



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Estratégia para Análise e Localização de Faltas Monofásicas em uma Linha de Transmissão de 500 kV Utilizando ATP e Arquivos COMTRADE

THOMÁS EDSON CAVALCANTE VASCONCELOS

Thomás Edson Cavalcante Vasconcelos

**Estratégia para Análise e Localização de
Faltas Monofásicas em uma Linha de
Transmissão de 500 kV Utilizando ATP e
Arquivos COMTRADE**

*Dissertação apresentada à Coordenação do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal da Bahia, em cumprimento às exigências para a
obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.*

Fernando Augusto Moreira, D.Sc.
Orientador

Salvador – Bahia
Maio de 2019

Vasconcelos, Thomás Edson C.

Estratégia para Análise e Localização de Falhas
Monofásicas em uma Linha de Transmissão de 500 kV
Utilizando ATP e arquivos COMTRADE / Thomás Edson C.
Vasconcelos. -- Salvador, 2019.

119 f. : il

Orientador: Fernando Augusto Moreira.

Dissertação (Mestrado - Mestrado - Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica) -- Universidade
Federal da Bahia, Universidade Federal da Bahia,
Escola Politécnica, 2019.

1. Linhas de Transmissão. 2. Proteção de Sistemas
Elétricos. 3. Localização de Falhas em Linhas de
Transmissão. 4. ATP. 5. COMTRADE. I. Moreira,
Fernando Augusto. II. Título.

Thomás Edson Cavalcante Vasconcelos

**Estratégia para Análise e Localização de
Faltas Monofásicas em uma Linha de
Transmissão de 500 kV Utilizando ATP e
Arquivos COMTRADE**

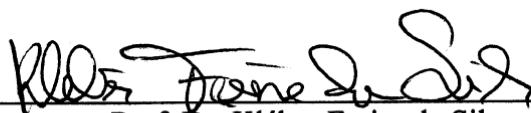
*Dissertação apresentada à Coordenação do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal da Bahia, em cumprimento às exigências para a
obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.*

APROVADA em: 02 de Abril de 2018.

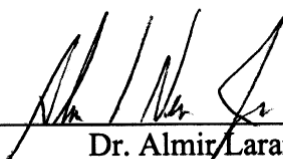
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Fernando Augusto Moreira
Orientador/UFBA



Prof. Dr. Kléber Freire de Silva
UFBA



Dr. Almir Laranjeira Neri Jr.
PETROBRAS

Agradecimentos

Ao Professor Fernando Augusto Moreira, por ter aceitado mais uma vez o desafio de orientar um trabalho de minha autoria, agradeço por toda a orientação e apoio recebido.

Aos servidores do DEE/PPGEE, pelo atendimento prestado no decorrer da pós-graduação.

Ao colega Felipe de Vasconcellos, pela troca de experiências.

Aos meus pais, familiares, esposa e filhas, pelo apoio de sempre em todas as escolhas que fiz.

À TAESA, pela disponibilização de dados essenciais, sem os quais não seria possível a realização deste trabalho. Agraço também a todos os colegas da empresa, que serviram de motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

No sistema elétrico de potência, as linhas de transmissão desempenham um papel fundamental para garantir o transporte da energia entre geradores e consumidores. Aliado a isto, sua extensão e exposição ao meio tornam estes os equipamentos mais sujeitos a curto circuito, aumentando a importância do seu sistema de proteção.

Para avaliar e aperfeiçoar os sistemas de proteção, as simulações de faltas e a análise de registros em COMTRADE são relevantes como ferramenta de apoio, permitindo a repetição de ocorrências ou a simulação de novos cenários.

Este trabalho apresenta uma estratégia para a simulação de faltas monofásicas em uma linha de transmissão por meio do ATP; a conversão do resultado desta simulação em um arquivo COMTRADE e posterior avaliação deste no que diz respeito à localização da falta. Foram simulados casos reais para a comparação destes com os registros COMTRADE originais. Além disto, foram simulados novos casos ao longo da LT em todas as fases do sistema.

Para a estimativa da localização da falta, foi utilizado o método do fator de compensação de sequência zero (k_0), que utiliza dados de tensão e corrente de um dos terminais da linha de transmissão. Adicionalmente, foi utilizado o método de sequência negativa, que utiliza estes dados de ambos os terminais da linha. Foi feita a revisão bibliográfica de ambos os métodos e implementação destes como os *scripts* do Octave.

Os resultados encontrados corroboram a metodologia como ferramenta de apoio na análise e localização de faltas em linhas de transmissão, além de evidenciar a praticidade dos arquivos COMTRADE neste tipo de análise que envolve a proteção de linhas de transmissão.

Palavras-chave: sistemas de potência, proteção de sistemas elétricos, linhas de transmissão, ATP, COMTRADE, Sistema Interligado Nacional, localização de faltas em linhas de transmissão, métodos de impedância.

Abstract

In the power systems, transmission lines play a fundamental role ensuring the transport of energy between generators and consumers. In addition to this, its extension and exposure to the environment makes these equipment more liable to short circuit, increasing the importance of its protection system.

In order to evaluate and improve protection systems, fault simulations and the analysis of records in COMTRADE are relevant as a support tool, allowing the repetition of occurrences or the simulation of new scenarios.

This work presents a strategy for simulation of faults in a transmission line through ATP; the conversion of the result of this simulation into a COMTRADE file and its subsequent evaluation concerning the fault location. Real cases were simulated for comparison with the original COMTRADE records. In addition, new cases were simulated along the transmission line in all phases of the system.

For the estimation of fault location, the zero sequence compensation factor method (k_0) was used, which uses voltage and current data from one of the transmission line terminals. Additionally, the negative sequence method was used, which uses these data from both line terminals. The bibliographic review of both methods and their implementation as an Octave script was done.

The results found confirm the methodology as a support tool in the analysis and location of faults in transmission lines, as well as to demonstrate the practicality of the COMTRADE files in this type of analysis that involves the protection of transmission lines.

Key-words: power systems, power system protection, transmission lines, ATP, COMTRADE, National Interconnected System, fault location in transmission lines, impedance methods.

Lista de Ilustrações

Figura 1 – Levantamento de desligamentos entre 2012 e 2017 por tipo de equipamento desligado.....	17
Figura 2 – Levantamento de causas de desligamentos de linhas de transmissão entre 2012 e 2016	18
Figura 3 – Três conjuntos de fasores equilibrados com componentes simétricas para representar um sistema trifásico desequilibrado.....	22
Figura 4 – Linha de transmissão e fontes equivalentes em seus terminais.....	23
Figura 5 – Rede de sequência positiva para o sistema da figura 4	23
Figura 6 – Rede de sequência negativa para o sistema da figura 4	24
Figura 7 – Rede de sequência zero para o sistema da figura 4.....	24
Figura 8 – Linha de transmissão com falta monofásica em um ponto localizado a uma distância “m” do terminal S.....	24
Figura 9 – Redes de sequência arranjadas para representar uma falta monofásica na linha de transmissão	25
Figura 10 – Ruptura do isolamento da linha de transmissão por <i>backflashover</i>	27
Figura 11 – Mapa isoceráunico do Brasil.....	28
Figura 12 – Mapa de densidade de descargas atmosféricas na região Nordeste do Brasil	29
Figura 13 – Diagrama de funcionamento da função 67N com envio e recepção de sinais permissivos (POTT)	33
Figura 14 – Representação de Zonas de Proteção em um trecho de um sistema radial .	35
Figura 15 – Diagrama de funcionamento da função de Distância em Zona 2 com envio e recepção de sinais permissivos.....	36
Figura 16 – Circuito equivalente para uma falta monofásica em uma linha de transmissão entre os terminais S e R	38
Figura 17 – Redes de sequência para uma falta monofásica vista somente pelo terminal S	39
Figura 18 – Redes de sequência para uma falta monofásica no ponto F	45
Figura 19 – Linha de transmissão objeto de estudo.....	49

Figura 20 – Detalhe da linha de transmissão objeto de estudo.....	50
Figura 21 – Ciclo de análise empregado no estudo	51
Figura 22 – Software e dados utilizados em cada etapa da análise	54
Figura 23 – Fontes e aplicações de registros no padrão COMTRADE.....	55
Figura 24 – Geometria da parte superior da torre.....	58
Figura 25 – Transposição de fases ao longo da LT	58
Figura 26 – Parte da rede equivalente no entorno da LT.....	59
Figura 27 – Modelagem da LT e exemplo de falta à 100 km do terminal Rio das Éguas	60
Figura 28 – Curvas obtidas do arquivo de saída do ATP	61
Figura 29 – Carregamento de curvas no TOP	63
Figura 30 – Visualização de curvas no TOP	63
Figura 31 – Visualização de curvas em COMTRADE.....	65
Figura 32 – Tabela de visualização dos valores das curvas em COMTRADE	65

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Equações de impedâncias simples vistas por um terminal de LT	42
Tabela 2 – Dados elétricos e geométricos dos cabos condutores da LT	57
Tabela 3 – Dados elétricos e geométricos dos cabos para-raios da LT	57
Tabela 4 – Resultados dos métodos de localização de falta a partir de dados de simulações de faltas reais	70
Tabela 5 – Resultados dos métodos de localização de falta a partir de registros COMTRADE de faltas reais.....	70
Tabela 6 – Resultados dos métodos de localização de falta para casos simulados ao longo da LT	71

Lista de Abreviaturas

A	Ampères
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	Alternative Transients Program
CC	Corrente contínua
COMTRADE	Common Format for Transient Data Exchange
ELAT	Grupo de Eletricidade Atmosférica
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kA	Quiloampères
km	Quilômetro
kV	Quilovolt
LT	Linha de Transmissão
m	Metro
NASA	Agência Espacial Norte-Americana
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RDP	Registrador de Perturbação
RMS	Root mean square (raiz média quadrática)
SIN	Sistema Interligado Nacional
V	Volt

Sumário

Agradecimentos.....	5
Resumo	6
Abstract.....	7
Lista de Ilustrações	8
Lista de Tabelas	10
Lista de Abreviaturas.....	11
Sumário.....	12
1. INTRODUÇÃO	15
1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA	15
1.2. OBJETIVO GERAL	16
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
1.4. JUSTIFICATIVA.....	17
1.5. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	19
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1. FALTAS ASSIMÉTRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	21
2.2. BACKFLASHOVER E DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	26
2.2.1. Incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão.....	26
2.2.2. Backflashover.....	27
2.2.3. Incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão no Brasil	28
2.3. A PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA FALTAS MONOFÁSICAS	30
2.3.1. Função de Sobrecorrente Direcional de Neutro com Esquema de Teleproteção POTT	31
2.3.2. Função de Distância	34
2.3.3. Função de Distância com Esquema de Teleproteção POTT	35
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	38

