(Resultado_Busca))
print('Resultado da busca com o indice das barras: ' +str(dfs(graphs,root)))
print('BARRA CIRCUIT: '+str(self.dssISources.AllNames))
return visited_edge_from, visited_edge_to
```

Fonte: O autor.

A Figura 8 apresenta, por meio de diagrama, todo processo de busca em profundidade explorado, nela é possível observar que o nó analisado é sempre o último empilhado até que não haja mais vértices na pilha.

Após definidas as relação entre as barras do sistema, torna-se possível a análise elétrica do mesmo, pois isso possibilita que dentro do *Python* seja possível mapear as informações dos relés principais e de retaguarda, ou seja, o algoritmo de busca em profundidade estabelece uma relação na leitura das informações.

Figura 8: Fluxograma da busca em profundidade



Fonte: O autor.

4.2 ESTUDO DO FLUXO DE CARGA SEM GD

Com as etapas acima concluídas, começaram de fato os estudos elétricos do sistema, sendo o primeiro o fluxo de carga para obtenção dos dados em regime permanente. Existem algumas opções disponíveis no *OpenDSS* para a realização desta tarefa. A utilizada neste trabalho foi o modo fluxo de potência instantâneo, em inglês *snapshot power flow*, mas também é disponibilizado pelo *software* o modo diário e o modo anual ((SILVA, 2021), apud (ANEEL, 2014)). A Figura 9 apresenta os valores das correntes de fluxo de carga em cada barramento, observa-se nela que as posições de índice 1 e 0 tiveram seus valores alterados por dois hífen, isso foi apenas para mostrar que de acordo com a Figura 5, as barras sourcebus e 650 não foram utilizadas para a parametrização dos relés de proteção, visto que o relé 1 só se sensibiliza com dados das barras a jusante da 650.

Figura 9: Correntes fluxo de carga vista por cada barramento.

Índice	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	2	--
1	str	2	--
2	float	1	1005.6975442422328
3	float	1	145.2795941902036
4	float	1	81.82118974682072
5	float	1	715.1949575627266
6	float	1	99.68037503083478
7	float	1	61.04685369249432
8	float	1	221.15406858169484
9	float	1	197.64406314826257
10	float	1	115.74572823916358
11	float	1	149.31875072913638
12	float	1	723.5850500640896
13	float	1	64.20048295260715
14	float	1	914.2707230743814
15	float	1	261.45339145497474

Fonte: O autor.

Juntando as informações das Figuras 5 e 9, tornou-se possível construir a Tabela 3, que contém os dados nominais do circuito elétrico estudado. É importante salientar que o valor de corrente na Tabela 3 é o maior valor dentre as três fases. Essa premissa foi adotada para que o relé não fosse sensibilizado com os valores nominais do sistema. Além disso, o *OpenDSS* disponibiliza a corrente elétrica circulante nos elementos, portanto, para este trabalho foi adotado como sendo a corrente do barramento, sempre a corrente do segundo terminal do elemento entre barras, por exemplo, a corrente nominal indicada como sendo da barra 650 é a corrente nominal do terminal 2 do transformador sub. Já a corrente lida como sendo do barramento 670 é a corrente circulante no segundo terminal da linha que conecta a barra 632 a 670, e assim por

diante. Logo, o relé 1 processa a corrente indicada como sendo a do nó 632 (vide Figura 2).

Tabela 3: Correntes nominais do sistema sem GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	1005,70
1	633	145,28
2	634	81,82
3	671	715,19
4	645	99,68
5	646	61,05
6	692	221,15
7	675	197,64
8	611	115,75
9	652	149,32
10	670	723,59
11	680	64,20
12	632	914,27
13	684	261,45

Fonte: O autor.

4.3 ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO SEM GD

O método utilizado para o estudo de faltas no *OpenDSS* foi o de inserir objetos de falha um por vez, para posteriormente resolver o circuito no modo instantâneo. Para o *OpenDSS*, uma falta é um elemento como qualquer outro. Dessa forma, é possível inserir tanto faltas com impedâncias como curto-circuitos francos. Neste trabalho não foram definidos valores para a impedância de falta, ou seja, foram aplicados curto-circuitos francos, portanto, o valor padrão do *software* foi adotado.

Além disso, a corrente interpretada como sendo o nível de falta dos barramentos seguiu a mesma lógica mencionada na subseção anterior, ou seja, foram armazenadas as correntes do terminal 2 dos elementos imediatamente a montante da barra, exemplificando novamente. Observando-se a Figura 2, o nível de corrente de curto-circuito do barramento 680 é lido como sendo a corrente no terminal 2 da linha que conecta o nó 671 a este.

Para o estudo das faltas trifásicas foram inseridos elementos de falhas trifásicos (um por vez) em cada barramento para que então fossem coletadas as menores correntes entre as três fases de cada barra. Essa premissa de armazenamento da menor corrente teve como objetivo evitar que a proteção não fosse sensibilizada durante um curto-circuito. Para as faltas bifásicas foram inseridos objetos de falta sempre entre as fases A e B (no *OpenDSS* fases 1 e 2) e foram coletadas as as menores correntes circulantes destas fases, visto que, neste cenário a da fase C (ou 3 para o *OpenDSS*) tende a ser baixa ou nula. Para a falta monofásica foram inseridos

objetos de falha sempre nas fases A de todos os barramentos, e as correntes foram coletadas da mesma fase.

A metodologia empregada no estudo consistiu, resumidamente, na seguinte lógica: foi criado um laço no *Python* e nele as faltas foram inseridas nos barramentos, e logo em seguida, o circuito foi resolvido no modo *snapshot* e as correntes de todos os barramentos armazenadas, portanto, o circuito foi simulado uma vez para cada barra e cada tipo de falta.

Com isso, diferente do estudo anterior não foi obtida apenas uma lista contendo as correntes nos elementos, mas sim uma lista contendo em seus índices outras listas semelhantes a apresentada na Figura 9. A Figura 10 exemplifica o que foi exposto acima, nela é possível observar a lista gerada quando aplicados os curto-circuitos trifásicos. No tipo de variável é possível ver que a lista é composta por outras 16 listas.

Figura 10: Produto do algoritmo que aplica o curto-circuito trifásico.

Índice	Tipo	Tamanho	Valor
0	list	16	['--', '--', 0.1270084937124919, 0.01750089154806421, 0.00870827064712 ...
1	list	16	['--', '--', 11549.267597874883, 0.06003172154931461, 0.02985695869216 ...
2	list	16	['--', '--', 11528.68420477817, 0.0605428043511819, 0.0301112437617238 ...
3	list	16	['--', '--', 5717.335161816052, 5045.570988298899, 0.01289017446141386 ...
4	list	16	['--', '--', 2643.5360118981002, 1904.375177199868, 1869.8389152367617 ...
5	list	16	['--', '--', 4515.973508394206, 53.15323883213977, 26.501904773533177, ...
6	list	16	['--', '--', 5717.783445712078, 24.908674399115583, 12.682566674631325 ...
7	list	16	['--', '--', 5177.109192805629, 35.37480459914504, 17.96368654176651, ...
8	list	16	['--', '--', 4515.973092221981, 53.15324000445443, 26.501905377146418, ...
9	list	16	['--', '--', 3967.880800135829, 62.114629838783834, 31.03227835387954, ...
10	list	16	['--', '--', 3874.5918221223906, 63.89752966899232, 31.940492686581848 ...
11	list	16	['--', '--', 3689.707405659151, 69.4238733097086, 34.60276778047815, 3 ...
12	list	16	['--', '--', 5937.494905900841, 23.490768803070647, 11.788214992999452 ...
13	list	16	['--', '--', 3831.322154049032, 67.26131861813029, 33.47412767474923, ...
14	list	16	['--', '--', 6992.176414433801, 0.03211289059611871, 0.016157650264112 ...
15	list	16	['--', '--', 4164.941446112559, 58.74543469209534, 29.371996661670597, ...

Fonte: O autor.

A interpretação física da Figura 10 pode ser brevemente explicada com um exemplo. Caso seja preciso saber o que acontece nas barras do sistema na ocorrência de um curto-circuito trifásico na barra 692, seguindo a lógica de índices já explicada, basta que o índice 8 (vide Figura 5) da lista da Figura 10 seja acessado. A Figura 11 mostra os resultados para as correntes curto-circuito quando a falta trifásica é aplicada na barra 692. A mesma lógica foi implementada para o estudo de curto-circuito bifásico e monofásico, alterando-se apenas os objetos de falha para seus respectivos.

Figura 11: Correntes nos nós do sistema quando aplicado um circuito- circuito franco trifásico na barra 692.

Índice ▲	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	2	--
1	str	2	--
2	float	1	4515.973092221981
3	float	1	53.15324000445443
4	float	1	26.501905377146418
5	float	1	4009.8106071654406
6	float	1	16.229074715248903
7	float	1	1.4559018921847493e-12
8	float	1	4009.731718012421
9	float	1	0.01260040746640846
10	float	1	0.020436849490190513
11	float	1	0.028608518625994023
12	float	1	4022.1409917548635
13	float	1	0.010113949748619186
14	float	1	4105.430281110414
15	float	1	0.0464297519097637

Fonte: O autor.

Para definir os níveis de corrente de curto-circuito de cada barramento as listas foram acessadas e o maior valor armazenado na posição referente aquela barra foi extraído. Por exemplo, para armazenar o nível de curto-circuito bifásico do barramento 670, o algoritmo acessa a lista de falta bifásica, semelhante a presente na Figura 11 e acessa o maior valor lido nos índices 12 (vide Figura 5) das 16 listas armazenadas. As Figuras 12, 13 e 14 apresentam os resultados obtidos através do trecho de código que faz para todos os barramentos o que foi exemplificado para o nó 670, ou seja, elas mostram os níveis de corrente de curto - trifásico, bifásico e monofásico, respectivamente, de cada barra.

Agrupando-se essas informações com os índices das barras presentes na Figura 5, torna-se possível a elaboração das Tabelas 4, 5 e 6 que contém os níveis de corrente de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico, necessariamente nesta ordem.

Figura 12: Produto do algoritmo que armazena os níveis de curto-circuito trifásico dos barramentos.

Índi ▲	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	2	--
1	str	2	--
2	float	1	11549.267597874883
3	float	1	5045.570988298899
4	float	1	1869.8389152367617
5	float	1	4009.8110108194087
6	float	1	5042.910172927465
7	float	1	4481.116248657077
8	float	1	4009.731718012421
9	float	1	3415.3584341241003
10	float	1	3325.249881943141
11	float	1	3153.9276188916506
12	float	1	5360.830856249679
13	float	1	3288.982070453483
14	float	1	6356.523981461244
15	float	1	3642.923343382913

Fonte: O autor.

Figura 13: Produto do algoritmo que armazena os níveis de curto-circuito bifásico dos barramentos.

Índice ▲	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	2	--
1	str	2	--
2	float	1	9789.195526910498
3	float	1	4806.848245838613
4	float	1	1708.1865616362097
5	float	1	3938.867243601963
6	float	1	4793.162840458595
7	float	1	4260.535879069927
8	float	1	3993.9654701170034
9	float	1	3363.398047164359
10	float	1	3281.790920169572
11	float	1	3176.9460763249085
12	float	1	5155.898419742339
13	float	1	3351.981656834208
14	float	1	6007.754953292197
15	float	1	3602.193517326046

Fonte: O autor.

Figura 14: Produto do algoritmo que armazena os níveis de curto-circuito monofásico dos barramentos.

Índice	Tipo	Tamanho	Valor
0	str	2	--
1	str	2	--
2	float	1	11552.818001418664
3	float	1	3707.39071277929
4	float	1	1639.5295472593705
5	float	1	2882.136181889393
6	float	1	3679.091684988228
7	float	1	3251.4368726558014
8	float	1	2616.5682733151016
9	float	1	2244.5864344092593
10	float	1	2216.8966399476035
11	float	1	2091.9433294658693
12	float	1	3982.7055805870905
13	float	1	2126.8331789132717
14	float	1	4947.305299760809
15	float	1	2490.837569373704

Fonte: O autor.

Tabela 4: Níveis de curto-circuito trifásico do sistema sem GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	11549,27
1	633	5045,57
2	634	1869,84
3	671	4009,81
4	645	5042,91
5	646	4481,12
6	692	4009,73
7	675	3415,36
8	611	3325,25
9	652	3153,93
10	670	5360,83
11	680	3288,98
12	632	6356,52
13	684	3642,92

Fonte: O autor.