3.1. MÉTODOS DE IMPEDÂNCIA PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	38
3.1.1. Dados de um terminal – o fator k_0	38
3.1.2. Dados de dois terminais – método de sequência negativa	43
4. METODOLOGIA E PARÂMETROS UTILIZADOS	49
4.1. LINHA DE TRANSMISSÃO OBJETO DE ESTUDO	49
4.2. CICLO DE ANÁLISE EMPREGADO.....	50
4.3. <i>SOFTWARES</i> UTILIZADOS	52
4.3.1. ATP	52
4.3.2. TOP	52
4.3.3. SIGRA.....	53
4.3.4. OCTAVE.....	53
4.4. O PADRÃO COMTRADE	54
4.4.1. Objetivo da norma IEEE	54
4.4.2. Arquivos que compõem o padrão COMTRADE	55
5. MODELAGEM DOS ELEMENTOS ENVOLVIDOS NO ESTUDO.....	57
5.1. DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO OBJETO DE ESTUDO	57
5.2. MODELAGEM E SIMULAÇÕES NO ATP.....	59
5.2.1. Obtenção dos parâmetros no Line Constants	59
5.2.2. Modelagem do sistema no ATP	59
5.2.3. Simulação de faltas no ATP	60
5.2.4. Visualização de curvas no ATP	61
5.3. CRIAÇÃO DE ARQUIVOS COMTRADE NO TOP	62
5.4. ANÁLISE DOS ARQUIVOS COMTRADE.....	64
5.5. DETERMINAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA.....	66
6. RESULTADOS	68
6.1. DETERMINAÇÃO DO ERRO NA LOCALIZAÇÃO DA FALTA.....	68
6.2. RESULTADOS DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA.....	69
7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	73
7.1. CONCLUSÕES.....	73
7.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	74

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
ANEXO A – DADOS DAS ROTINAS DO ATP	81
I. Dados obtidos pela rotina Line Constants.....	81
II. Rotina principal do ATP	82
ANEXO B – DADOS DAS ROTINAS DO OCTAVE	108
I. Rotina da Dados	108
II. Rotina da Localização da Falta	109
ANEXO C – DADOS OBTIDOS DOS ARQUIVOS COMTRADE PARA A LOCALIZAÇÃO DA FALTA	111
APÊNDICE A – ARTIGO ACEITO NO 13º INDUSCON (13th IEEE/IAS INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS).....	113

1. INTRODUÇÃO

1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

Dos elementos que compõem o sistema de potência, as linhas de transmissão têm o papel de interligar a geração e os consumidores. Em um país como o Brasil, que possui dimensões continentais, as linhas de transmissão se tornam ainda mais importantes, dada a necessidade de interligar centrais geradoras e consumidoras, as quais estão distribuídas geograficamente ao longo do território. No Brasil, o sistema de transmissão é bastante interligado, sendo chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). A operação em tempo real deste sistema é feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). As diretrizes e requisitos para a operação dos equipamentos que compõem o SIN são dadas pelos Procedimentos de Rede do ONS.

As linhas de transmissão são os equipamentos que estão mais sujeitos a sofrerem curtos-circuitos e serem desligados, dada a sua extensão e exposição. O primeiro desafio a ser enfrentado para garantir a disponibilidade das linhas energizadas é ter um sistema de proteção que atenda à requisitos básicos de confiabilidade, seletividade, rapidez e sensibilidade.

Como as linhas de transmissão são conectadas a outras linhas ou equipamentos, sua proteção deve estar coerente com todos estes equipamentos. Isto requer ajustes de proteção coordenados, tempos de operação e características apropriadas (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

A análise do desempenho de um sistema de proteção é feita com a avaliação dos registros gerados a partir da atuação deste sistema. De modo geral, os atuais relés de proteção microprocessados, localizados nos terminais das linhas de transmissão (LT), registram as curvas de tensão e corrente durante a ocorrência de uma falta nesta LT. Este tipo de registro se assemelha a uma “fotografia do momento”. Este registro, na maioria dos casos, possui um padrão de arquivos de acordo com o formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*). Ou seja, um formato de arquivos padrão para compartilhamento de dados de transitórios (IEEE Std C37.111, 1999).

A avaliação dos arquivos COMTRADE permite a verificação da natureza da falta e o desempenho do relé de proteção. Por meio destes arquivos, também é possível realizar cálculos, como a determinação da impedância da falta, por exemplo. A avaliação dos

registros de faltas reais em uma linha de transmissão permite a revisão dos ajustes dos relés de proteção. Também é possível utilizar os registros em COMTRADE para aplicar os dados de tensão e corrente em um relé de proteção em forma de teste. Esta é mais uma vantagem da utilização dos arquivos neste formato.

De modo a subsidiar, corrigir ou aprimorar os ajustes de proteção, simulações de faltas em linhas de transmissão são uma ferramenta de importância relevante. Além da simulação direta de relés de proteção em bancada, a simulação de faltas no programa computacional *Alternative Transients Program* (ATP) permite a análise do comportamento das tensões e correntes de forma dinâmica, tanto na linha em questão como em equipamentos adjacentes. O ATP é o *software* reconhecido pelo ONS para fins de análise de transitórios eletromagnéticos para dar suporte às atividades descritas nos Procedimentos de Rede, conforme submódulo 18.2. (ONS, 2016c).

1.2.OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma estratégia para análise da localização de faltas em linhas de transmissão a partir de arquivos COMTRADE obtidos de simulações em ATP. Adicionalmente, serão utilizados dados de registros em COMTRADE referentes a faltas reais ocorridas em uma linha de transmissão de 500kV do Sistema Interligado Nacional.

1.3.OBJETIVOS ESPECÍFICOS

São objetivos específicos desse trabalho:

- Compreender a natureza das faltas monofásicas de baixa impedância em linhas de transmissão de extra-alta tensão;
- Compreender dois métodos consolidados para a localização de faltas em linhas de transmissão, sendo um método com dados de um terminal da LT (fator k_0) e outro que utiliza dados de ambos os terminais (sequência negativa);
- Modelar no ATP uma linha de transmissão e uma porção do sistema elétrico no entorno desta. Simular faltas monofásicas reais que ocorreram

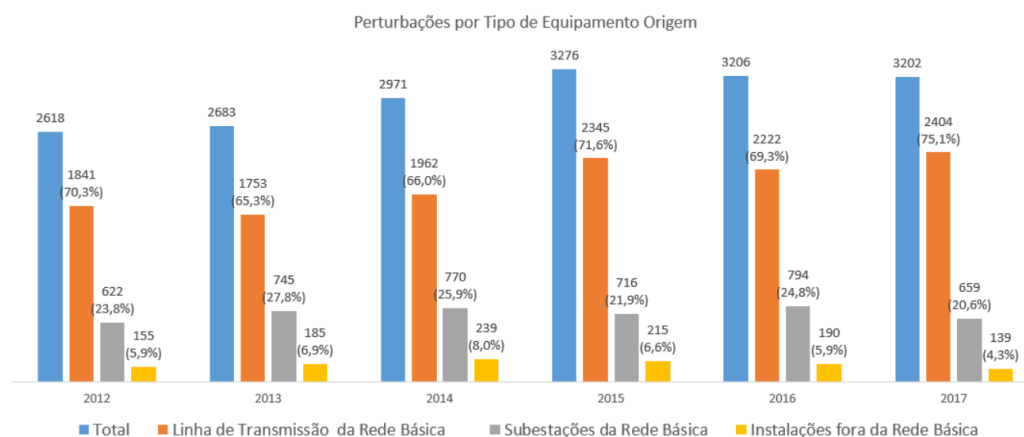
nesta linha, de acordo com a torre escolhida e respeitando a transposição de fases. Avaliar a resposta transitória das faltas nos terminais da LT;

- Ainda no ATP, simular novas faltas monofásicas ao longo da LT com variação da localização e da fase sob falta;
- Converter as curvas de tensão e corrente geradas no ATP em arquivos no formato COMTRADE;
- Implementar métodos de localização de falta em uma rotina (*script*) no Octave;
- Avaliar a localização da falta a partir dos métodos apresentados e a partir dos arquivos COMTRADE, comparando estas com a localização real;
- Apresentar utilizações possíveis para esta metodologia de trabalho, bem como trabalhos futuros.

1.4.JUSTIFICATIVA

As linhas de transmissão são os equipamentos mais sujeitos a desligamentos no sistema de potência. Um levantamento do ONS referente aos anos de 2012 a 2017 mostrou que as linhas de transmissão correspondem à 70% dos equipamentos desligados nestes anos (ONS, 2018). A figura 1 mostra o levantamento por tipo de equipamento na rede básica, que é a rede operada pelo ONS. A figura 1 evidencia o significativo número de desligamentos de linhas de transmissão no sistema, em detrimento dos demais tipos.

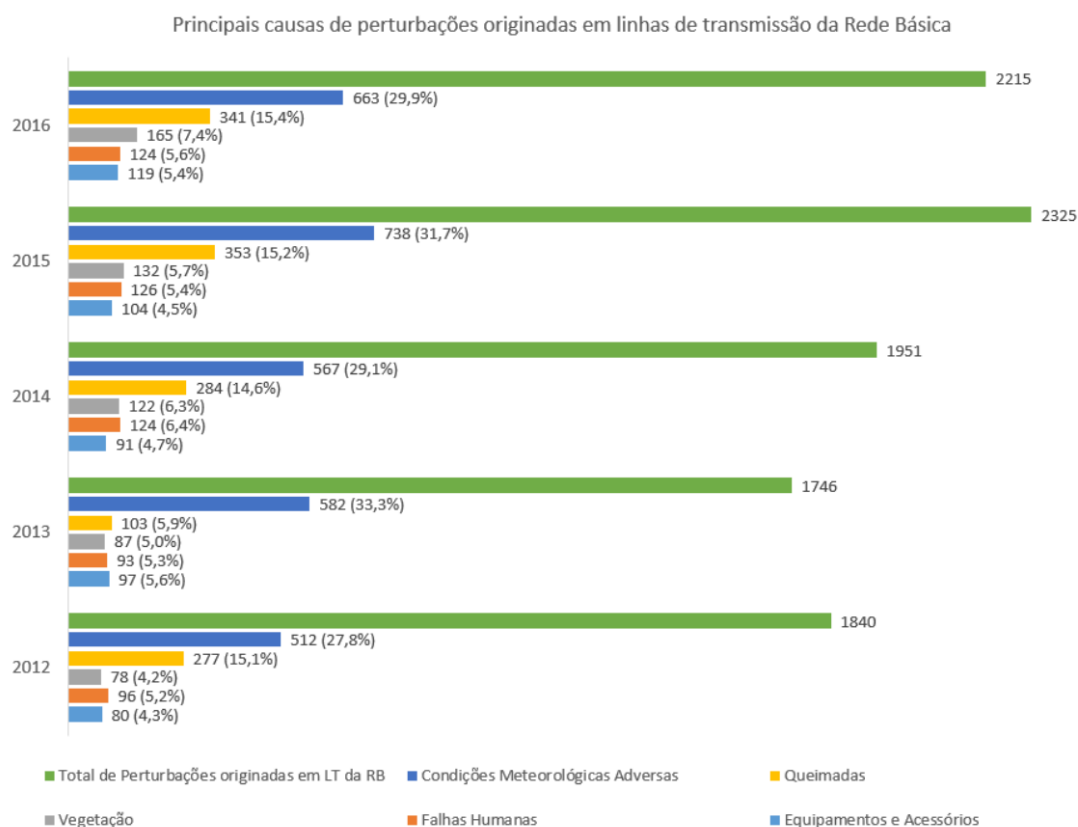
Figura 1 – Levantamento de desligamentos entre 2012 e 2017 por tipo de equipamento desligado



Fonte: ONS (2018, p.03)

De acordo com a figura 2, o mesmo estudo detalha as principais causas de desligamentos de linhas de transmissão. Destas, destacam-se as causas decorrentes de condições meteorológicas adversas, as quais se referem a descargas atmosféricas, chuvas ou temporais, ventanias, etc.