Tabela 5: Níveis de curto-circuito bifásico do sistema sem GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	9789,20
1	633	4806,85
2	634	1708,19
3	671	3938,87
4	645	4793,16
5	646	4260,54
6	692	3993,97
7	675	3363,40
8	611	3281,79
9	652	3176,95
10	670	5155,90
11	680	3351,98
12	632	6007,75
13	684	3602,19

Fonte: O autor.

Tabela 6: Níveis de curto-circuito monofásico do sistema sem GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	11552,82
1	633	3707,39
2	634	1639,53
3	671	2882,14
4	645	3679,09
5	646	3251,44
6	692	2616,57
7	675	2244,59
8	611	2216,90
9	652	2091,94
10	670	3982,71
11	680	2126,83
12	632	4947,31
13	684	2490,84

Fonte: O autor.

4.4 PARAMETRIZAÇÃO DA FUNÇÃO 51

4.4.1 DEFINIÇÃO DOS TCs

O cálculo dos transformadores de corrente de cada relé também foi feito como uma subrotina dentro do algoritmo. A lógica empregada nele é extremamente simples, no entanto bastante poderosa, pois define a corrente primária e, conseqüentemente, a relação de transformação dos 13 relés quase que instantaneamente, e é claro que essa afirmação depende do poder de processamento de cada computador. Dentro da função foi criada uma lista contendo as correntes primárias da Tabela 1 e para ela foram enviados as correntes nominais da Tabela 3 e as correntes de curto-circuito trifásico da Tabela 4.

Com isso, através de um laço "for", foi possível comparar as correntes nominais de cada ponto de instalação dos relés com os valores padronizados pela ABNT. No laço foram inseridas as restrições utilizando as funções "if" e "and" apontadas pelas Equações 1 e 2, ou seja, se a corrente da lista lida naquele instante atende o critério de ser maior que a nominal e, além disso, ela multiplicada por 20 ser maior que a máxima corrente de curto-circuito daquele ponto, o valor pode ser armazenado como sendo a corrente primária do TC para o relé analisado em questão. Com o valor primário da lista supracitada, para calcular o valor do RTC dividiu-se o dado armazenado por cinco, já que o secundário do TC foi padronizado em 5 A. A Figura 15 mostra o resultado do trecho de código que realiza os cálculos dos RTCs, observa-se que os dados estão listados de acordo com cada transformador de corrente em ordem crescente, no entanto como o índice do *Python* se inicia no zero, o valor do índice zero representa a relação de transformação do relé 1 e do índice 12 o RTC do relé 13. Com essas informações tornou-se possível montar a Tabela 4.4.1, onde são mostrados os relés, bem como as correntes primárias e secundárias nominais de cada TC e suas RTCs.

Tabela 7: TC utilizado em cada relé.

Relé	Corrente primária nominal do TC [A]	Corrente secundária nominal do TC [A]	RTC
1	1000	5	200:1
2	150	5	30:1
3	100	5	20:1
4	800	5	160:1
5	800	5	160:1
6	250	5	50:1
7	200	5	40:1
8	75	5	15:1
9	300	5	60:1
10	125	5	25:1
11	150	5	30:1
12	100	5	20:1
13	75	5	15:1

Fonte: O autor.

Figura 15: Resultado do script que calcula os TCs.

Índice ▲	Tipo	Tamanho	Valor
0	float	1	200.0
1	float	1	30.0
2	float	1	20.0
3	float	1	160.0
4	float	1	160.0
5	float	1	50.0
6	float	1	40.0
7	float	1	15.0
8	float	1	60.0
9	float	1	25.0
10	float	1	30.0
11	float	1	20.0
12	float	1	15.0

Fonte: O autor.

4.4.2 DEFINIÇÃO DAS CORRENTES DE PICKUP

As correntes de *pickup* para este trabalho foram definidas conforme Equação 9, ou seja, multiplicando-se por 1,5 o valor da corrente de carga (vide Tabela 3) vista no ponto de instalação do relé, dessa forma, a Tabela 8 apresenta os *pick-ups* dos relés estudados.

Tabela 8: Correntes de *pickup* de cada relé.

Relé	I_{pickup} no primário do TC [A]	RTC	I_{pickup} no secundário do TC [A]
1	1371,41	200	6,86
2	217,92	30	7,26
3	122,73	20	6,14
4	1085,38	160	6,78
5	1072,79	160	6,70
6	331,73	50	6,63
7	296,47	40	7,41
8	96,30	15	6,42
9	392,18	60	6,54
10	173,62	25	6,94
11	223,98	30	7,47
12	149,52	20	7,48
13	91,57	15	6,10

Fonte: O autor.

4.4.3 COORDENAÇÃO ENTRE OS PARES DE RELÉS

A coordenação entre os relés foi realizada por otimização não linear, utilizando-se restrições lineares. Como visto em BERNARDES et al. (2012), o problema de coordenação pode ser descrito por uma função objetivo, descrita na Equação 7. Essa função está sujeita a restrições que envolvem a coordenação entre os relés. Neste estudo foi definido $ITC = 0,2$ segundos. No entanto, como os valores de TMS encontrados pelo algoritmo retornam com seis casas decimais, foi necessário fazer um arredondamento de tais resultados, então o valor fornecido para o *software* foi de 210 ms, já prevendo a necessidade de arredondamento para compatibilização com a precisão do multiplicador de um relé real. A Equação 11 apresenta o problema a ser minimizado, bem como as restrições as quais ele está sujeito (s.a). A Tabela 9 mostra as correntes de curto-circuito vistas pelos relés e seus *backups* bem como as constantes de coordenação K_{ij} , onde o índice "i" indica o relé de *backup* e o "j" o relé principal, associadas a cada corrente e relé. Por exemplo, de acordo com a Tabela 9 para calcular a constante K_{910} basta que o valor de corrente monentânea da Equação 6 seja de 3378,73 A.

$$\begin{aligned} \min f = & K_{11} \times TMS_1 + K_{22} \times TMS_2 + K_{33} \times TMS_3 + K_{44} \times TMS_4 + K_{55} \times TMS_5 + \\ & K_{66} \times TMS_6 + K_{77} \times TMS_7 + K_{88} \times TMS_8 + K_{99} \times TMS_9 + K_{1010} \times TMS_{10} + \\ & K_{1111} \times TMS_{11} + K_{1212} \times TMS_{12} + K_{1313} \times TMS_{13} \end{aligned} \quad (11)$$

$$s.a = \left\{ \begin{array}{l} K_{12}TMS_1 - K_{22} \times TMS_2 \geq 0,2 \\ K_{23}TMS_2 - K_{33} \times TMS_3 \geq 0,2 \\ K_{14}TMS_1 - K_{44} \times TMS_4 \geq 0,2 \\ K_{45}TMS_4 - K_{55} \times TMS_5 \geq 0,2 \\ K_{56}TMS_5 - K_{66} \times TMS_6 \geq 0,2 \\ K_{76}TMS_6 - K_{77} \times TMS_7 \geq 0,2 \\ K_{58}TMS_5 - K_{88} \times TMS_8 \geq 0,2 \\ K_{59}TMS_5 - K_{99} \times TMS_9 \geq 0,2 \\ K_{910}TMS_9 - K_{1010} \times TMS_{10} \geq 0,2 \\ K_{911}TMS_9 - K_{1111} \times TMS_{11} \geq 0,2 \\ K_{112}TMS_1 - K_{1212} \times TMS_{12} \geq 0,2 \\ K_{1213}TMS_{12} - K_{1313} \times TMS_{13} \geq 0,2 \\ TMS_1 \geq 0,05 \\ TMS_2 \geq 0,05 \\ TMS_3 \geq 0,05 \\ TMS_4 \geq 0,05 \\ TMS_5 \geq 0,05 \\ TMS_6 \geq 0,05 \\ TMS_7 \geq 0,05 \\ TMS_8 \geq 0,05 \\ TMS_9 \geq 0,05 \\ TMS_{10} \geq 0,05 \\ TMS_{11} \geq 0,05 \\ TMS_{12} \geq 0,05 \\ TMS_{13} \geq 0,05 \end{array} \right.$$

Tabela 9: Correntes de curto-circuito vistas pelos relés.

	Icc nó - 632 [A] K*1	Icc nó - 633 [A] K*2	Icc nó - 634 [A] K*3	Icc nó - 670 [A] K*4	Icc nó - 671 [A] K*5	Icc nó - 692 [A] K*6	Icc nó - 675 [A] K*7	Icc nó - 680 [A] K*8	Icc nó - 684 [A] K*9	Icc nó - 611 [A] K*10	Icc nó - 652 [A] K*11	Icc nó - 645 [A] K*12	Icc nó - 646 [A] K*13
Visto pelo relé 1	5360.83 K11	5197.58 K12	2403.21 K13	5360.83 K14	4105.43 K15	4105.43 K16	3607.16 K17	3483.02 K18	3786.31 K19	3522.36 K110	3354.28 K111	5197.99 K112	4706.46 K113
Visto pelo relé 2	-	5045.57 K22	1904.38 K23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Visto pelo relé 3	-	-	1869.84 K33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Visto pelo relé 4	-	-	-	5397.72 K44	4022.14 K45	4022.14 K46	3504.03 K47	3377.03	3690.46 K48	3415.57 K410	3241.94 K411	-	-
Visto pelo relé 5	-	-	-	-	4009.81 K55	4009.81 K56	3485.74 K57	3358.93 K58	3674.33 K59	3396.30 K610	3221.90 K510	-	-
Visto pelo relé 6	-	-	-	-	-	4009.73 K66	3420.72 K67	-	-	-	-	-	-
Visto pelo relé 7	-	-	-	-	-	-	3415.36 K77	-	-	-	-	-	-
Visto pelo relé 8	-	-	-	-	-	-	-	3288.98 K88	-	-	-	-	-
Visto pelo relé 9	-	-	-	-	-	-	-	-	3642.92 K99	3338.73 K910	3158.69 K911	-	-
Visto pelo relé 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3325.25 K1010	-	-	-
Visto pelo relé 11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3153.93 K1111	-	-
Visto pelo relé 12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5042.91 K1212	4485.19 K1213
Visto pelo relé 13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4481.12 K1313

Fonte: O autor.

4.4.4 CÁLCULO DAS CONSTANTES DE COORDENAÇÃO

O algoritmo responsável pelo cálculo das constantes K_{ij} recebeu como parâmetro de entrada a indicação de qual tipo de curva IEC utilizar (de acordo com a escolha do usuário), as correntes de curto-circuito e as correntes de carga, as duas últimas como listas que podem ser entendidas como matrizes de duas colunas e treze linhas. Na coluna um foram inseridos os dados dos relés principais e na coluna dois os dados dos *backups*. A Figura 16 mostra a função responsável por realizar tal cálculo, onde inicialmente são testadas as condicionais para definição de β e α , depois foi declarado o fator de sobrecarga para multiplicar a corrente nominal e ela se tornar o *pickup* e, por fim, são realizados os cálculos das constantes. É importante reparar que existe tanto uma variável "k1" quanto uma "k", onde k1 é apenas um número que seria equivalente a K_{11} da Tabela 9, visto que o relé 1 não tem retaguarda. Já k é uma lista contendo tanto o K_{ij} do relé principal quanto o do relé de *backup* e outro detalhe, as constantes dos relés principais estão sempre em índices pares da lista, já da retaguarda em ímpares. Por exemplo, as duas primeiras informações de "k" são as constantes equivalentes a K_{22} e K_{12} da Tabela 9 e correspondem a coordenação entre o relé 2 e 1.

Dessa forma, a Tabela 10 apresenta os valores encontrados para as constantes de coordenação, onde na primeira linha é apresentado k1 e nas demais os valores armazenados na lista k e seus índices.

Figura 16: Código para cálculo das constantes de coordenação.

```

def constantes_para_coordenacao(self, n, corrente_curto, corrente_de_carga):
    if n==1:
        #IEC Normalmente Inversa
        beta = 0.14;
        alpha = 0.02;
    elif n==2:
        #IEC Inversa de Tempo Curto
        beta = 0.05;
        alpha = 0.04;
    elif n==3:
        #IEC Muito Inversa
        beta = 13.5;
        alpha = 1;
    elif n==4:
        #IEC Extremamente Inversa
        beta = 80;
        alpha = 2;
    elif n==5:
        #IEC Inversa de Tempo Longo
        beta = 120;
        alpha = 1;
    k = []
    FC = 1.5
    #Relé 1 - Não tem retaguarda
    k1 = (beta)/(((corrente_curto[0][0]/(FC*corrente_de_carga[0][0]))**alpha)-1)
    for i in range (len(corrente_curto)):
        if i != 0:
            #Relé principal
            k.append((beta)/(((corrente_curto[i][0]/(FC*corrente_de_carga[i][0]))**alpha)-1))
            #Relé backup
            k.append((beta)/(((corrente_curto[i][1]/(FC*corrente_de_carga[i][1]))**alpha)-1))
    return k, k1

```

Fonte: O autor.

Tabela 10: Valores das constantes de coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito sem GD.

Índice	Constantes K_{ij}	Valor de K_{ij}	Índice	Constantes K_{ij}	Valor de K_{ij}
-	K_{11}	4,4946	-	-	-
0	K_{22}	2,1585	12	K_{88}	1,9133
1	K_{12}	5,1842	13	K_{58}	6,0633
2	K_{33}	3,1596	14	K_{99}	3,0712
3	K_{23}	2,5008	15	K_{59}	5,6162
4	K_{44}	4,3131	16	K_{1010}	2,3016
5	K_{14}	5,0393	17	K_{910}	3,1990
6	K_{55}	5,2395	18	K_{1111}	2,5773
7	K_{45}	6,3144	19	K_{911}	3,2859
8	K_{66}	2,7394	20	K_{1212}	1,9204
9	K_{56}	5,2395	21	K_{112}	5,1839
10	K_{77}	2,7946	22	K_{1313}	1,7302
11	K_{67}	2,9306	23	K_{1213}	1,9890

Fonte: O autor.

4.4.5 CÁLCULO DO TMS DE CADA RELÉ

A partir das constantes K_{ij} definidas, foi elaborado um *script* onde foi feita a minimização da função objetivo da Equação 11. Esse algoritmo teve como parâmetro de entrada apenas as variáveis $k1$ e k , conforme é possível observar na Figura 17, ressalta-se que nela os valores de

TMS são representados por $x[]$, onde $x[0]$ representa o TMS do relé 1 e $x[12]$ o do relé 13. A Tabela 11 apresenta os valores encontrados de TMS para os respectivos relés.

Figura 17: Algoritmo para definição do TMS ótimo.

```
def coordenacao(self, k, k1):
    #Função objetivo
    fun = lambda x: (k1*x[0]+ k[0]*x[1] + k[2]*x[2]+ k[4]*x[3] + k[6]*x[4] + k[8]*x[5]\
    + k[10]*x[6] + k[12]*x[7] + k[14]*x[8] + k[16]*x[9]\
    + k[18]*x[10] + k[20]*x[11] + k[22]*x[12])

    #Restrições
    cons = ({'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[0]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[1]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[2]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[3]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[4]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[5]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[6]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[7]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[8]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[9]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[10]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[11]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: x[12]-0.05},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[1]*x[0])-(k[0]*x[1])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[3]*x[1])-(k[2]*x[2])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[5]*x[0])-(k[4]*x[3])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[7]*x[3])-(k[6]*x[4])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[9]*x[4])-(k[8]*x[5])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[11]*x[5])-(k[10]*x[6])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[13]*x[4])-(k[12]*x[7])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[15]*x[4])-(k[14]*x[8])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[17]*x[8])-(k[16]*x[9])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[19]*x[8])-(k[18]*x[10])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[21]*x[0])-(k[20]*x[11])-0.21},
            {'type': 'ineq', 'fun': lambda x: (k[23]*x[11])-(k[22]*x[12])-0.21})

    #Minimização
    res = minimize(fun, (0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, \
    0.05, 0.05, 0.05), method='SLSQP', constraints=cons)

    #Retorno com os valores otimizados de TMS
    return res.x
```

Fonte: O autor.

4.4.6 COORDENOGRAMAS ENTRE OS PARES DE RELÉS SEM GD

Com todos os parâmetros definidos tornou-se possível traçar os coordenogramas par a par dos relés, com o intuito de verificar se a atuação dos dispositivos foi de forma coordenada, respeitando o ITC definido nas restrições da Equação 11. Além disso, foi testado um valor de curto-circuito hipotético correspondente a três vezes o valor do maior *pickup* entre os pares, conforme Equação 10. A Tabela 12 apresenta os tempos de atuação da proteção quando testadas as correntes supracitadas. Nela é possível observar que houve coordenação entre todos os pares de relés e tal coordenação se deu com todas as restrições da Equação 11, pois todos os TMSs são maiores ou iguais a 0,05 e nenhum ITC é menor que 200 ms.

As Figuras de 18 a 29 apresentam os coordenogramas dos pares de relés obtidos com este estudo. Ressalta-se que todos os pares agiram de maneira coordenada e seletiva quando utilizada a corrente de teste. Além disso, o máximo tempo de atuação para extinção de uma falta registrado foi de 1,01 segundos (vide Tabela 12), resultado satisfatório para um sistema de proteção.

Na Figura 18 é possível observar as curvas temporizadas do par de relé 2-1, ou seja, com

Tabela 11: Valores dos dias de tempo de cada relé para a coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito sem GD.

Relé	TMS	I_{pickup} no primário do TC [A]	RTC	I_{pickup} no secundário do TC [A]
1	0,14	1371,41	200,00	6,86
2	0,15	217,92	30,00	7,26
3	0,05	122,73	20,00	6,14
4	0,12	1085,38	160,00	6,78
5	0,10	1072,79	160,00	6,70
6	0,12	331,73	50,00	6,63
7	0,05	296,47	40,00	7,41
8	0,05	96,30	15,00	6,42
9	0,10	392,18	60,00	6,54
10	0,05	173,62	25,00	6,94
11	0,05	223,98	30,00	7,47
12	0,15	149,52	20,00	7,48
13	0,05	91,57	15,00	6,10

Fonte: O autor.

Tabela 12: Tempo de atuação dos relés para curva IEC normalmente inversa para o circuito sem GD.

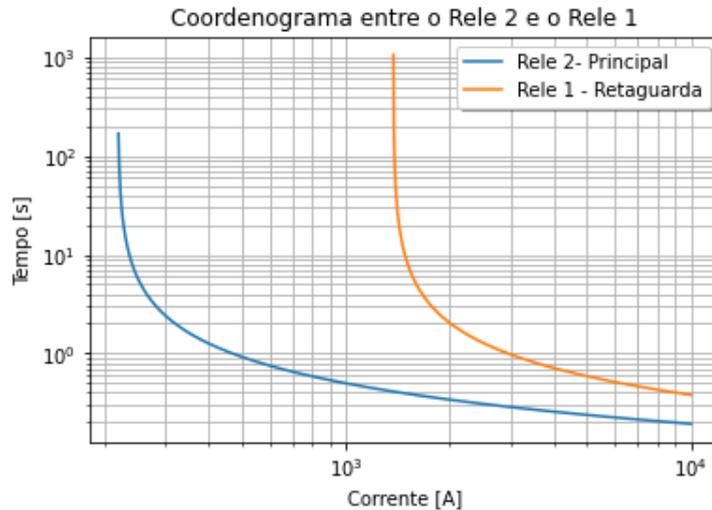
Relé principal	Relé de retaguarda	Corrente de teste [A]	Tempo relé principal [s]	Tempo relé de Retaguarda [s]	ITC [s]
2	1	4114,22	0,25	1,01	0,75
3	2	653,76	0,21	0,69	0,49
4	1	4114,22	0,73	1,01	0,28
5	4	3256,13	0,62	0,88	0,26
6	5	3218,38	0,36	0,63	0,27
7	6	995,19	0,29	0,76	0,47
8	5	3218,38	0,10	0,63	0,53
9	5	3218,38	0,33	0,63	0,30
10	9	1176,54	0,18	0,63	0,45
11	9	1176,54	0,21	0,63	0,42
12	1	4114,22	0,31	1,01	0,70
13	12	448,56	0,22	0,95	0,73

Fonte: O autor.

o relé 2 atuando como proteção principal e o 1 como retaguarda. Nela fica claro que para uma mesma corrente, a curva azul possui tempo de atuação menor. Observando-se a Tabela 12, verifica-se que para uma corrente de 4114,22 A o relé 2 atua em 0,25 s e caso ele venha a falhar a retaguarda entra em ação em 1,01 s, ou seja, 750 ms após a falha do primeiro.

Já na Figura 19 visualiza-se o coordenograma do relé 2 sendo a retaguarda do 3, como os *pickups* primários são mais parecidos, as curvas ficam mais próximas que na situação anterior,

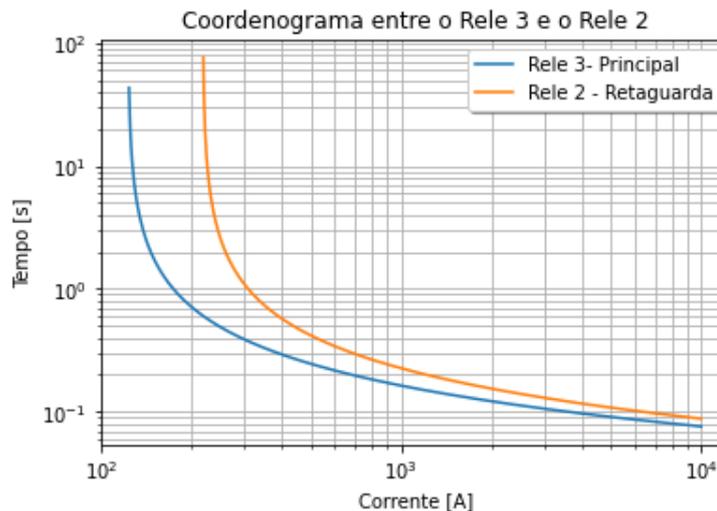
Figura 18: Coordenograma quando o relé 2 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

mas a coordenação ainda é garantida, pois para uma corrente de teste de aproximadamente 654 A, o tempo de atuação do relé 3 é de 210 ms enquanto o do relé 2 é 690 ms, ou seja, um ITC de 0,49 s (vide Tabela 12).

Figura 19: Coordenograma quando o relé 3 é a proteção principal e o 2 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.

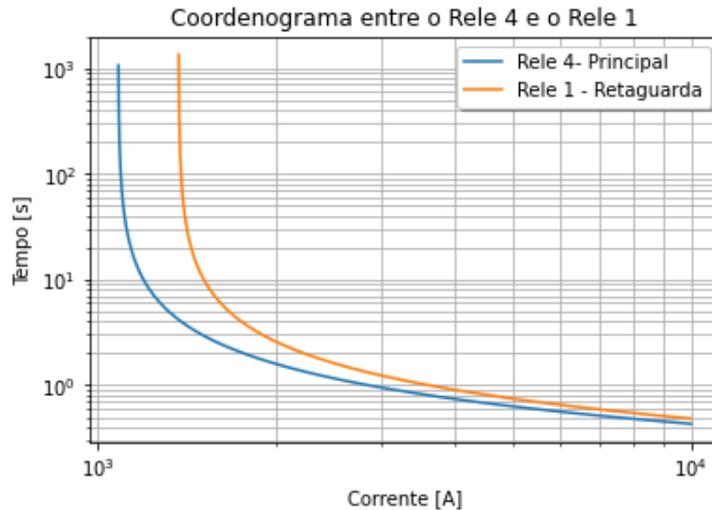


Fonte: O autor.

A Figura 20 que mostra o coordenograma entre o relé 4 (principal) e o 1 (retaguarda) mostra uma situação semelhante a anterior, ou seja, devido aos *pickups* serem mais próximos as curvas também o são, mas ressalta-se que a coordenação foi garantida, já que para uma corrente de curto-circuito de 4114,22 A a proteção principal atua em 0,73 s e, em caso de falha, a retaguarda interrompe o fornecimento em 1,01 s, provocando então um ITC de 0,28 s (vide Tabela 12).