Figura 2 – Levantamento de causas de desligamentos de linhas de transmissão entre 2012 e 2016



Fonte: ONS (2018, p.04)

O levantamento do ONS e os gráficos das figuras 1 e 2 evidenciam dois aspectos motivadores para este trabalho. Um destes aspectos consiste na classificação das linhas de transmissão como equipamentos cujos sistemas de proteção são mais exigidos. O outro se refere à natureza dos desligamentos causados por condições atmosféricas adversas, que na maioria das vezes são descargas atmosféricas, as quais são curtos-circuitos com baixa resistência de falta.

1.5. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada em sete capítulos e encontra-se com uma distribuição de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, apresenta-se uma fundamentação teórica, com conteúdo básico no que diz respeito a faltas monofásicas em linhas de transmissão; componentes simétricas; o fenômeno do *backflashover* e as funções de proteção mais utilizadas em linhas de transmissão;
- No Capítulo 3, apresenta-se revisão bibliográfica referente a métodos para localização de faltas monofásicas em linhas de transmissão. São detalhados o método do fator de compensação de sequência zero (k_0), que utiliza dados de um terminal e o método de sequência negativa, que utiliza dados de ambos os terminais da LT sob falta.
- No Capítulo 4, mostra-se a metodologia utilizada para a simulação das faltas no ATP, assim como a conversão dos resultados do ATP em arquivos COMTRADE e a posterior avaliação destes arquivos visando a localização da falta.
- No Capítulo 5, tem-se detalhamento da modelagem do sistema objeto do estudo no ATP, composto pela linha de transmissão vista em trechos de transposição, bem como os demais equipamentos da LT (disjuntores e reatores) e sistema equivalente do entorno da LT sob estudo; tem-se também a análise posterior das curvas em ATP até a determinação da localização da falta.
- No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos das faltas simuladas. É avaliada a coerência da metodologia utilizada por meio da localização da falta calculada a partir dos dados simulados. Também são comparados casos reais com casos simulados.

- No Capítulo 7, são expostas as conclusões da dissertação e as recomendações para trabalhos futuros, indicando que esta metodologia pode ter aplicações práticas em cenários onde simulações no ATP podem apoiar a avaliação de sistemas de proteção de linhas de transmissão.

Nos Anexos deste trabalho estão a rotina feita no ATP para a simulação de faltas; a rotina para a localização das faltas no Octave e as tabelas com os dados obtidos nos registros em COMTRADE. Já no Apêndice está o artigo produzido sobre este tema e aceito no 13º INDUSCON (*13th IEEE/IAS International Conference On Industry Applications* – Novembro/2018).

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre curtos-circuitos monofásicos em linhas de transmissão; o fenômeno do *backflashover* causado por descargas atmosféricas em linhas de transmissão; a proteção de linhas de transmissão e métodos de impedância para localização de faltas em linhas de transmissão.

2.1. FALTAS ASSIMÉTRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Uma falta em uma linha de transmissão é uma falha que interfere no funcionamento normal da linha e leva à atuação de proteção e à interrupção do fluxo de potência. A maior parte das faltas em linhas de transmissão são causadas por descargas atmosféricas, onde um caminho para a terra é criado por meio do *flashover* na cadeia de isoladores. O sistema de proteção isola a linha de transmissão sob falta por meio de disjuntores, os quais são dimensionados para interromper correntes de curto circuito rapidamente. A maioria destas faltas é de natureza transitória, permitindo a reenergização da linha, seja de forma manual ou automática (religamento automático monopolar ou tripolar).

No que diz respeito ao tipo de falta, tem-se que de 70 a 80% destas são monofásicas (entre uma fase e a terra) e apenas 5% são trifásicas (STEVENSON, 1994). As faltas trifásicas são consideradas como faltas simétricas, as quais podem ser estudadas com os conceitos básicos de análise de sistemas de potência. Já as faltas monofásicas são consideradas faltas assimétricas. Nestas, surgem correntes desbalanceadas e a análise das mesmas é feita geralmente é feita por meio das componentes simétricas.

As componentes simétricas, ou método das componentes simétricas, foram apresentadas por C. L. Fortescue. (FORTESCUE, 1918). O método das componentes simétricas foi considerado como o trabalho de maior impacto para a engenharia de sistemas de potência no século XX (HEYDT *et al*, 2000).

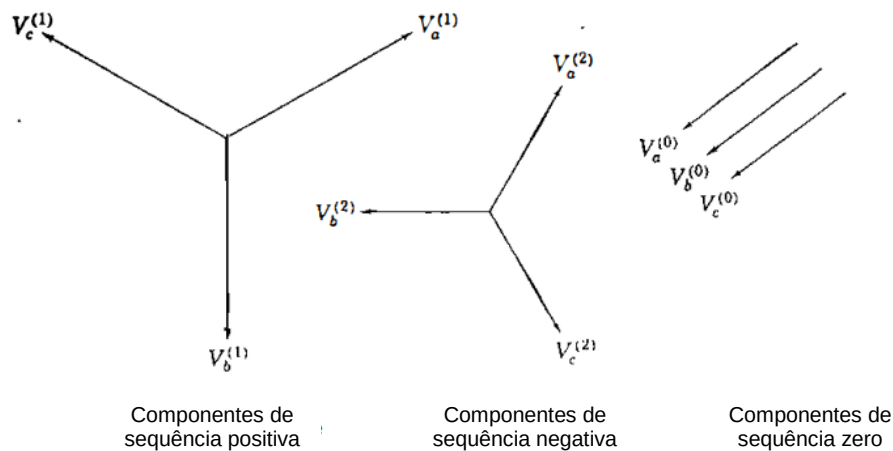
Pelo método das componentes simétricas, um sistema desbalanceado de n fases pode ser representado por n sistemas de fasores balanceados, os quais são chamados de componentes simétricas. Desta forma, um sistema trifásico com sequência de fases A-B-C desbalanceado pode ser representado por três conjuntos de fasores equilibrados, que

são: componentes de sequência positiva; componentes de sequência negativa e componentes de sequência zero:

- Componentes de sequência positiva: três fasores com mesma sequência de fase do sistema original (sequência de fases A-B-C);
- Componentes de sequência negativa: três fasores com sequência de fase diferente do sistema original (sequência de fases A-C-B);
- Componentes de sequência zero: três fasores com mesmas magnitudes e mesmas fases.

Apesar da sequência de fases distintas, as componentes de sequência positiva e negativa tem mesmo sentido de rotação.

A figura 3 mostra graficamente os fasores das componentes simétricas. As notações (1), (2) e (0) indicam as componentes de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.



Fonte: traduzido de STEVENSON (1994, p. 418)

A representação de um conjunto de grandezas trifásicas desequilibradas é feita a partir de três equações envolvendo as respectivas componentes simétricas. As equações a seguir exemplificam a representação de tensões desequilibradas por componentes simétricas.

$$\widehat{V}_a = \widehat{V}_a^{(1)} + \widehat{V}_a^{(2)} + \widehat{V}_a^{(0)} \quad (1)$$

$$\widehat{V}_b = \widehat{V}_b^{(1)} + \widehat{V}_b^{(2)} + \widehat{V}_b^{(0)} \quad (2)$$

$$\widehat{V}_c = \widehat{V}_c^{(1)} + \widehat{V}_c^{(2)} + \widehat{V}_c^{(0)} \quad (3)$$

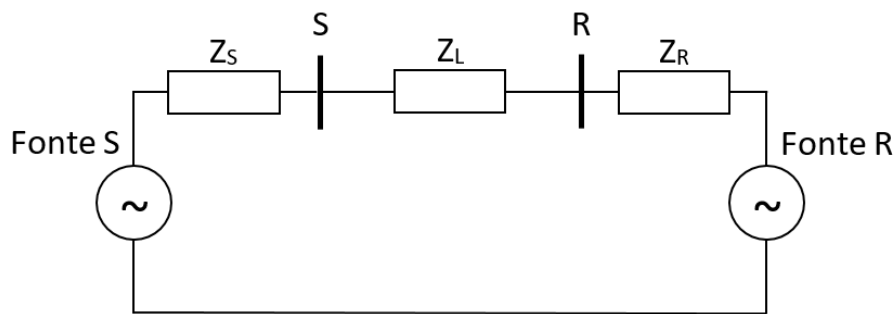
Uma vez que a relação entre correntes e tensões é dada por impedâncias constantes, o sistema é dito linear e pode ser aplicado o princípio da superposição.

Para um dado sistema trifásico, é possível construir os circuitos equivalentes deste sistema para cada tipo de sequência. Ou seja, para um sistema trifásico, tem-se os circuitos equivalentes de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero.

Para uma dada falta assimétrica, tem-se um arranjo dos circuitos equivalentes formando as redes de sequência. A solução destas redes de sequência para a condição de falta tem como resultado as tensões e correntes de sequência, as quais combinadas produzem as tensões e correntes originais do sistema sob falta.

A figura 4 mostra a representação de uma linha de transmissão de impedância Z_L em meio às fontes equivalentes dos terminais S e R.

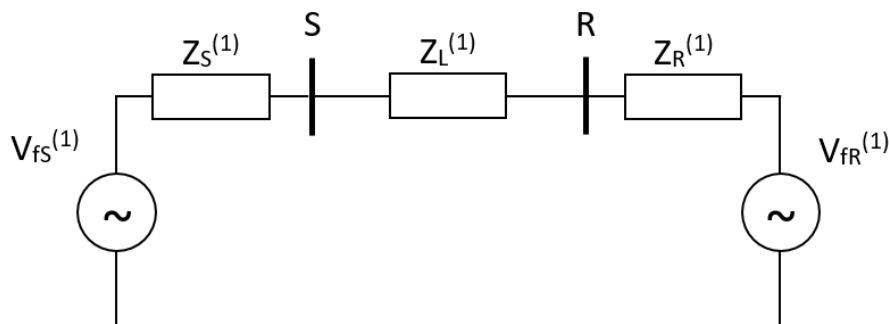
Figura 4 – Linha de transmissão e fontes equivalentes em seus terminais



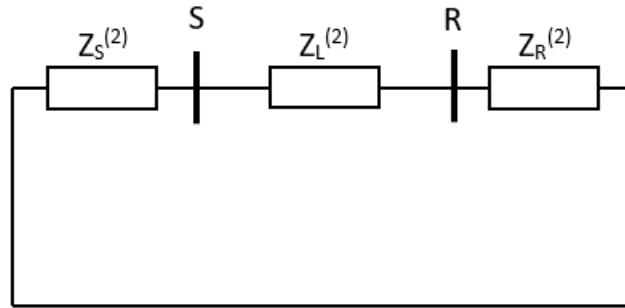
Fonte: acervo próprio do autor

Supondo as fontes do tipo estrela aterrada, tem-se nas figuras 5 à 7 as seguintes redes de sequência para o sistema da figura 4.