Na Figura 21 que se refere ao par relé 5 (principal) e 4 (*backup*) acontece uma aproximação

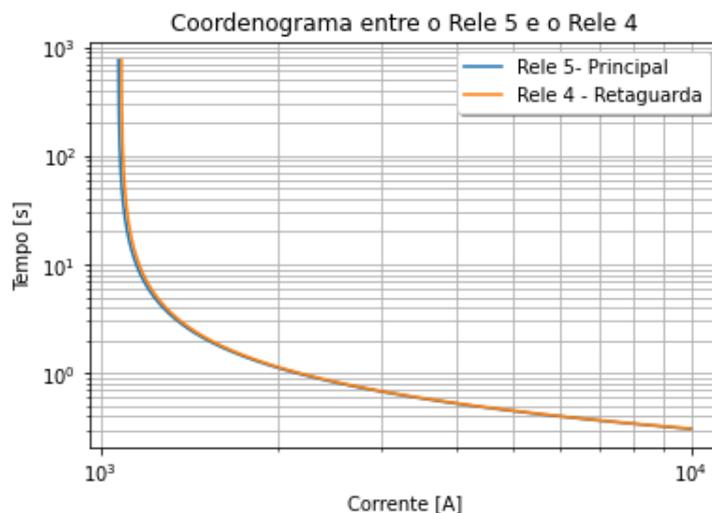
Figura 20: Coordenograma quando o relé 4 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

muito grande das curvas. Verificando-se a Tabela 8, é notável a proximidade das correntes de *pickup* dos relés. Mesmo as curvas parecendo sobrepostas, há coordenação, como mostra a Tabela 12, para uma corrente de teste de 3256,38 A, a proteção principal atua em 0,62 s, enquanto a secundária entra em ação em 0,88 s (caso a primeira falhe), ou seja, um intervalo de tempo de coordenação de 0,26 s. Ressalta-se que em uma aplicação real, é fortemente recomendado em casos semelhantes que o *pickup* do relé secundário seja ajustado, para que a coordenação ocorra de forma mais segura, ofertando um resultado satisfatório aos dispositivos.

Figura 21: Coordenograma quando o relé 5 é a proteção principal e o 4 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.

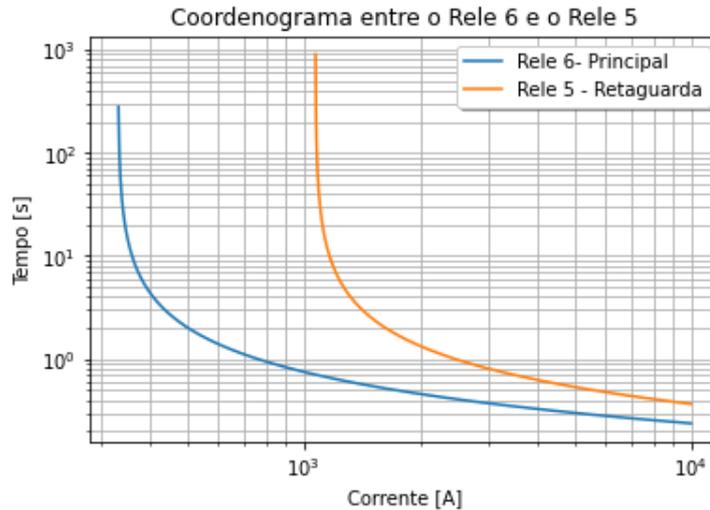


Fonte: O autor.

Por sua vez, a Figura 22 apresenta o coordenograma do par de relés 6-5 (proteção principal e retaguarda, respectivamente). Nela é possível observar novamente uma situação satisfatória

entre as curvas, garantindo a coordenação. Para uma corrente de teste de 3218,38 A o intervalo de tempo de coordenação foi de 0,27 s, a primeira proteção atua em 0,36 s enquanto a retaguarda opera em 0,63 s em caso da primeira não agir (vide Tabela 12).

Figura 22: Coordenograma quando o relé 6 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

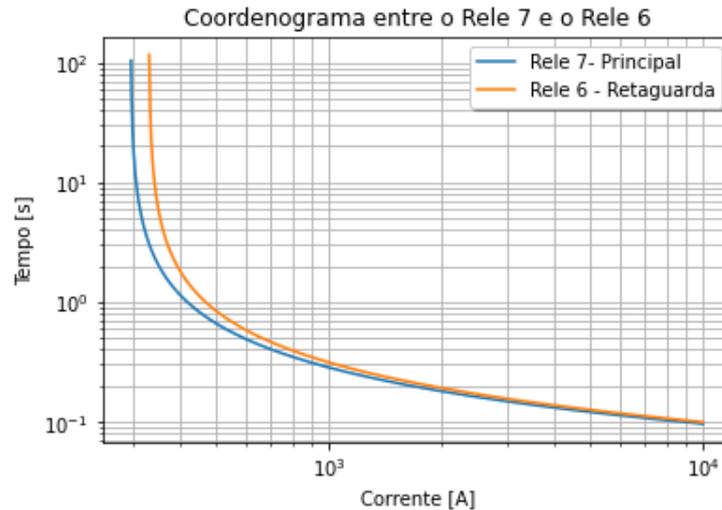
Na Figura 23 que apresenta o coordenograma do relé 7 desempenhando o papel de proteção principal enquanto o 6 é *backup*, nota-se novamente uma proximidade preocupante das curvas, no entanto, para a corrente de teste utilizada de 995,19 A, houve coordenação, pois neste cenário, em caso de falta, a proteção primária age em 0,29 s e a secundária em 0,76 s conforme mostra a Tabela 12, ou seja, há um ITC de 470 ms entre as proteções. Observando-se o gráfico é notável que a partir de 1 kA, os tempos de atuação tendem a se aproximar, dessa forma, recomenda-se uma mudança do *pickup* em situações semelhantes.

A Figura 24 mostra as curvas de coordenação entre os relés 8 (principal) e 5 (*backup*), nela é possível observar que a distância entre as curvas é relativamente confortável ao usuário. Isso se deve a diferença entre os *pickups*. Segunda a Tabela 12 para uma corrente de 3218,38 A, a proteção principal entra em ação em 100 ms enquanto a secundária, em caso de falha, opera em 630 ms, ou seja, um ITC de 530 ms.

Na Figura 25 é apresentado o coordenograma entre o relé 9 (primário) e 5 (retaguarda), nela observa-se novamente que há coordenação entre os dispositivos, pois a curva do relé principal possui tempo de atuação menor que o do *backup* e há uma distância segura entre elas. Conforme mostra a Tabela 12, para uma corrente de teste de 3218,38 A, o relé 9 opera em 0,33 s enquanto o 5 age em 0,63 s, dessa forma, há um ITC entre o par de 0,30 s.

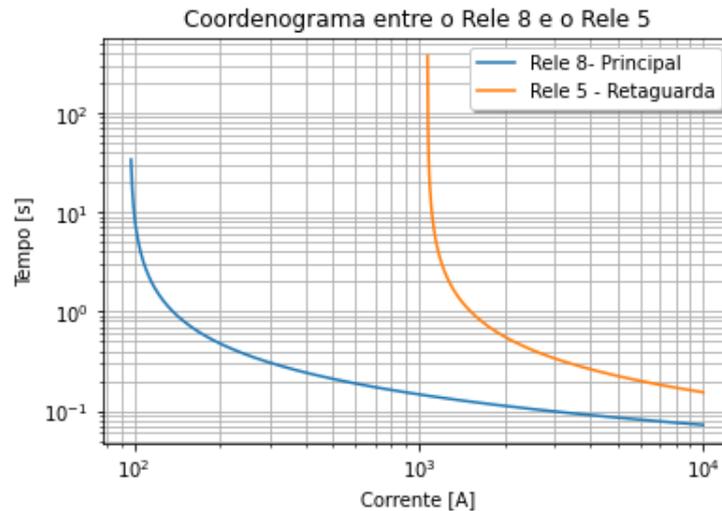
No coordenograma da Figura 26, coordenograma entre o par 10-9 (10 relé principal e 9 retaguarda) também não houve problemas na coordenação, pois as curvas estão com espaço conveniente entre elas e o relé principal possui tempo de atuação menor que o *backup*. Visualizando-se a Tabela 12, nota-se que para uma corrente de falta de 1176,54 A, o relé 10 opera em 0,18

Figura 23: Coordenograma quando o relé 7 é a proteção principal e o 6 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

Figura 24: Coordenograma quando o relé 8 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



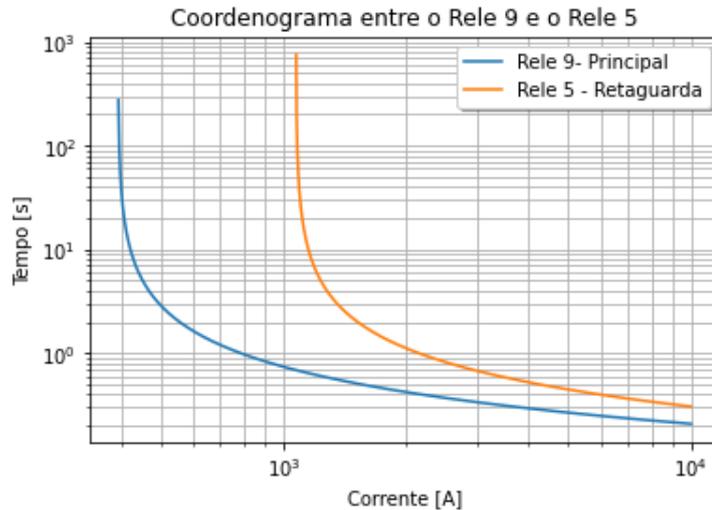
Fonte: O autor.

s enquanto o 5 entra ação em 0,63 s (caso o primeiro falhae, é claro), dessa forma, há um ITC entre o par de 0,45 s.

A Figura 27 mostra o coordenograma dos relés 11 e 9, onde o 11 é a proteção principal e o 9 a retaguarda. Há nítida coordenação entre os pares e de acordo com a Tabela 12 para uma corrente de falha de 1176,54 A, a proteção principal entra em ação em 0,21 s enquanto que a secundária (em caso de falha da primeira) opera em 0,63 s, ou seja, há um ITC de 0,42 s.

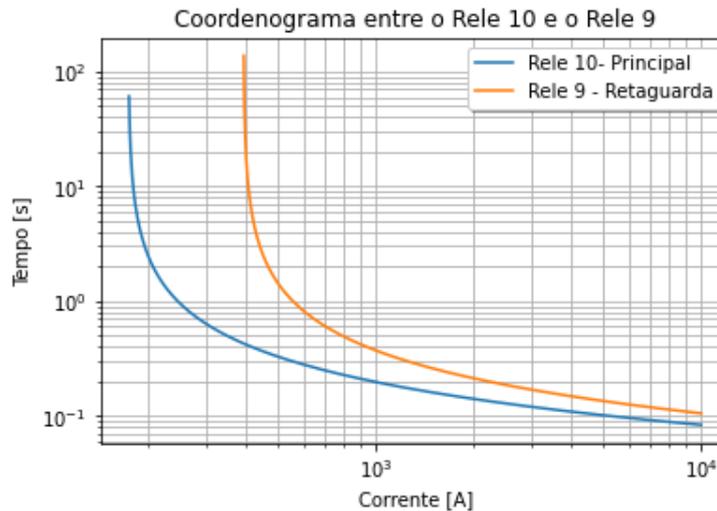
A Figura 28 mostra o coordenograma entre os relés 12 e 1 e assim como a Figura 18 é possível observar uma grande diferença entre os *pick-ups*, o que causa um distanciamento maior entre as curvas. No entanto, de acordo com a Tabela 12, para uma corrente de falta de 4114,22 A

Figura 25: Coordenograma quando o relé 9 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

Figura 26: Coordenograma quando o relé 10 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.

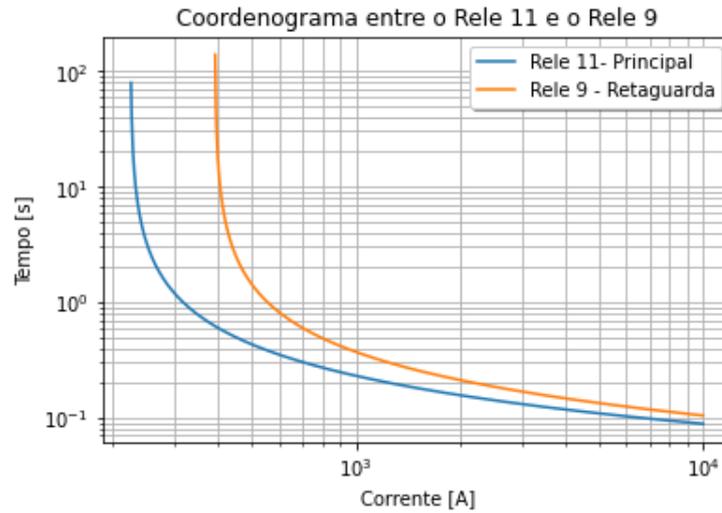


Fonte: O autor.

a proteção principal atua em 0,31 s enquanto a secundária opera em 1,01 s (novamente, em caso de falha da primeira), dessa forma, há coordenação entre os relés e o ITC é de 0,73 s. Um ponto importante a observar é que caso haja uma sobrecarga entre o *pickup* da proteção principal e o do *backup*, não existirá retaguarda, já que o relé secundário não interpretará a situação como um defeito.

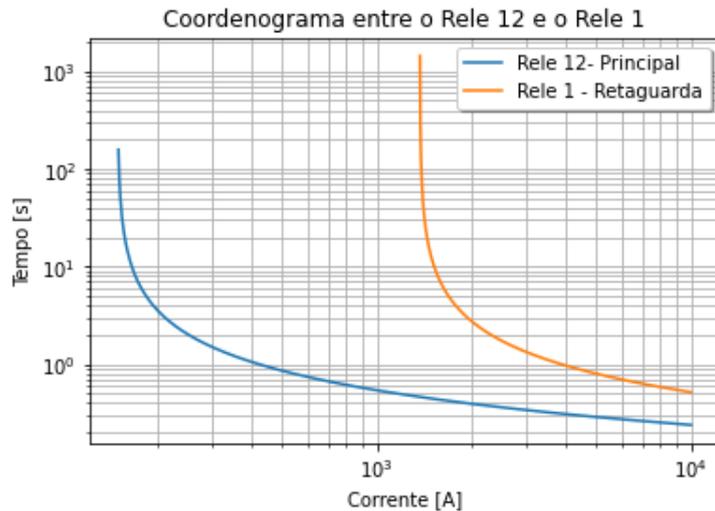
Por fim, a Figura 29 transparece a situação em que o relé 13 é a proteção principal e o 12 a retaguarda. Nela fica claro que há coordenação entre os relés e para uma corrente de teste de 448,56 A o tempo de operação do relé 13 é de 0,22 s e, caso ele falhe, a retaguarda opera em 0,95 s, ou seja, o ITC entre os relés é de 0,73 s.

Figura 27: Coordenograma quando o relé 11 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

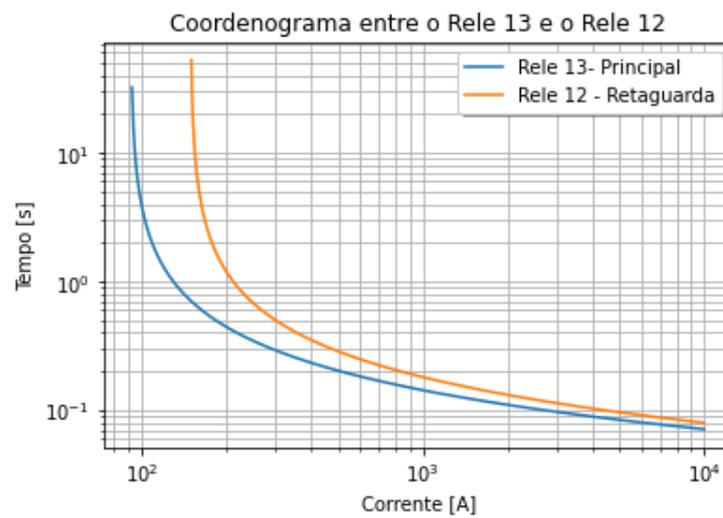
Figura 28: Coordenograma quando o relé 12 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

Exposto isso, toda a proteção de sobrecorrente temporizada de fase do circuito da Figura 2 foi elaborada e testada para diferentes correntes de falha e comprovou-se efetividade no algoritmo de coordenação, pois todos os pares agiram de forma seletiva e coordenada. Tendo realizados todos estes estudos, inseriu-se as GDs nos nós 670 e 633, conforme mostra a Figura 3, e repetiu-se todos os passos anteriores, conforme é mostrado na próxima seção.

Figura 29: Coordenograma quando o relé 13 é a proteção principal e o 12 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

5 ANÁLISE DO CIRCUITO COM GD

Após todos os estudos explicados até aqui, foi feita a inserção das GDs e as análises foram reiniciadas. Dessa forma, esta seção tem como objetivo apresentar de maneira resumida e sucinta os dados obtidos da simulação com a GD. Os procedimentos foram os mesmos já apresentados.

5.1 ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE CARGA

A Tabela 13 apresenta as correntes de carga quando o circuito está com as GDs conectadas, comparando-a com a Tabela 9 é possível notar que algumas barras do sistema tiveram seu perfil de corrente alterado, o que tem influência direta na Equação 9 que calcula a *pickup* dos relés.

Tabela 13: Correntes nominais do sistema com GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	921,30
1	633	118,89
2	634	83,13
3	671	726,15
4	645	99,91
5	646	61,81
6	692	224,79
7	675	200,85
8	611	117,19
9	652	151,18
10	670	675,00
11	680	65,09
12	632	837,55
13	684	264,71

Fonte: O autor.

Já as Tabelas de 14 a 16 mostram os níveis de corrente de curto-circuito, trifásico, bifásico e monofásico (nesta ordem) do sistema na presença da geração fotovoltaica, comparando-os com as Tabelas de 4 a 6 nota-se que há uma variação pouco significativa dos dados, ocasionada pela inserção dos transformadores de conexão na matriz de admitância, além disso, o fato da GD fotovoltaica não contribuir para o nível de curto-circuito do barramento não elimina a contribuição dela para a corrente de curto.

5.2 DEFINIÇÃO DOS TCs COM A GD

Os TCs não foram redimensionados, uma vez que como já citado, é perceptível a diminuição do módulo da corrente de carga em quase todos os pontos do sistema (quando na presença das

Tabela 14: Níveis de curto-circuito trifásico do sistema com GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	11549,27
1	633	5054,18
2	634	1888,13
3	671	4022,73
4	645	5056,14
5	646	4498,22
6	692	4022,65
7	675	3432,43
8	611	3342,87
9	652	3171,44
10	670	5363,59
11	680	3305,33
12	632	6356,52
13	684	3658,81

Fonte: O autor.

Tabela 15: Níveis de curto-circuito bifásico do sistema com GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	9786,98
1	633	4804,66
2	634	1723,69
3	671	3944,47
4	645	4801,31
5	646	4272,77
6	692	4002,34
7	675	3376,38
8	611	3295,09
9	652	3190,48
10	670	5174,13
11	680	3364,48
12	632	6029,18
13	684	3612,80

Fonte: O autor.

GDs fotovoltaicas), o que pode induzir ao erro de redimensionar os TCs com correntes primárias menores que as vistas na Tabela 4.4.1, no entanto, o nível de penetração fotovoltaico não é o mesmo ao longo de um dia e é praticamente nulo a noite, dessa forma, caso os TCs fossem reduzidos, ocorreria um subdimensionamento dos equipamentos.

Tabela 16: Níveis de curto-circuito monofásico do sistema com GD.

Índice	Barra	Módulo da corrente [A]
0	650	11552,81
1	633	3727,05
2	634	1660,00
3	671	2914,34
4	645	3711,49
5	646	3281,94
6	692	2645,71
7	675	2270,53
8	611	2242,71
9	652	2116,35
10	670	3994,39
11	680	2151,86
12	632	4946,06
13	684	2519,25

Fonte: O autor.

5.3 DEFINIÇÃO DO PICKUP COM A GD

Já as correntes de *pickup* foram alteradas, uma vez que o objetivo é a coordenação ótima do sistema e o dado de *pickup* é um parâmetro facilmente alterado nas configurações dos relés, diferente do TC que é um dispositivo estático e possui uma troca trabalhosa e demorada. Mantendo as premissas anteriores (vide Equação 8), as novas correntes de *pickup* são apresentadas na Tabela 17.

Tabela 17: Correntes de *pickup* de cada relé com GD.

Relé	I_{pickup} no primário do TC [A]	RTC	I_{pickup} no secundário do TC [A]
1	1256.32	200	6,28
2	178.33	30	5,94
3	124.70	20	6,24
4	1012.50	160	6,33
5	1089.23	160	6,81
6	337.19	50	6,74
7	301.27	40	7,53
8	97.64	15	6,51
9	397.07	60	6,62
10	175.78	25	7,03
11	226.77	30	7,56
12	149.87	20	7,49
13	92.71	15	6,18

Fonte: O autor.

5.4 COORDENAÇÃO COM GD

5.4.1 CÁLCULO DAS CONSTANTES DE COORDENAÇÃO E DO TMS

Com os *pickups* definidos, foram realizados os cálculos das constantes para a coordenação otimizada do sistema, ressalta-se que a Equação 11 foi a utilizada para tal cálculo, uma vez que não houve contribuição da GD para o nível da corrente de curto-circuito e, portanto, a paridade dos relés não sofreu alteração. É claro que as constantes assumiram novos valores, já que as correntes de *pickup* também o fizeram (vide Equação 6). A Tabela 18 apresenta as constantes de coordenação para o sistema com a GD incluída e uma curva IEC normalmente inversa. Ressalta-se novamente, que a tabela 9 pode ser usada para o cálculo das constantes, uma vez que as correntes de curto são praticamente as mesmas.

Tabela 18: Valores das constantes de coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito com GD.

Índice	Constantes K	Valor de K	Índice	Constantes K	Valor de K
-	K_{11}	4,2479	-	-	-
0	K_{22}	2,0239	12	K_{88}	1,9183
1	K_{12}	4,8609	13	K_{58}	6,1189
2	K_{33}	2,8824	14	K_{99}	3,0826
3	K_{23}	2,5066	15	K_{59}	5,6668
4	K_{44}	4,1290	16	K_{1010}	2,3073
5	K_{14}	4,7319	17	K_{910}	3,2099
6	K_{55}	5,2882	18	K_{1111}	2,5841
7	K_{45}	5,8405	19	K_{911}	3,2969
8	K_{66}	2,7542	20	K_{1212}	1,9202
9	K_{56}	5,2882	21	K_{112}	4,8612
10	K_{77}	2,8077	22	K_{1313}	1,7341
11	K_{67}	2,9453	23	K_{1213}	1,9880

Fonte: O autor.

Uma vez definidos os valores de K_{ij} , faz-se possível a otimização da Equação 11 através da função presente na Figura 17. A Tabela 19 mostra os valores de TMS ótimo encontrados para a situação do circuito com GD (vide Figura 3).

5.4.2 COORDENOGRAMAS ENTRE OS PARÉS DE RELÉS

Com todos os parâmetros definidos, foi possível a elaboração dos coordenogramas entre os pares de relés para o circuito com GD. Além disso, foi testada uma corrente de curto-circuito equacionada por 10. A Tabela 20 apresenta os tempos de atuação dos relés principais e dos relés de retaguarda, além dos ITCs que são dados pela Equação 3.

Os coordenogramas são apresentados pelas Figuras de 30 a 41, como resultado, todos os pares agiram de maneira coordenada e na presença da GD, o máximo tempo para extinção de uma falta (segundo as premissas do trabalho), foi de 1,07 s.

Tabela 19: Valores dos TMSs de cada relé para a coordenação curva IEC normalmente inversa para o circuito com GD.

Relé	TMS	I_{pickup} no primário do TC [A]	RTC	I_{pickup} no secundário do TC [A]
1	0,17	1256,32	200,00	6,28
2	0,12	178,33	30,00	5,94
3	0,05	124,70	20,00	6,24
4	0,15	1012,50	160,00	6,33
5	0,10	1089,23	160,00	6,81
6	0,12	337,19	50,00	6,74
7	0,05	301,27	40,00	7,53
8	0,05	97,64	15,00	6,51
9	0,10	397,07	60,00	6,62
10	0,05	175,78	25,00	7,03
11	0,05	226,77	30,00	7,56
12	0,15	149,87	20,00	7,49
13	0,05	92,71	15,00	6,18

Fonte: O autor.