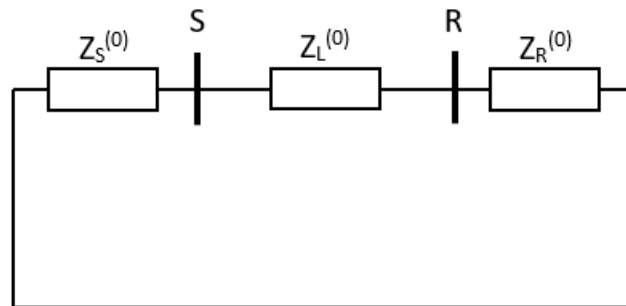
Figura 5 – Rede de sequência positiva para o sistema da figura 4



Fonte: acervo próprio do autor

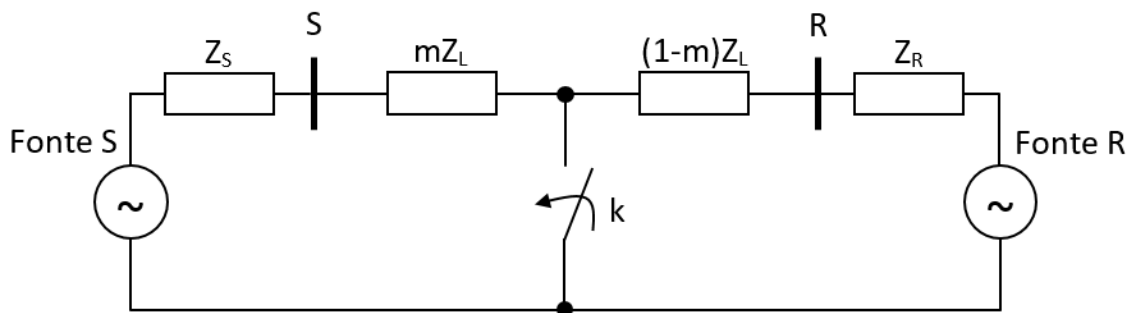
Figura 6 – Rede de sequência negativa para o sistema da figura 4

Fonte: acervo próprio do autor

Figura 7 – Rede de sequência zero para o sistema da figura 4

Fonte: acervo próprio do autor

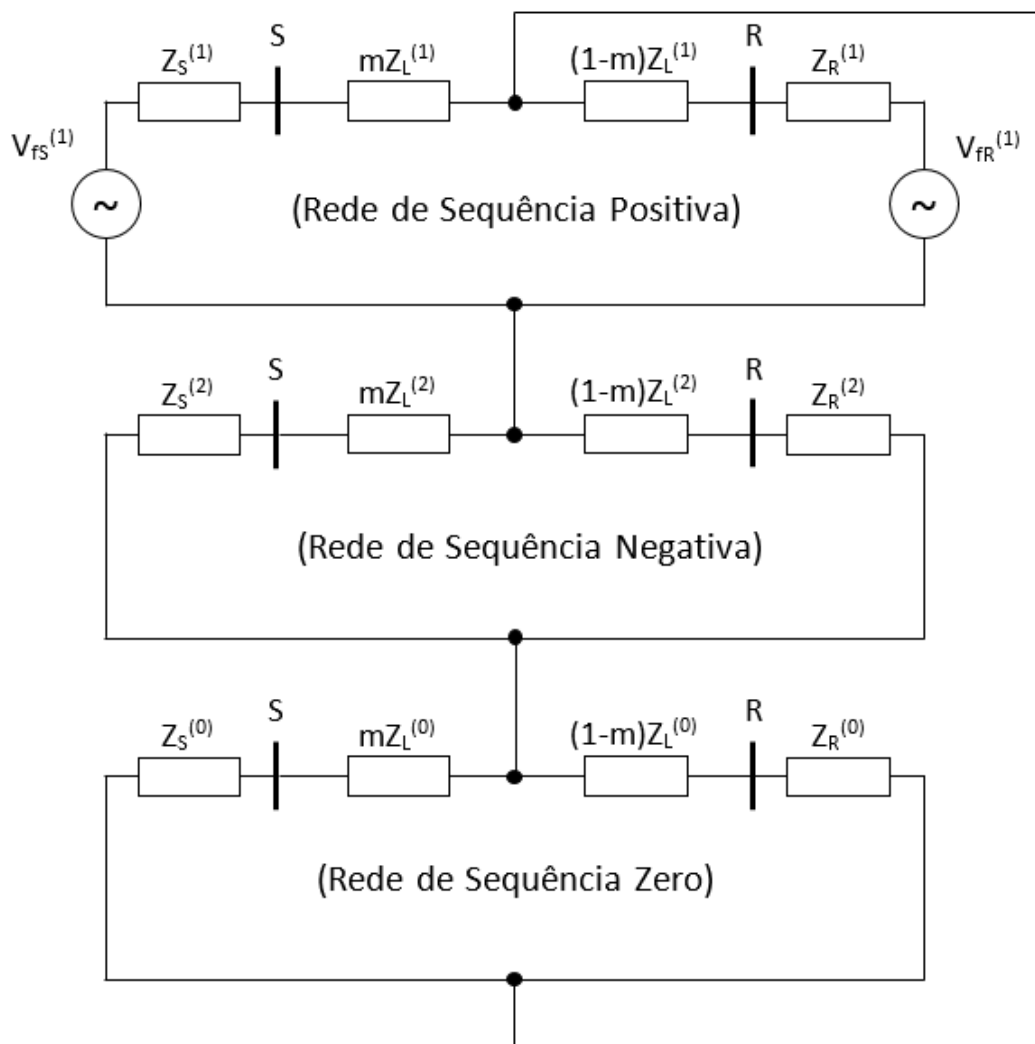
Supondo uma falta monofásica entre a fase “a” e a terra em um ponto de localização “m” da linha de transmissão da figura 4, tem-se na figura 8 a representação desta falta com o fechamento da chave k. O termo “m” equivale a um número inteiro entre 0 e 1, que representa uma falta entre 0 e 100% da linha de transmissão.

Figura 8 – Linha de transmissão com falta monofásica em um ponto localizado a uma distância “m” do terminal S

Fonte: acervo próprio do autor

Já a figura 9 mostra o arranjo das redes de sequência das figuras 5, 6 e 7 para representar a falta da figura 8. Neste caso, tem-se que as redes de sequência são conectadas em série exatamente nos pontos envolvidos na falta. A análise da figura 9, em especial a rede de sequência negativa será detalhada mais adiante com o método de localização de faltas a partir de dados da rede de sequência negativa.

Figura 9 – Redes de sequência arranjadas para representar uma falta monofásica na linha de transmissão



Fonte: acervo próprio do autor

2.2.BACKFLASHOVER E DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

No item 1.4, mostrou-se a relevância das descargas atmosféricas como principal causador de desligamentos de linhas de transmissão no Sistema Interligado Nacional (ONS, 2018). Neste item, será abordado de forma sucinta o fenômeno das descargas atmosféricas em linhas de transmissão e em especial no Brasil.

2.2.1. Incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão

A descarga atmosférica, ou raio, consiste em uma descarga de natureza elétrica de grande intensidade que se estabelece entre superfícies eletricamente carregadas. A descarga pode ocorrer internamente em uma nuvem, entre nuvens ou entre uma nuvem e o solo. Evidentemente, as descargas que ocorrem entre a nuvem e o solo são aquelas que podem atingir linhas de transmissão.

Existem diversas teorias e métodos para estimação da incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão. Em geral, estes métodos utilizam informações como a densidade de descargas à terra por km² e por ano (Ng); a altura dos condutores; a disposição dos cabos para-raios; altura da torre; etc. O objetivo dos métodos é determinar a incidência de descargas por ano em uma LT de 100 km de extensão (ANDERSON *et al*, 1983).

Após uma incidência direta de uma descarga atmosférica em linhas de transmissão, pode ocorrer um curto-circuito na linha por *flashover* ou *backflashover*.

No *flashover*, a descarga atinge diretamente os cabos condutores da LT, seja pela ausência destes ou por falha no sistema de blindagem (cabos para-raios). A corrente da descarga, ao atingir o cabo, divide-se em direção às extremidades do vão. Ao atingir a estrutura aterrada, o isolador é submetido a um surto de sobretensão que, na maioria das vezes, é capaz de provocar um curto-circuito entre este cabo condutor e a terra. (VISACRO FILHO, 2005).

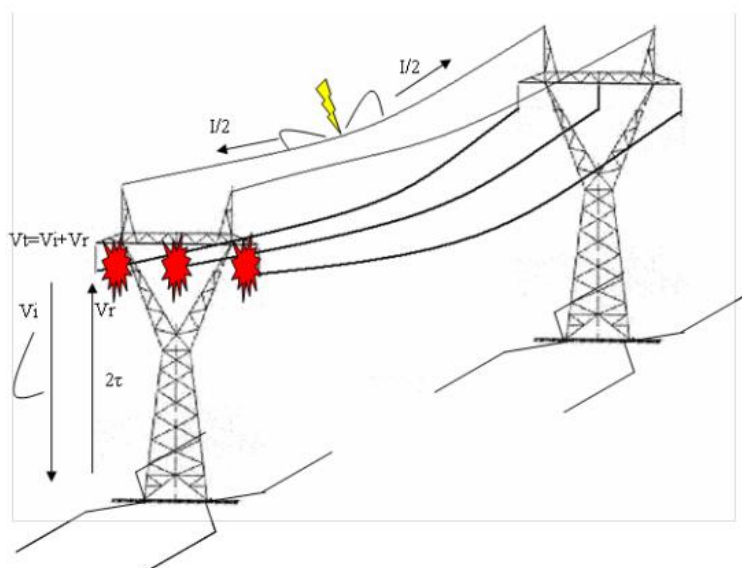
A seguir, tem-se o conceito de incidência de descarga atmosférica por *backflashover*, que é o evento de ocorrência mais comum.

2.2.2. Backflashover

No *backflashover*, a descarga atmosférica inicialmente incide sobre a torre ou cabo para-raios da linha de transmissão.

Conforme figura 10, a corrente incidente no cabo para-raios se divide em direção às torres que estão nas extremidades do vão. Ao atingir uma torre, parte da corrente é refletida; parte continua sua trajetória pelo cabo para-raios e parte desta se dirige ao solo. Quando uma fração da corrente inicial atinge o solo, ocorre uma reflexão em virtude da descontinuidade existente entre a impedância de surto da torre e a impedância de aterramento. Quando a impedância de aterramento não é muito reduzida (significativamente inferior à impedância de surto da torre), a sobretensão resultante que retorna ao topo da torre pode exceder a suportabilidade da cadeia de isoladores de uma das fases e provocar a disrupção do arco entre a fase e a torre, que caracteriza o curto-circuito monofásico. Este fenômeno caracteriza o *backflashover*, que é a forma mais frequente de causa de desligamentos por descargas atmosféricas. (CUNHA, 2010).

Figura 10 – Ruptura do isolamento da linha de transmissão por *backflashover*



Fonte: CUNHA, 2010

Vários parâmetros do ambiente causam influência no desempenho de linhas de transmissão de extra-alta tensão perante descargas atmosféricas. Dentre estes, tem-se a variação de relevo; as características do solo e fatores climatológicos, como temperatura, vento e umidade.

Já os parâmetros da linha também influenciam no desempenho da mesma frente a descargas atmosféricas: blindagem; isolamento; características das torres e dos cabos e a impedância de aterramento.

Por meio da relação entre a resistividade do solo e as características do aterramento empregado (cabos contrapeso), tem-se a determinação da impedância de aterramento da LT. O valor desta impedância tem grande influência sobre a taxa de ocorrência de *backflashover* de uma linha de transmissão (CUNHA, 2010).

2.2.3. Incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão no Brasil

A Norma Brasileira NBR 5419 de 2005 traz em seu anexo B uma fórmula para a determinação da densidade de descargas atmosféricas para a terra (N_g). A densidade N_g obtida representa o número de raios para a terra por km^2 por ano para uma determinada região (ABNT NBR 5419, 2005). A expressão é mostrada pela equação 1:

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} \quad (1)$$

Na equação 1, tem-se que T_d representa o número de dias de trovoadas por ano, que é obtido a partir de mapas isoceráunicos, como o mostrado na figura 11.

Figura 11 – Mapa isoceráunico do Brasil



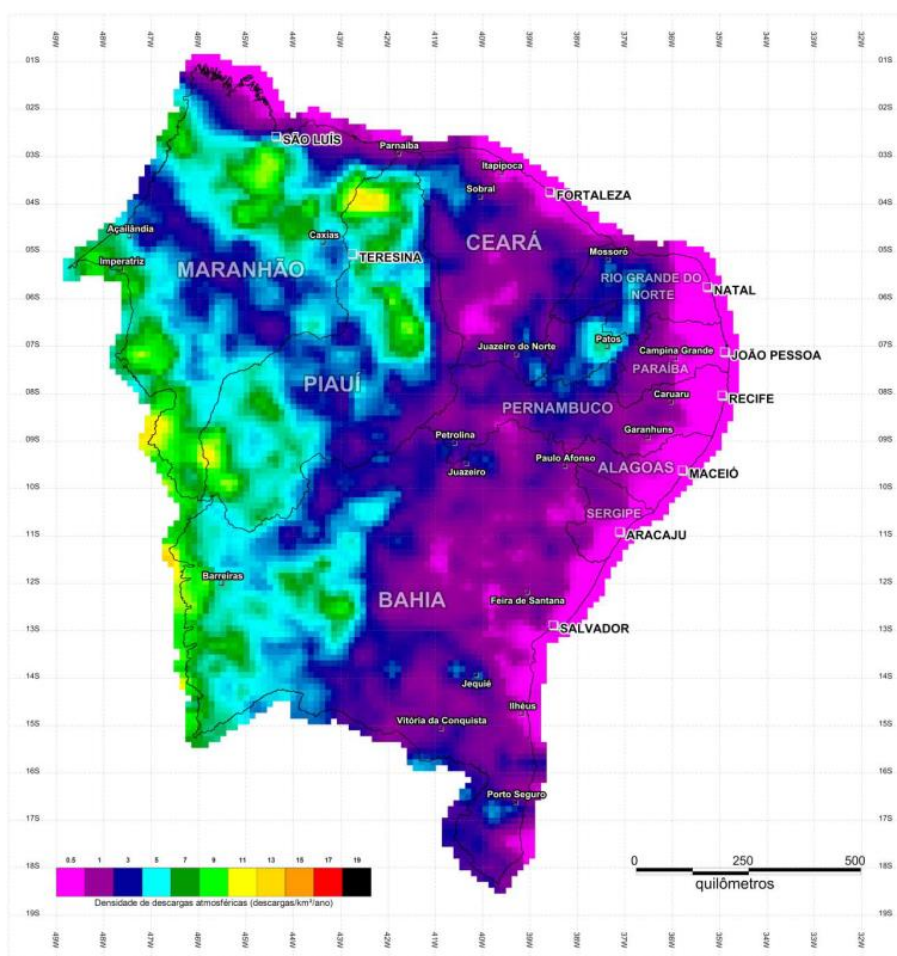
Fonte: ABNT NBR 5419, 2005

Os mapas com curvas isocerânicas foram feitos a partir de observações realizadas ao longo dos anos em diversos pontos de observação em terra.

A Norma Brasileira NBR 5419, revisada em 2015, apresenta em seu anexo F o conceito de mapa de densidade de descargas atmosféricas. Este mapa foi gerado pelo ELAT/INPE (Grupo de Eletricidade Atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). O desenvolvimento do mapa foi feito para todo o território nacional a partir de registros luminosos captados do espaço, em parceria com a NASA (Agência Espacial Norte-Americana). Uma vez feito o tratamento dos dados obtidos, gerou-se um mapa do Brasil composto por células de 12,5 km x 12,5 km. Cada célula possui um valor de densidade de descargas atmosféricas média anual (ABNT NBR 5419, 2015).

A figura 12 mostra o mapa de densidade de descargas atmosféricas da região Nordeste do Brasil.

Figura 12 – Mapa de densidade de descargas atmosféricas na região Nordeste do Brasil



Fonte: ABNT NBR 5419, 2015

Confrontando as metodologias das revisões de 2005 e 2015 da Norma Brasileira NBR 5419, pode-se concluir que a revisão de 2015 trouxe uma forma mais precisa de determinação da densidade de descargas atmosférica para uma região.

Por meio de uma aplicação do ELAT/INPE é possível a determinação da densidade N_g para uma dada coordenada geográfica no mapa dinâmico (ELAT/INPE, 2018).

No Brasil, dentre os submódulo que compõem os Procedimentos de Rede do ONS, tem-se o submódulo 2.4, o qual aborda os requisitos mínimos para linhas de transmissão do SIN (ONS, 2016a). Este submódulo estabelece, dentre outros aspectos, que uma LT de tensão igual ou superior a 345 kV deve ter quantidade igual ou inferior a 1 desligamento causado por descarga atmosférica por ano para cada 100 km de LT (ONS, 2016a). O ONS determinou este limite como aceitável para uma LT que integra o Sistema Interligado Nacional. O indicador tem o objetivo de evidenciar LTs que não tenham um bom desempenho frente a descargas e direcionar ações de cobrança deste desempenho ao agente responsável pela LT.

2.3.A PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA FALTAS MONOFÁSICAS

Atualmente, os relés de proteção microprocessados permitem a operação simultânea de diversas funções de proteção, que se complementam para permitir a atuação correta para diversas situações de falta. As funções de proteção mais utilizadas para detecção de faltas monofásicas no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro estão mencionadas no submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, o qual trata dos requisitos mínimos dos sistemas de proteção do SIN (ONS, 2016b). Estas funções são:

- *Função de Sobrecorrente Direcional de Neutro com Esquema de Teleproteção POTT (67N com POTT);*
- *Função de Distância de Zona 1(21-Z1;)*
- *Função de Distância de Zona 2 com Esquema de Teleproteção POTT (21-Z2 com POTT);*

Uma outra função, que é bastante eficaz e possui utilização crescente é a Proteção Diferencial de Linha. Nesta aplicação, a corrente diferencial é calculada a partir da corrente medida em um terminal com a corrente do terminal remoto, a qual é transmitida por meio de um canal de comunicação entre os terminais. Este esquema tende a ser mais sensível do que a função de Distância, no entanto, não provê proteção de retaguarda. Com a evolução da computação e dos meios de comunicação, a proteção diferencial de linhas de transmissão tem se tornado mais popular, podendo inclusive proteger linhas multi-terminais. (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

Mais recentemente, chegou ao mercado um relé de proteção que opera no domínio do tempo, com base nas ondas viajantes geradas durante faltas na LT. Em um estudo comparativo com simulação de faltas reais, Schweitzer *et al* (2016) mostraram as vantagens de confiabilidade e rapidez das funções no domínio do tempo. As funções de proteção no domínio do tempo possuem tempos de operação da ordem de até 4ms, sendo de 6 à 20ms mais rápidos que funções fasoriais convencionais.

A seguir, tem-se de forma resumida a descrição do modo de funcionamento das funções de proteção de Sobrecorrente e de Distância, com suas variações.

2.3.1. Função de Sobrecorrente Direcional de Neutro com Esquema de Teleproteção POTT

A função de proteção mais simples é a Sobrecorrente de Tempo Definido (50). Esta função possui os seguintes ajustes:

- *Corrente de pick-up;*
- *Tempo de atuação,*

O ajuste de *pick-up* é feito em Amperes secundários; já o tempo de atuação é determinado em milissegundos (ms) ou segundos (s). A atuação desta proteção (ou TRIP) se dá quando a corrente medida pelo relé supera o valor de *pick-up* e após decorrido o tempo de atuação especificado. Geralmente, esta função é aplicada com tempo de atuação reduzido, tendendo para uma atuação instantânea.

A função de Sobrecorrente de Tempo Inverso (51) possui tempo de atuação inversamente proporcional à intensidade de corrente medida. Para esta função, definem-se:

- *Corrente de pick-up;*
- *Tipo de curva (Normal Inversa, Extremamente Inversa, etc);*
- *Múltiplo da curva (Time Dial),*

A função 51 aprimora a função 50 com a operação a partir de uma curva. Esta curva que permite a coordenação de ajustes, de modo que um relé deste tipo pode funcionar como função de retaguarda (*backup*) para um equipamento adjacente. O ajuste desta função deve obedecer aos critérios de seletividade.

A função de Sobrecorrente Direcional (67) é necessária quando se tem um sistema com múltiplas fontes, quando é essencial que o relé atue somente para faltas em uma direção (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Quando a função é configurada para atuar para faltas fase-fase, chama-se de 67F; já para faltas envolvendo a terra, tem-se a Sobrecorrente Direcional de Neutro ou Sobrecorrente Direcional Residual (67N). A função 67 tem os seguintes ajustes:

- *Corrente de pick-up;*
- *Tipo de curva (Normal Inversa, Extremamente Inversa, etc);*
- *Múltiplo da curva (Time Dial);*
- *Ajuste de direção.*

A polarização da função de Sobrecorrente Direcional pode ser feita por tensão ou corrente, sendo mais utilizada a polarização por tensão. Os relés de proteção digitais permitem a escolha do tipo de polarização do relé.