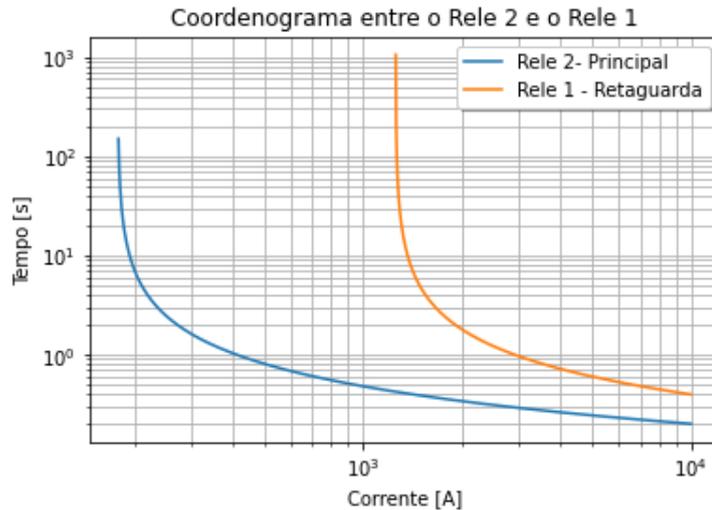
Tabela 20: Tempo de atuação dos relés para curva IEC normalmente inversa para o circuito com GD.

Relé principal	Relé de retaguarda	Corrente de teste [A]	Tempo relé principal [s]	Tempo relé de Retaguarda [s]	ITC [s]
2	1	3768,96	0,27	1,07	0,80
3	2	535,00	0,24	0,76	0,52
4	1	3768,96	0,79	1,07	0,28
5	4	3267,68	0,63	0,89	0,26
6	5	3267,68	0,36	0,63	0,27
7	6	1011,57	0,29	0,76	0,47
8	5	3267,68	0,10	0,63	0,53
9	5	3267,68	0,33	0,63	0,31
10	9	1191,21	0,18	0,63	0,45
11	9	1191,21	0,21	0,63	0,42
12	1	3768,96	0,32	1,07	0,76
13	12	449,60	0,22	0,95	0,73

Fonte: O autor.

Na Figura 30 é possível observar as curvas temporizadas do par de relé 2-1 (2 como principal a 1 como secundário), nela nota-se coordenação entre as curvas, pois para uma mesma corrente de teste a curva azul (principal) possui tempo de resposta menor que a alaranjada (retaguarda). Como exemplo foi utilizada uma corrente teste de 3768,96 A e o tempo de resposta do relé 2 foi de 0,27 s e, considerando sua não operação, o relé 1 age em 1,07 s, ou seja, um ITC de 0,8 s (vide Tabela 20). Comparando-se ao obtido na Tabela 12 houve acréscimo 0,01 s no tempo de atuação do relé principal, de 0,6 s no do relé de *backup*, consequentemente, de 0,05 s no ITC.

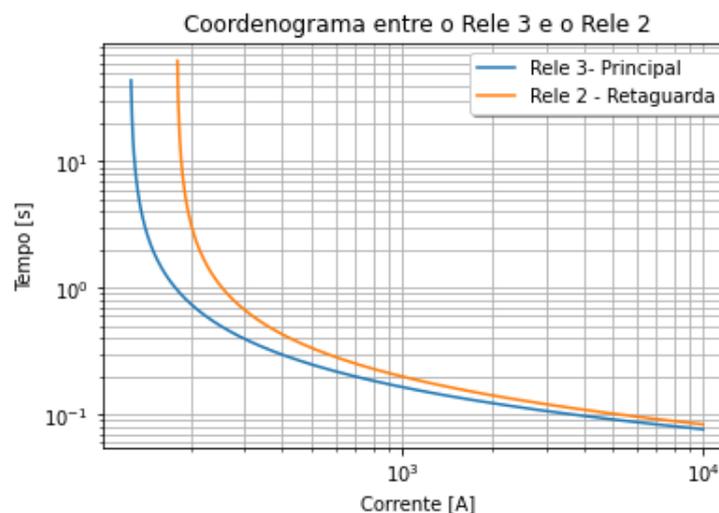
Figura 30: Coordenograma quando o relé 2 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



Fonte: O autor.

Já na Figura 31 visualiza-se o coordenograma do relé 2 atuando como retaguarda do 3, observa-se que houve coordenação, pois de acordo com a Tabela 20, para uma corrente de teste de 535 A o relé principal opera em 0,24 s, enquanto que o 2, em caso de falha, entra em ação em 0,76 s, ou seja, o ITC é de 0,52 s. Quando comparados os valores aos da Tabela 12, verifica-se um acréscimo do tempo de reação do relé 3 de 0,03 s, no do relé 2 de 0,06 s e no ITC de 0,03 s.

Figura 31: Coordenograma quando o relé 3 é a proteção principal e o 2 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.

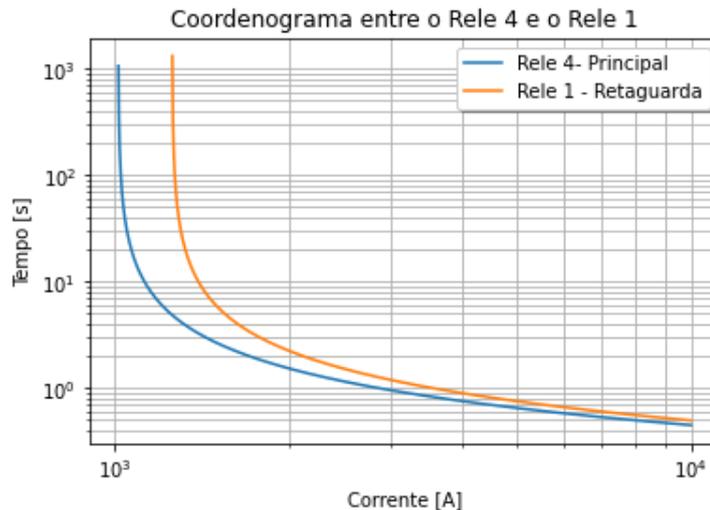


Fonte: O autor.

Já na Figura 32 que mostra o coordenograma entre o relé 4 e o 1 (4 proteção primária e 1 secundária) mostrou um aspecto mais coordenado que a Figura 20, no entanto, as curvas ainda estão muito próximas, podendo gerar não coordenação em determinadas correntes testadas. No

caso apresentado na Tabela 20, houve coordenação para uma corrente de teste de 3768,96 A, com tempo de atuação do relé primário de 0,79 s e do secundário de 1,07 s (em caso de falha do primeiro), gerando então um ITC de 0,28 s. Quando comparados os valores aos da Tabela 12, verifica-se um acréscimo no tempo de reação do relé 4 de 0,06 s, mas no do relé 1 também de 0,06 s e, portanto, o ITC não sofreu alteração.

Figura 32: Coordenograma quando o relé 4 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



Fonte: O autor.

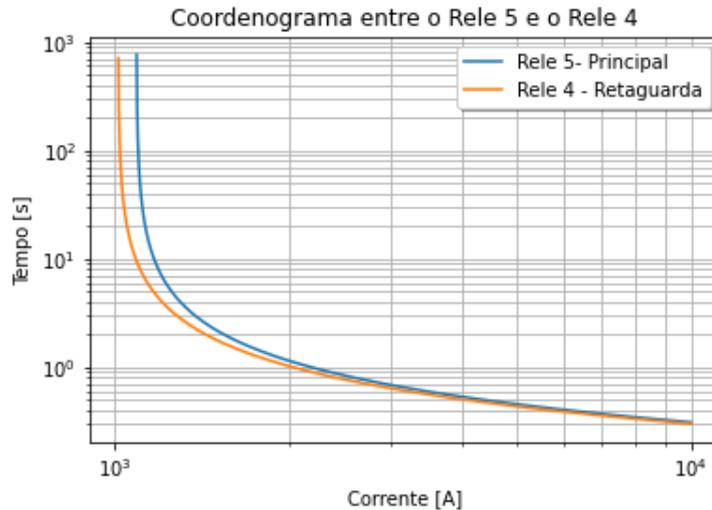
Na Figura 33 que se refere ao par relé 5 (principal) e 4 (*backup*) é perceptível uma melhora no aspecto das curvas quando ela é comparada com a Figura 21. Isso se deve ao fato das correntes de *pickup* terem sofrido alteração. No entanto, a proximidade ainda é preocupante no âmbito da coordenação. Segundo a tabela 20 para a corrente de falta de 3267,68 A, o relé principal atua em 0,63 s, enquanto que o *backup* é acionado, em caso de falha, em 0,89 s, ou seja, o ITC é de 0,26 s. Quando comparados os valores aos da Tabela 12, verifica-se um acréscimo do tempo de reação do relé 5 de 0,01 s, no do relé 4 também de 0,01 s e, portanto o ITC permaneceu inalterado.

A Figura 34 apresenta o coordenograma do par de relés 6-5 (proteção principal e retaguarda, respectivamente), segundo a Tabela 20 em caso de uma corrente de falha de 3267,68 A, a proteção primária atua em 0,36 s e, caso esta falhe, a secundária opera em 0,63 s, gerando então um ITC de 0,27 s. Comparando-se os valores com os visualizados na Tabela 12, não é possível identificar qualquer diferença no tempo de atuação dos dispositivos.

A Figura 35 apresenta o coordenograma do relé 7 desempenhando o papel de proteção principal enquanto o 6 é *backup*, para a corrente de teste utilizada de 1011,5 A, houve coordenação, pois neste cenário, em caso de falta, a proteção primária age em 0,29 s e a secundária em 0,76 s conforme mostra a Tabela 20, ou seja, há um ITC de 0,47 s. Relacionando-se tais valores aos da Tabela 12, conclui-se que não há alteração dos parâmetros.

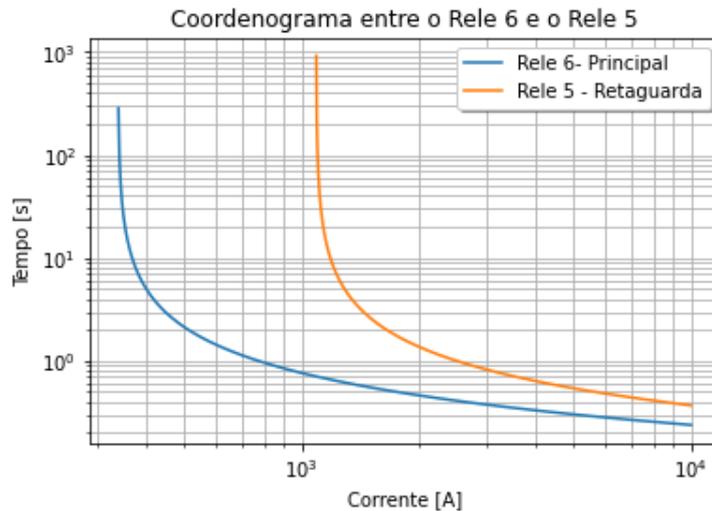
A Figura 36 mostra as curvas de coordenação entre os relés 8 (principal) e 5 (*backup*).

Figura 33: Coordenograma quando o relé 5 é a proteção principal e o 4 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



Fonte: O autor.

Figura 34: Coordenograma quando o relé 6 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.

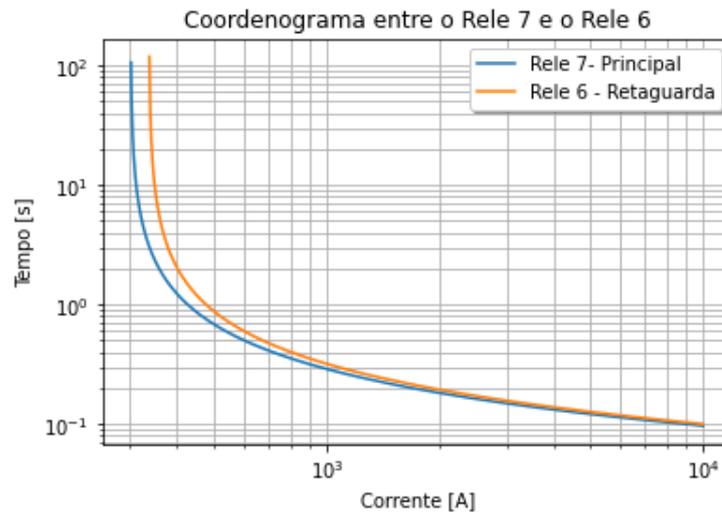


Fonte: O autor.

Segundo a Tabela 20 para uma corrente de 3218,38 A, a proteção principal entra em ação em 0,1 s enquanto que a secundária, em caso de falha da primeira, opera em 0,63 s, ou seja, um ITC de 0,53 s. Comparando-se tais valores aos da Tabela 12, conclui-se que não há alteração dos dados.