A teleproteção consiste na troca de sinais por meio de um canal de comunicação para fins de proteção. Atualmente os canais de comunicação mais utilizados são a fibra óptica interna ao cabo para-raios (*Optical Ground Wire – OPGW*) e o *carrier*, o qual utiliza sinais em alta frequência pelos cabos condutores da linha de transmissão.

A função de Sobrecorrente Direcional de Neutro (67N) com Esquema de Teleproteção POTT (*Permissive Overreaching Transfer Trip*) consiste na atuação do 67N

acelerada com a recepção de um sinal de teleproteção oriundo do terminal remoto da linha de transmissão.

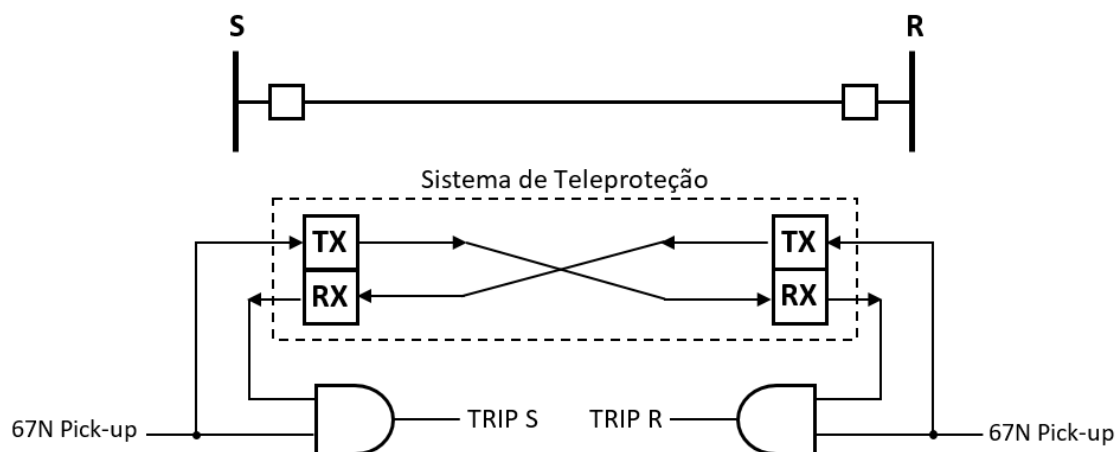
Para uma falta envolvendo a terra e interna à LT, a função 67N será sensibilizada pela corrente de *pick-up* em ambos os terminais da LT, mas a atuação desta função (TRIP) só irá correr após decorrido o tempo de atuação decorrente da curva especificada.

Com a partida da função 67N, tanto o terminal local como o terminal remoto irão enviar um sinal de teleproteção do tipo permissivo para o outro terminal. A partida da função 67N associada à recepção de sinal permissivo oriundo do terminal remoto irão acelerar a atuação da função e provocar o desligamento da LT em ambos os terminais.

A função 67N com POTT possui papel relevante para a eliminação faltas envolvendo a terra e com resistência de arco significativa (MAEZONO *et al*, 2009).

A seguir, tem-se uma figura 13 com o diagrama de funcionamento da função 67N com o envio e recepção de sinais permissivos.

Figura 13 – Diagrama de funcionamento da função 67N com envio e recepção de sinais permissivos (POTT)



Fonte: acervo próprio do autor

A função 67N com POTT possui tempo de atuação pouco superior à função de Distância em Zona 1 sem teleproteção. Esta diferença será menor, quando menor for o tempo do canal de teleproteção. Esta diferença entre os tempos de atuação também depende do ajuste do atraso proposital da Zona 1, a qual geralmente é ajustado para evitar atuações indevidas em virtude de faltas em bancos de capacitores série localizados em linhas de transmissão adjacentes.

2.3.2. Função de Distância

A função de proteção de Distância (21) utiliza a premissa de que a impedância da linha de transmissão é proporcional ao comprimento da LT. Uma vez que a resistência série e a reatância série da LT são dadas em ohms por km (Ω/km), tem-se as seguintes considerações:

- *A impedância vista por um terminal da LT pode ser calculada a partir da tensão e da corrente medidas;*
- *Caso ocorra uma falta, a impedância medida será inferior à impedância total da LT parametrizada no relé de proteção digital;*
- *Para situações normais de carga, a impedância medida difere consideravelmente da impedância da LT parametrizada.*

Uma vez conhecida a impedância da LT, utiliza-se o conceito de Zonas de Proteção de Distância. As zonas são pré-definidas em referência à impedância total da LT. Um exemplo prático para a configuração de zonas de distância nos relés de proteção de LT é da seguinte forma:

- *Zona 1: ajustada em 80% da LT e com direcionalidade para a LT;*
- *Zona 2: ajustada em 120% da LT e com direcionalidade para a LT;*
- *Zona 3: ajustada em 30% da LT e em direção reversa à LT.*

A Zona 1 opera de forma instantânea ou com atraso proposital baixo (meio ciclo). A Zona 2 funciona como retaguarda remota para a LT adjacente e opera com atraso superior a 100ms. Esta Zona também é utilizada em esquemas de teleproteção, conforme item 2.3.3 a seguir. Pode-se dizer que a Zona 1 não alcança faltas no terminal remoto da LT (*underreaching*); já a Zona 2 tem alcance além do terminal remoto da LT (*overreaching*) (HOROWITZ; PHADKE, 2008)

A Zona 3 funciona para lógicas de bloqueio de esquemas de teleproteção, pois confirma por este terminal que a falta é externa à LT protegida. A figura 14 mostra um diagrama com as Zonas de Proteção ajustadas.

Em geral, são utilizadas três zonas de proteção, sendo uma com alcance dentro da LT; uma segunda com alcance além da LT protegida (retaguarda) e uma terceira zona

reversa. A adoção de mais uma zona com direção à frente da LT e além da Zona 2 traz consigo uma dificuldade de parametrização, em virtude desta zona ser sensibilizada indevidamente para situações de alta carga e/ou durante oscilações de potência, nas quais a impedância da carga pode entrar na característica definida por esta zona de proteção (IEEE C37.113, 2015).

De modo geral, a definição das zonas de proteção, incluindo seus alcances e temporizações, deve ser obtida por meio de um estudo de coordenação e seletividade para a referida LT. O estudo deve considerar, além dos parâmetros da LT a ser protegida, os parâmetros do sistema no entorno desta, inclusive as linhas de transmissão adjacentes.

Figura 14 – Representação de Zonas de Proteção em um trecho de um sistema radial



Fonte: acervo próprio do autor

Pela figura 14, tem-se de forma complementar as mesmas zonas ajustadas também no terminal R. Desta forma, estando as zonas 1 de ambos os terminais ajustadas em 80% da LT, tem-se que 60% do trecho central da LT está protegido por sobreposição das zonas 1 dos terminais da mesma. Analogamente, os 20% da LT a partir dos terminais S e R só estão cobertos pela zona 1 de cada terminal, respectivamente. Isto posto, 40% da LT não está coberto por proteções de atuação instantânea. Esta restrição pode ser compensada com o uso de esquemas de teleproteção, como o mostrado a seguir.

Uma vez que a impedância é um parâmetro complexo, a característica das zonas possui formatos que são visualizados em diagramas R-X (real e imaginário). Atualmente as características mais utilizadas são do tipo MHO e Quadrilateral. Ambas possuem um conjunto de ajustes a serem definidos e podem, inclusive, funcionar em paralelo e gerar uma característica superposta.

2.3.3. Função de Distância com Esquema de Teleproteção POTT

Nesta função composta, o mesmo princípio do uso da proteção de sobrecorrente direcional residual (67N) com POTT é aplicado. Mas, neste caso, ao invés da função de

sobrecorrente, tem-se a função de distância em Zona 2 como elemento para garantir a direcionalidade da falta. Em ambos os casos, tanto a função de sobrecorrente direcional de neutro como a função de distância em Zona 2 são elementos puramente de retaguarda, os quais são acelerados com a troca de sinais de teleproteção.

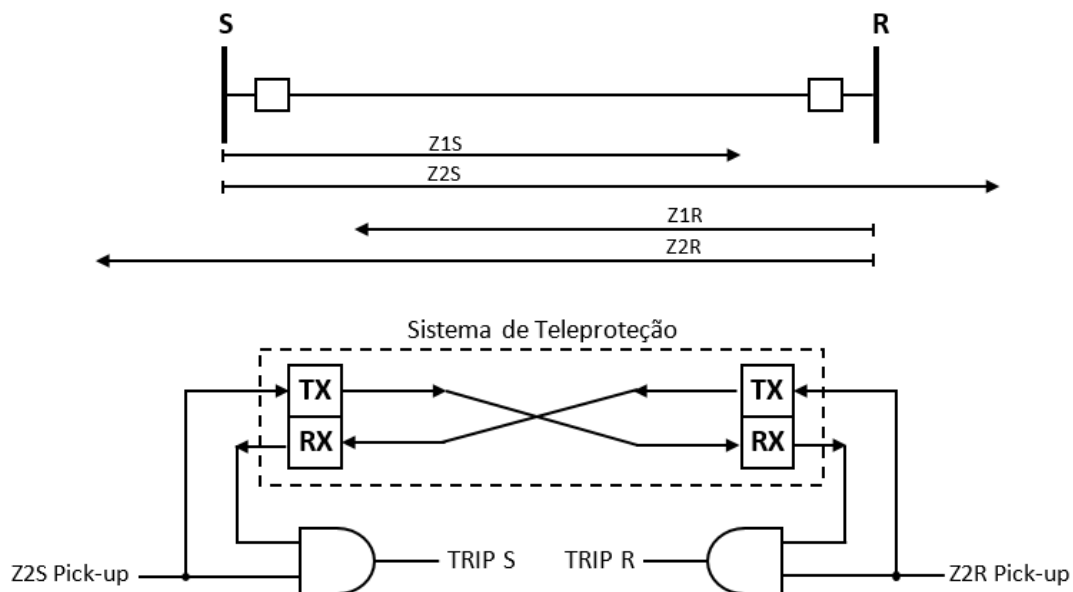
Supondo uma falta (fase-terra ou fase-fase) interna à LT, a função de Distância em Zona 2, composta por elementos à terra e de fase, será sensibilizada pela medida da impedância que adentrou na sua zona. Esta função irá partir em ambos os terminais da LT, mas a atuação desta função (TRIP) só irá ocorrer após decorrido o tempo de atuação previamente ajustado. Este tempo geralmente supera os 300ms, por se tratar de uma retaguarda remota.

Com a partida da função de Zona 2, tanto o terminal local como o terminal remoto irão enviar um sinal de teleproteção do tipo permissivo para o outro terminal. A partida da função de Zona 2 associada à recepção de sinal permissivo oriundo do terminal remoto irão acelerar a atuação da função e provocar o desligamento da LT em ambos os terminais.

Para faltas internas à LT e envolvendo a terra, a função de Distância em Zona 2 com POTT possui tempo de atuação semelhante à função de Sobrecorrente Direcional Residual com POTT, conforme detalhado no item 2.3.1.

A figura 15 apresenta um diagrama de funcionamento de Distância em Zona 2 com o envio e recepção de sinais permissivos.

Figura 15 – Diagrama de funcionamento da função de Distância em Zona 2 com envio e recepção de sinais permissivos



Fonte: acervo próprio do autor

A função de Distância em Zona 2 com POTT melhora o desempenho da proteção perante faltas com resistência de arco significativas. Nestes casos, a resistência da falta tem valor tal que a impedância aparente medida no terminal da LT tem valor superior à impedância total da linha. Em virtude da alta impedância vista pelos terminais da LT, a função de Zona 1 não será sensibilizada.

Este esquema é bastante seguro, pois não irá atuar para faltas externas indevidamente, uma vez que depende da sensibilização do canal de telecomunicação pelo outro terminal; por outro lado, em caso de falha no canal a função ficará inoperante (IEEE C37.113, 2015).

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. MÉTODOS DE IMPEDÂNCIA PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Em relação à localização de faltas em linhas de transmissão, existem métodos baseados em um terminal, em dois terminais, baseados em impedância, em medição sincronizada ou em ondas viajantes (IEEE Std C37.114, 2014)

Dentre estes, os métodos baseados em impedância são os mais consolidados, dada a maior facilidade para abordagem e cálculo. Neste projeto, optou-se por apresentar um método mais simples, que depende de dados de um único terminal (fator k_0) e outro mais complexo, que depende de dados de ambos os terminais (sequência negativa).

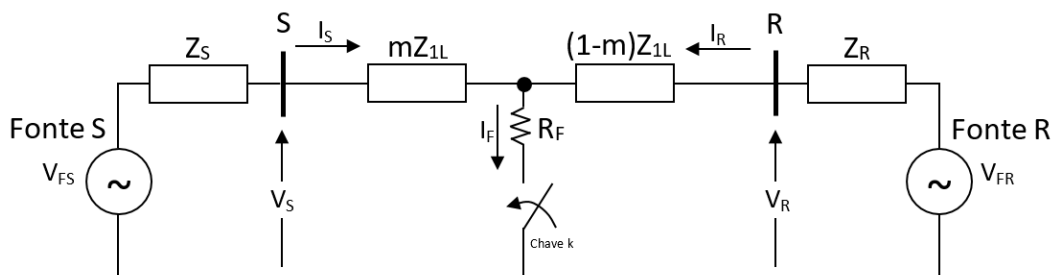
3.1.1. Dados de um terminal – o fator k_0

Este método tem a particularidade de utilizar dados obtidos somente em um terminal da linha de transmissão para obter a localização da falta, que é dada por um fator “m” que representa uma fração do comprimento da LT.

Neste trabalho, o fator k_0 será chamado de Fator de Compensação de Sequência Zero. Por ser um fator que aparece em equações ponderando a contribuição da corrente que flui para a terra, seja esta I_N ou I_0 , alguns autores chamam o k_0 de Fator de Compensação de Corrente de Sequência Zero (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

A figura 16 mostra o circuito equivalente para uma falta monofásica ocorrida a uma distância de um fator “m” a partir do terminal S da LT.

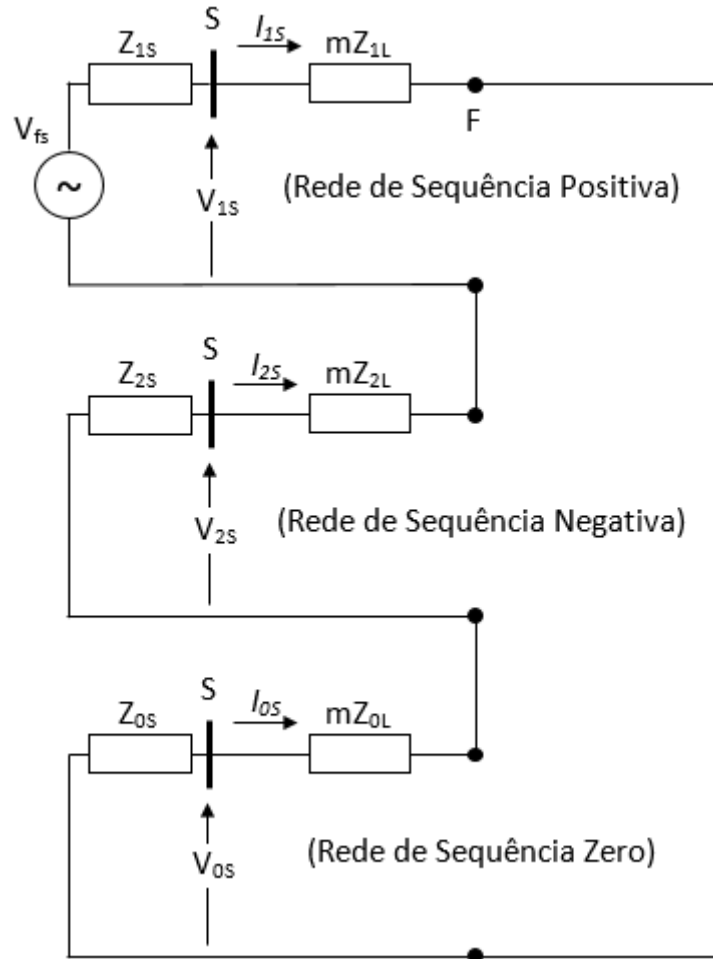
Figura 16 – Circuito equivalente para uma falta monofásica em uma linha de transmissão entre os terminais S e R



Fonte: adaptado de IEEE Std C37.114, 2014

A figura 17 mostra as redes de sequência para o caso da falta mostrada no diagrama unifilar da figura 16. As redes foram construídas somente levando em consideração a falta vista somente pelo terminal S.

Figura 17 – Redes de sequência para uma falta monofásica vista somente pelo terminal S



Fonte: acervo do próprio autor

Analisando as redes de sequência da figura 17, supondo uma falta na fase “A” e desprezando a resistência de falta R_F , tem-se as seguintes equações:

$$I_{AS} = I_{1S} + I_{2S} + I_{0S} \quad (4)$$

$$I_N = 3 \cdot I_{0S} = I_{AS} + I_{BS} + I_{CS} \quad (5)$$

$$V_{AS} = V_{1S} + V_{2S} + V_{0S} \quad (6)$$

Desenvolvendo a equação (6) com base no circuito da figura 17, tem-se:

$$V_{AS} = I_{1S} \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{2S} \cdot m \cdot Z_{2L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{0L} \quad (7)$$

Considerando que $Z_{1L} = Z_{2L}$, tem-se a equação (8) obtida a partir da equação (7):

$$\begin{aligned} V_{AS} &= I_{1S} \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{2S} \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{0L} \\ V_{AS} &= (I_{1S} + I_{2S}) \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{0L} \end{aligned} \quad (8)$$

Adicionando o termo $I_{0S} \cdot m \cdot Z_{1L}$ em ambos os lados da equação (8) e rearranjando:

$$V_{AS} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{1L} = (I_{1S} + I_{2S}) \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{0L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{1L}$$

$$V_{AS} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{1L} = (I_{1S} + I_{2S} + I_{0S}) \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{0L}$$

$$V_{AS} = (I_{1S} + I_{2S} + I_{0S}) \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot Z_{0L} - I_{0S} \cdot m \cdot Z_{1L}$$

$$V_{AS} = (I_{1S} + I_{2S} + I_{0S}) \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot (Z_{0L} - Z_{1L}) \quad (9)$$

Substituindo a equações (4) em (9):

$$V_{AS} = I_{AS} \cdot m \cdot Z_{1L} + I_{0S} \cdot m \cdot (Z_{0L} - Z_{1L}) \quad (10)$$

Colocando o termo $m \cdot Z_{1L}$ em evidencia:

$$V_{AS} = m \cdot Z_{1L} \cdot \left[I_{AS} + \frac{I_{0S} \cdot (Z_{0L} - Z_{1L})}{Z_{1L}} \right] \quad (11)$$

O segundo termo da equação (11) será chamado de k_0 , conforme equação (12):

$$k_0 = \frac{(Z_{0L} - Z_{1L})}{Z_{1L}} \quad (12)$$

Este estudo considera o k_0 com índice 3 no denominador, de modo que o mesmo 3 será compensado na equação final:

$$V_{AS} = m \cdot Z_{1L} \cdot (I_{AS} + 3 \cdot k_0 \cdot I_{0S}) \quad (13)$$

Rearranjando a equação (13), tem-se a impedância mZ_{1L} calculada entre o terminal S e o local da falta,

$$m \cdot Z_{1L} = \frac{V_{AS}}{(I_{AS} + 3 \cdot k_0 \cdot I_{0S})} \quad (14)$$

No caso da ocorrência de uma falta entre os terminais S e R da LT da figura 16, o relé instalado no terminal S irá medir a tensão V_{AS} e a corrente I_{AS} durante a falta. A partir das correntes trifásicas da oscilografia da falta é possível calcular a corrente de sequência zero I_{0S} . Já o fator k_0 é calculado para a LT a partir das impedâncias de sequência positiva e zero da LT.

Para determinação da distância da falta em quilômetros a partir do terminal S (LOC_S), faz-se a seguinte adequação na equação (14):

$$LOC_S = \left(\frac{|m \cdot Z_{1L}|}{|Z_{1L}|} \right) \cdot L \quad (15)$$

Onde,

L é o comprimento total da LT em quilômetros.

Para a determinação da localização da falta a partir do terminal R, o procedimento seria análogo, obtendo uma impedância $(1 - m) Z_{1L}$ medida a partir do terminal R. Para se obter as distâncias calculadas pelos terminais S e R referidas a um mesmo terminal, basta subtrair a distância encontrada pelo terminal R do comprimento total da LT, conforme equação (16):

$$LOC'_R = L - LOC_R \quad (16)$$

Onde,

LOC_R é a distância da falta calculada partir do terminal R;

LOC'_R é a distância da falta calculada partir do terminal R e referida ao terminal S.

A partir da análise das redes de sequência do sistema sob falta, obteve-se o fator k_0 mostrado na equação (12). Por meio da construção das matrizes de sistema com as impedâncias próprias e mútuas de sequência positiva e zero, Zocholl obteve o mesmo fator k_0 da equação (12) (ZOCHOLL, 1995).

O fator k_0 é fixo para cada linha de transmissão e já consolidado como fator de compensação para faltas monofásicas em virtude de estas envolverem somente uma fase e a terra. O fator k_0 também pode ser identificado como Fator de Compensação Residual (ZIEGLER, 2008).

A Tabela 1 apresenta equações de impedâncias vistas por um terminal de LT para todos os tipos de falta, desprezando a resistência de falta (adaptado de ZIMMERMAN & COSTELLO, 2005).