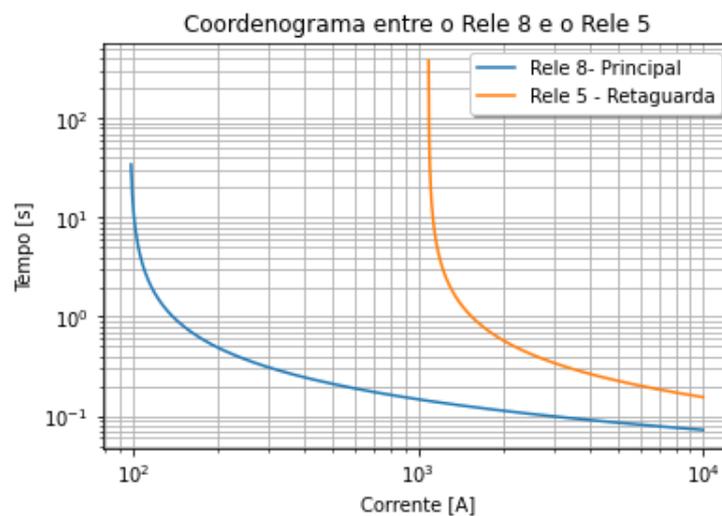
Na Figura 37 é apresentado o coordenograma entre o relé 9 (primário) e 5 (retaguarda), nela observa-se novamente que há coordenação entre os dispositivos, pois a curva do relé principal possui tempo de atuação menor que o do *backup* e há uma distância preservada entre elas. Conforme mostra a Tabela 20, para uma corrente de teste de 3267,68 A, o relé 9 opera em 0,33 s enquanto que o 5 entra em ação em 0,63 s (caso o 9 falhe), portanto o ITC é de 0,31 s.

Figura 35: Coordenograma quando o relé 7 é a proteção principal e o 6 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



Fonte: O autor.

Figura 36: Coordenograma quando o relé 8 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



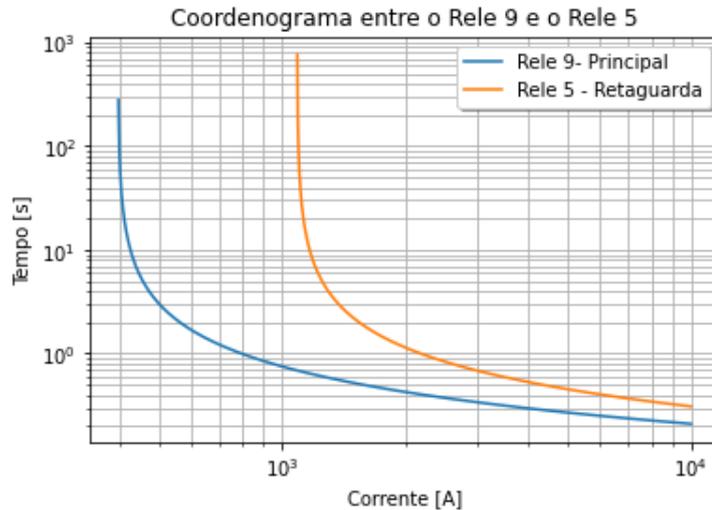
Fonte: O autor.

Comparando-se tais valores aos da Tabela 12, observa-se que não houve qualquer alteração.

No coordenograma da Figura 38, coordenação entre o par 10-9 (10 relé principal e 9 retaguarda) também não houve problemas na coordenação, quando testada uma corrente de 1191,21 A, a proteção principal tem como tempo de atuação 0,18 s, enquanto que a secundária, em caso de falha da primária, opera em 0,63 s, portanto, o intervalo de coordenação assume 0,45 s (vide Tabela 20), resultado idêntico ao encontrado na Tabela 12.

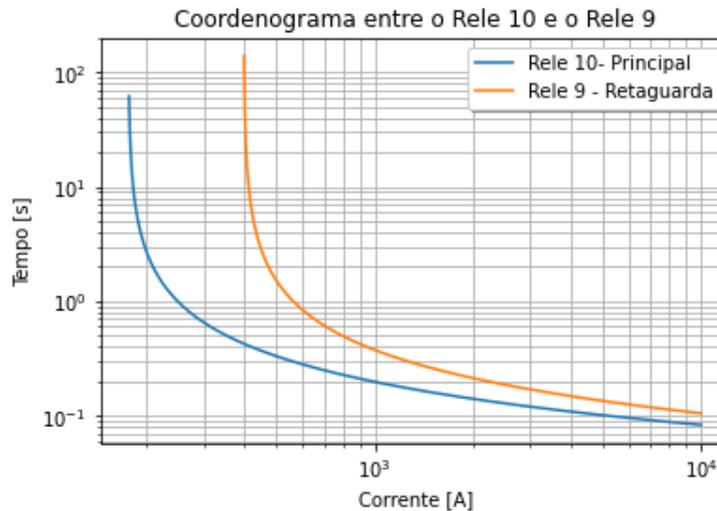
A Figura 39 mostra o coordenograma dos relés 11 e 9, onde o 11 é a proteção principal e o 9 a retaguarda. Pelo gráfico encontrado, é possível visualizar que, mais uma vez, houve coordenação entre os pares, de acordo com a Tabela 20 para uma corrente de falha de 1191,21

Figura 37: Coordenograma quando o relé 9 é a proteção principal e o 5 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e sem GD.



Fonte: O autor.

Figura 38: Coordenograma quando o relé 10 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.

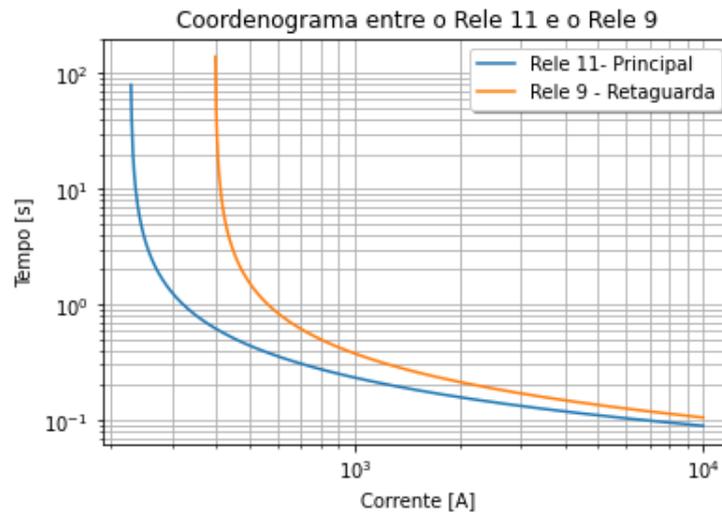


Fonte: O autor.

A, a proteção principal entra em ação em 0,21 s enquanto que a secundária (em caso de falha da primeira) opera em 0,63 s, ou seja, há um ITC de 0,42 s. Resultado idêntico ao encontrado na Tabela 12.

Já a Figura 40 mostra o coordenograma entre os relés 12 e 1, quando 12 é o relé principal e 1 o *backup*. Neste gráfico é possível visualizar novamente a grande diferença entre a sensibilização dos relés devido a desproporção entre os *pickups*. O problema disso, explicando novamente, é que caso haja uma sobrecarga maior que o *pickup* do relé 12 e menor que o do relé 1, a proteção principal fica sem retaguarda, visto que para o relé 1 tal acontecimento não é interpretado como anormal. De acordo com a Tabela 20, para uma corrente de falha de 3768,96

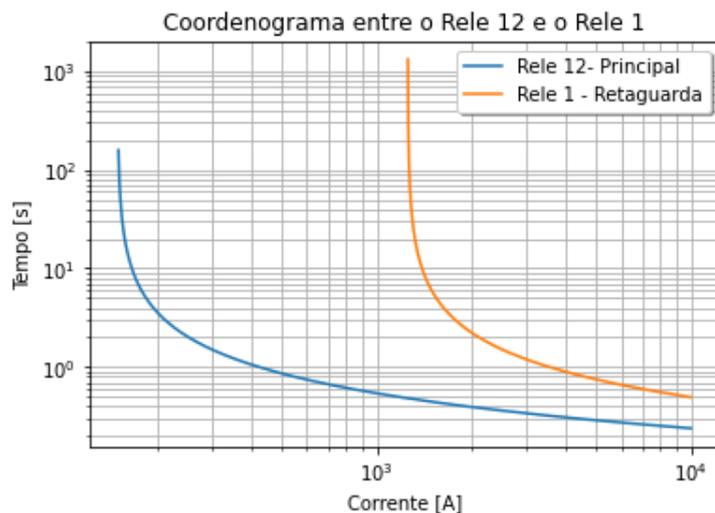
Figura 39: Coordenograma quando o relé 11 é a proteção principal e o 9 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



Fonte: O autor.

A, a resposta do relé 12 ocorre em 0,32 s, enquanto que o o *backup*, caso a proteção primária falhe, opera em 1,07 s, ou seja, há um ITC de 0,76 s. Quando estes dados são comparados aos da tabela 12, observa-se um aumento no tempo de atuação do relé 12 de 0,01 s, no do relé 1 de 0,06 s e, devido a isso, no ITC de 0,05 s.

Figura 40: Coordenograma quando o relé 12 é a proteção principal e o 1 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.

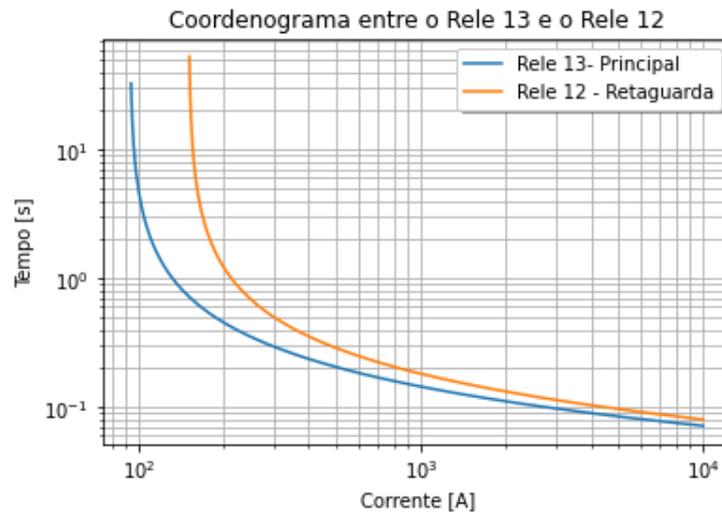


Fonte: O autor.

Finalmente, a Figura 41 transparece a situação em que o relé 13 é a proteção principal e o 12 a retaguarda. Nela é nítido que há coordenação entre as curvas e para uma corrente de teste de 449,60 A o tempo de operação do relé 13 é de 0,22 s e, caso ele falhe, a retaguarda opera em 0,95 s, portanto, o ITC entre o par é de 0,73 s. Resultado idêntico ao da Tabela 11.

Feitas tais análises, pode-se concluir que a GD afeta o sistema de proteção em tudo que

Figura 41: Coordenograma quando o relé 13 é a proteção principal e o 12 a retaguarda considerando a curva normalmente inversa e com GD.



Fonte: O autor.

tangencia o perfil de carga do circuito, sem que haja contribuição significativa para o nível de curto-circuito dos barramentos. Ademais, observa-se que o tempo de atuação dos relés em determinados pontos do sistema sofrem alteração, o que pode ser agravado ou não pelo nível de penetração fotovoltaica, possibilitando trabalhos futuros neste sentido investigativo.

Dessa maneira, a próxima seção apresenta uma síntese do que pode ser concluído com os pontos levantado, bem como faz alusão aos trabalhos a serem abordados futuramente.

6 CONCLUSÃO

O objetivo inicial deste trabalho, conforme mostra o Capítulo 1, foi analisar qual a influência da GD fotovoltaica em relés de sobrecorrente temporizados de fase e como seus parâmetros são alterados na presença dessa tecnologia. Constatou-se comparando-se as Tabelas 3 e 13 que o perfil de carga sofreu mudanças significativa, no entanto, confrontando-se os dados das Tabelas 4, 5 e 6 com as Tabelas 14, 15 e 16 torna-se possível concluir que a GD fotovoltaica não contribui para os níveis de curto-circuito dos barramentos, mas tem uma pequena participação na corrente de curto. Deste modo, caso o intuito seja a coordenação otimizada dos relés, os múltiplos de tempo sofrem alteração conforme as correntes do fluxo de potência. Comprova-se esta sustentação, observando-se as Tabelas 11 e 19, mas ressalta-se que tal alteração foi visualizada porque as premissas adotadas relacionam o *pickup* diretamente com a corrente em regime permanente, conforme mostra a Equação 9. Além disso, o tempo de atuação dos relés e seus intervalos de coordenação sofreram alteração e isso é exemplificado nas Tabelas 12 e 20.

Desse modo, as mudanças nos parâmetros verificadas neste trabalho podem ser contornadas utilizando-se um sistema de proteção adaptativa, ou seja, fazendo-se de tal forma que os dados inerentes a coordenação dos dispositivos sejam monitorados de maneira periódica e as parametrizações da proteção mudem conforme a carga nominal em diferentes instantes de tempo. No caso da GD fotovoltaica que possui distintos níveis de penetração ao longo do dia, os parâmetros podem ser ajustados conforme a curva diária de potência injetada, no entanto, no cenário atual este não é um dado que a concessionária de energia possui.

Exposto isso, é possível observar a relevância deste documento, pois nele é detalhado um método a partir do qual os valores de coordenação podem ser alterados, de maneira otimizada e eficiente, conforme dados de simulação instantânea ou informações configuradas pelo projetista.

Por último, ressalta-se os principais obstáculos enfrentados durante a elaboração deste documento. O primeiro deles é o nível de curto-circuito do barramento 650 do código original IEEE 13 barras modelado no *OpenDSS*, que caso não fosse alterado, mostra correntes de curto-circuito na casa dos 2000 kA, algo totalmente incompatível com a realidade e dados internacionais publicados. Ademais, o *software* é bastante complexo e exige um nível de conhecimento elevado do usuário, pois ele é todo feito via linhas de código. Quanto a programação em *Python*, o maior desafio foi encontrar uma maneira de estabelecer as relações entre os pares de relés, pois a lógica desenvolvida para tal exigiu aprofundamento considerável na teoria dos grafos e em algoritmos de busca em profundidade.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

O algoritmo desenvolvido neste trabalho prevê apenas a parametrização do relé de sobrecorrente temporizado, mas um sistema de proteção real é composto por diversos tipos de relés,

como o de sobrecorrente instantâneo (função 50) e o de sobrecorrente direcional (função 67). Deste modo, sugere-se como trabalho futuro a implementação destas outras funções, pois com elas a proteção de sobrecorrente será mais próxima da implementada na realidade, o que garante maior confiabilidade e eficiência ao sistema.

Referências

- ABSOLAR. 2022: O melhor ano da energia solar no brasil. *O Setor Elétrico*, 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/2022-o-melhor-ano-da-energia-solar-no-brasil/#:~:text=Dos%20R%24%2050%2C8%20bilh%20C3%B5es,GW%20para%2017%2C2%20GW.>> Acesso em: 05 jun. 2022.
- ANEEL. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – cálculo de perdas na distribuição do PRODIST - Nota Técnica 0057/2014-SRD. Brasília - DF, p. 4, 2014.
- BERNARDES, W. M. S. *Algoritmo enxame de partículas discreto para coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em sistemas elétricos de potência*. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. doi:10.11606/D.18.2013.tde-14052013-094113.
- BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; VIEIRA, J. C. M. Topological processing of mutually coupled circuits for directional overcurrent protection. In: *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. Denver - EUA: [s.n.], 2015. p. 1–5.
- BERNARDES, W. M. S. et al. Ajuste otimizado de relés direcionais de sobrecorrente via particle swarm optimization. In: *Proc. XIX Congresso Brasileiro de Automática*. Campina Grande - PB: [s.n.], 2012. p. 4573–4580.
- CAMINHA, A. C. *Introdução à proteção dos sistemas elétricos*. 1. ed. São Paulo: Editora Blucher, 1977. 211 p.
- FENALTE, L. C.; MENCO, C. L.; OLIVEIRA, A. de L. Aplicação e comissionamento de relés de sobrecorrente. *Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Santa Maria*, p. 6, 2020.
- ISOTANI, S. *Algoritmos para caminhos mínimos*. 180 p. Dissertação (Mestrado) — Instituto de Matemática e Estatística, Universidade de São Paulo, 2002. doi: 10.11606/D.45.2002.tde-20210729-125537.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1. ed. São Paulo: Editora Blucher, 2005. 328 p.
- MAMEDE, D. R.; FILHO, J. M. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. São Paulo: LTC, 2011. 620 p.
- MOMESSO, A. E.; BERNARDES, W. M.; ASADA, E. N. Fuzzy-based non-communicating adaptive overcurrent relay. *IFAC-PapersOnLine*, v. 51, n. 28, p. 315–320, 2018. ISSN 2405-8963. 10th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems CPES 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896318334402>>.
- NASCIMENTO, D. A. *Efeito de condições ambientais sob a luz da Norma IEEE 738 na parametrização de relés de distância em linhas de transmissão*. 78 p. Monografia (Graduação) — Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020.
- SANTOS, F. M. P. *Algoritmo enxame de partículas evolutivo para o problema de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais em sistemas elétricos de potência*. Dissertação

(Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2013. doi:10.11606/D.18.2013.tde-26082013-103833.

SANTOS, F. M. P. et al. Coordenação de relés direcionais de sobrecorrente por meio de Evolutionary Particle Swarm Optimization. In: *XV Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ (XV ERIAC)*. Foz do Iguaçu - PR: [s.n.], 2013. p. 1–8.

SILVA, A. D. C. *Desenvolvimento de interfaces para o software OpenDSS*. 105 p. Monografia (Graduação) — Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2021.

VASCONCELOS, F. M. et al. Artificial neural network applied to prediction of electricity generated by grid connected photovoltaic systems. In: *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*. São Paulo - SP: [s.n.], 2013. p. 1–6.

ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 1. ed. São Paulo: Oficina de textos, 2016. 170 p.

7 A CÓDIGO ADAPTADO DO IEEE 13 BARRAS MODELADO NO OPENDSS

```

1 Clear
2
3 !
4 ! This script is based on a script developed by Tennessee Tech Univ
   students
5 ! Tyler Patton, Jon Wood, and David Woods, April 2009
6 !
7
8 new circuit.IEEE13Nodeckt
9 ~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus
10 ~ Angle=30 !
   advance angle 30 deg so result agree with published angle
11 ~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000 ! stiffen the source to approximate inf
   source
12
13
14
15 !SUB TRANSFORMER DEFINITION
16 ! Although this data was given, it does not appear to be used in the
   test case results
17 ! The published test case starts at 1.0 per unit at Bus 650. To make
   this happen, we will change the impedance
18 ! on the transformer to something tiny by dividing by 1000 using the DSS
   in-line RPN math
19 New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
20 ~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(5 1 /) XHT=4
21 ~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(5 /)
   XLT=4
22
23 ! FEEDER 1-PHASE VOLTAGE REGULATORS
24 ! Define low-impedance 2-wdg transformer
25
26 New Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
27 ~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
28 new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2
   ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
29
30 New Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
31 ~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
32 new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2
   ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
33
34 New Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]

```

```
35 ~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
36 new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2
    ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
37
38
39 !TRANSFORMER DEFINITION
40 New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2
41 ~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=.55 XHT=1
42 ~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=.55 XLT=1
43
44
45 !LINE CODES
46 redirect IEEELineCodes.dss
47
48 // these are local matrix line codes
49 // corrected 9-14-2011
50 New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60
51 ~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )
52 ~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )
53 ~ units=mi
54 New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60
55 ~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )
56 ~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )
57 ~ units=mi
58 New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
59 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
60 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
61 ~ units=mi
62 New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
63 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
64 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
65 ~ units=mi
66 New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60
67 ~ rmatrix = (1.3292 )
68 ~ xmatrix = (1.3475 )
69 ~ units=mi
70
71 /***** Original 606 Linecode *****/
72
73 You have to use this to match Kersting's results:
74
75 New linecode.mtx606 nphases=3 BaseFreq=60
76 ~ rmatrix = (0.7982 | 0.3192 0.7891 | 0.2849 0.3192 0.7982 )
77 ~ xmatrix = (0.4463 | 0.0328 0.4041 | -0.0143 0.0328 0.4463 )
78 ~ Cmatrix = [257 | 0 257 | 0 0 257] ! <--- This is too low by 1.5
79 ~ units=mi
80
```

```
81 Corrected mtx606 Feb 3 2016 by RDugan
82
83 The new LineCode.606 is computed using the following CN cable definition
    and
84 LineGeometry definition:
85
86 New CNDATA.250_1/3 k=13 DiaStrand=0.064 Rstrand=2.81666667 epsR=2.3
87 ~ InsLayer=0.220 DiaIns=1.06 DiaCable=1.16 Rac=0.076705 GMRac=0.20568
    diam=0.573
88 ~ Runits=kft Radunits=in GMRunits=in
89
90 New LineGeometry.606 nconds=3 nphases=3 units=ft
91 ~ cond=1 cncable=250_1/3 x=-0.5 h= -4
92 ~ cond=2 cncable=250_1/3 x=0 h= -4
93 ~ cond=3 cncable=250_1/3 x=0.5 h= -4
94
95 ****End Comment*****/
96
97 New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi
98 ~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721
    ]
99 ~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838
    0.438352 ]
100 ~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948 ]
101 New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60
102 ~ rmatrix = (1.3425 )
103 ~ xmatrix = (0.5124 )
104 ~ cmatrix = [236]
105 ~ units=mi
106
107
108 !LOAD DEFINITIONS
109 New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW
    =1155 kvar=660
110 New Load.633 Bus1=633.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW
    =385 kvar=220
111 New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=160
    kvar=110
112 New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120
    kvar=90
113 New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120
    kvar=90
114 New Load.645 Bus1=645.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW
    =250 kvar=143
115 New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW
    =230 kvar=132
```

```

116 New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW
    =170 kvar=151
117 New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485
    kvar=190
118 New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68
    kvar=60
119 New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290
    kvar=212
120 New Load.611 Bus1=611.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=5 kV=2.4 kW
    =300 kvar=80
121 New Load.652 Bus1=652.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=2.4 kW
    =350 kvar=235
122 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17
    kvar=10
123 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66
    kvar=38
124 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117
    kvar=68
125 New Load.680 Bus1=680.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW
    =385 kvar=220
126
127 !CAPACITOR DEFINITIONS
128 New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
129 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4
130
131 !Bus 670 is the concentrated point load of the distributed load on line
    632 to 671 located at 1/3 the distance from node 632
132
133 !LINE DEFINITIONS
134 New Line.650632 Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=
    mtx601 Length=2000 units=ft
135 New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=
    mtx601 Length=667 units=ft
136 New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=
    mtx601 Length=1333 units=ft
137 New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=
    mtx601 Length=1000 units=ft
138 New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=
    mtx602 Length=500 units=ft
139 New Line.632645 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=645.1.2.3 LineCode=
    mtx602 Length=500 units=ft
140 New Line.645646 Phases=3 Bus1=645.1.2.3 Bus2=646.1.2.3 LineCode=
    mtx602 Length=300 units=ft
141 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=
    mtx602 Length=500 units=ft
142 New Line.671684 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=684.1.2.3 LineCode=
    mtx602 Length=300 units=ft

```

```
143 New Line.684611      Phases=3 Bus1=684.1.2.3      Bus2=611.1.2.3  LineCode=
      mtx602 Length=300  units=ft
144 New Line.684652      Phases=3 Bus1=684.1.2.3      Bus2=652.1.2.3  LineCode=
      mtx601 Length=800  units=ft
145
146
147
148 //new fault.f1 phases=3 bus1= 650
149 !SWITCH DEFINITIONS
150 New Line.671692      Phases=3 Bus1=671      Bus2=692  Switch=y  r1=1e-4 r0=1e
      -4 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000
151
152 Redirect GD_1.dss
153 Redirect GD_2.dss
154
155 Set Voltagebases=[115, 4.16, .48]
156 Set maxcontroliter = 100
157 calcv
158 Solve
159 BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
160
161 !-----
162 !-----Show some Results -----
163 !-----
164
165 //Export Currents
166 //Export Elemcurrents
167 Export NodeNames
168 // Show Voltages LN Nodes
169 // Show Currents Elem
170 // Show Powers kVA Elem
171 // Show Losses
172 // Show Taps
173
174 !-----
175 !-----
176 ! Alternate Solution Script
177 ! To force the taps to be same as published results, set the transformer
      taps manually and disable the controls
178 !-----
179 /*
180 Transformer.Reg1.Taps=[1.0 1.0625]
181 Transformer.Reg2.Taps=[1.0 1.0500]
182 Transformer.Reg3.Taps=[1.0 1.06875]
183 Set Controlmode=OFF
184
185 Solve */
```