Tabela 1 – Equações de impedâncias simples vistas por um terminal de LT

Tipo de Falta	Equação de Impedância de Sequência positiva ($mZ_{1L} =$)
A-terra	$V_a / (I_a + k_0 \cdot 3 \cdot I_0)$
B-terra	$V_b / (I_b + k_0 \cdot 3 \cdot I_0)$
C-terra	$V_c / (I_c + k_0 \cdot 3 \cdot I_0)$
a-b ou a-b-terra	V_{ab} / I_{ab}
b-c ou b-c-terra	V_{bc} / I_{bc}
c-a ou c-a-terra	V_{ca} / I_{ca}
a-b-c	V_{ab} / I_{ab} ou V_{bc} / I_{bc} ou V_{ca} / I_{ca}

Da tabela 1, tem-se que:

$$k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L}) / (3 \cdot Z_{1L}) \quad (17)$$

Onde,

Z_{0L} é a impedância de sequência zero da LT;

Z_{1L} é a impedância de sequência positiva da LT;

I_0 é a corrente de sequência zero calculada no terminal sob análise;

O fator “m” da Tabela 1 é a distância da falta como um fator adimensional, o qual multiplicado pelo comprimento da LT irá representar a distância para a falta em quilômetros.

O método ignora a resistência da falta, logo, para análise de faltas com resistência de falta elevada, o método pode apresentar erros consideráveis. Conforme apresentado no item 1.4, os desligamentos causados por vegetação e queimadas que possuem maior resistência de falta e são menos comuns do que os causados por condições atmosféricas.

Por utilizar a impedância de sequência positiva e de sequência zero da LT, a falta de homogeneidade nestes parâmetros ao longo da LT também pode ser uma fonte de erro para a estimativa da distância da falta.

3.1.2. Dados de dois terminais – método de sequência negativa

Um dos trabalhos pioneiros na localização de faltas a partir de dados de dois terminais da LT foi proposto em 1983 por Schweitzer. Este método buscava um melhor desempenho que o método proposto por Takagi e que utilizava dados somente de um terminal e dependia também da corrente pré-falta (TAKAGI *et al*, 1982).

O método proposto por Schweitzer analisa a falta como a superposição das contribuições de ambos os terminais. Com isto, chegou-se a uma expressão matemática para determinar o fator “m” proporcional à distância da falta em relação ao terminal local. Devido à sensibilidade do método em relação ao comprimento da LT, o mesmo foi elaborado inicialmente para um modelo de parâmetros concentrados com uma variante para o modelo de parâmetros distribuídos (SCHWEITZER, 1983).

Ainda na década de 1980, no início da utilização de relés de proteção digitais, foi proposto um método para utilização para a localização de faltas em LTs a partir de dados dos dois terminais da mesma. Este método propunha a análise do circuito da falta e a utilização da medição de ambos os terminais na pós-análise da ocorrência de uma falta registrada por relés de proteção digitais. Dentre as vantagens deste método, incluíam-se a não utilização dos dados das fontes e o fato de os dados dos terminais da LT não serem sincronizados. Para o caso de faltas monofásicas, o método utiliza somente grandezas de sequência positiva de ambos os terminais. (SACHDEV & ARGAWAL, 1988).

Com o objetivo de criar um método mais preciso e que fosse implementável em relés de proteção digitais conectados por um canal de comunicação, Tziouvaras apresentou o método de localização baseado em dados de sequência negativa de ambos os terminais. Este novo método tem a vantagem de não depender da corrente pré-falta e não ser afetado pela resistência de falta, além de ser aplicável para linhas de circuito duplo e linhas não-transpostas. Foi testado o efeito da não-sincronização dos dados obtidos em ambos os terminais, o qual não causou interferência significativa na localização da falta (TZIOUVARAS, 2001).

Uma análise detalhada de diversos métodos para localização de faltas em linhas de transmissão, tanto de um como de ambos os terminais da LT, foi feito por Das *et al.* Nesta análise, são reconhecidas as vantagens do método de sequência negativa que utiliza dados referentes a ambos os terminais da LT. No entanto, sua aplicação prática é restrita à disponibilidade dos dados de ambos os terminais (DAS *et al.*, 2014).

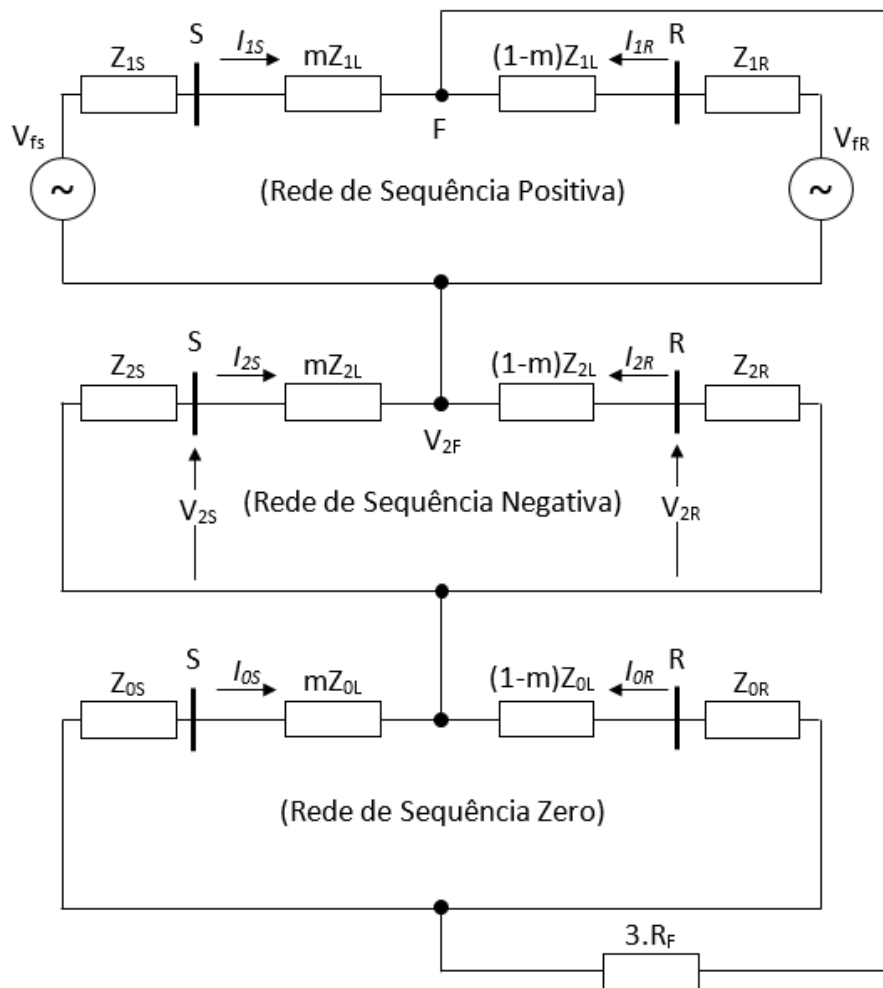
Neste trabalho, aborda-se o método de localização de falta com dados de sequência negativa de ambos os terminais da LT para a análise de faltas monofásicas. O método em questão é aquele proposto por Tziouvaras. A aplicação deste método requer a disponibilidade de dados de tensão e corrente de ambos os terminais da LT.

O método consiste na análise do circuito resultante de uma falta monofásica em um ponto da LT distante de um fator “ m ” do terminal S da LT. O fator “ m ” corresponde a uma fração do comprimento total da LT ($0 < m < 1$).

A seguir, tem-se a análise e detalhamento do método de sequência negativa para localização de faltas em linhas de transmissão a partir dos dados dos dois terminais da LT.

Pelo diagrama da figura 18, tem-se que nos terminais S e R da LT estarão instalados relés de proteção, os quais irão medir diretamente as tensões trifásicas V_S e V_R , bem como as correntes trifásicas I_S e I_R . A partir destas, pode-se calcular as tensões de sequência negativa (V_{2S} e V_{2R}) e as correntes de sequência negativa (I_{2S} e I_{2R}). As razões das tensões e correntes de sequência negativa em ambos os terminais dão origem às impedâncias de sequência negativa: Z_{2S} e Z_{2R} .

Figura 18 – Redes de sequência para uma falta monofásica no ponto F



Fonte: acervo próprio do autor

Uma vez que a impedância de sequência positiva Z_{1L} da LT é conhecida, tem-se também conhecimento da impedância de sequência positiva Z_{2L} , uma vez que ambas possuem mesmo valor.

Conforme a figura 18, a eventual resistência de falta fica fora da rede de sequência negativa e sem influenciar na análise deste circuito.

As equações a seguir mostram o desenvolvimento da análise da rede de sequência negativa da figura 18 com o objetivo de determinar o valor do fator “m” que representa a localização da falta na LT.

Analisando a soma das tensões entre o terminal S e o ponto F da rede de sequência negativa, tem-se que:

$$V_{2S} = m \cdot Z_{2L} \cdot I_{2S} + V_{2F} \quad (18)$$

Sabe-se que V_{2S} pode ser escrito como:

$$V_{2S} = -Z_{2S} \cdot I_{2S} \quad (19)$$

Substituindo (18) em (19) e rearranjando:

$$\begin{aligned} -Z_{2S} \cdot I_{2S} &= m \cdot Z_{2L} \cdot I_{2S} + V_{2F} \\ V_{2F} &= -Z_{2S} \cdot I_{2S} - m \cdot Z_{2L} \cdot I_{2S} \\ V_{2F} &= -I_{2S} \cdot (Z_{2S} + m \cdot Z_{2L}) \end{aligned} \quad (20)$$

De forma análoga para o terminal R, tem-se:

$$V_{2F} = -I_{2R} \cdot (Z_{2R} + (1 - m) \cdot Z_{2L}) \quad (21)$$

Igualando as equações (20) e (21):

$$I_{2R} = I_{2S} \cdot \frac{(Z_{2S} + m \cdot Z_{2L})}{(Z_{2R} + (1 - m) \cdot Z_{2L})} \quad (22)$$

Extraindo o módulo e rearranjando (22):

$$|I_{2R}| = \left| \frac{(I_{2S} \cdot Z_{2S}) + m \cdot (I_{2S} \cdot Z_{2L})}{(Z_{2R} + Z_{2L}) - m \cdot (Z_{2L})} \right| \quad (23)$$

Observando os itens da equação (23), tem-se que I_{2S} , I_{2R} , Z_{2S} , Z_{2R} e Z_{2L} são conhecidos, uma vez que Z_{2L} é a impedância de sequência negativa da LT e os demais itens são obtidos a partir dos dados de tensão e corrente dos terminais S e R.

Desta forma, pode-se renomear as constantes da equação (23) pelas seguintes constantes complexas:

$$\begin{aligned} I_{2S} \cdot Z_{2S} &= a + jb \\ I_{2S} \cdot Z_{2L} &= c + jd \\ Z_{2R} + Z_{2L} &= e + jf \\ Z_{2L} &= g + jh \end{aligned}$$

Substituindo as constantes acima em (23):

$$|I_{2R}| = \left| \frac{(a+jb) + m \cdot (c+jd)}{(e+jf) - m \cdot (g+jh)} \right| \quad (24)$$

Elevando ambos os lados da equação (24) ao quadrado, tem-se o seguinte desenvolvimento utilizando propriedades de números complexos:

$$|I_{2R}|^2 = \left| \frac{(a+m \cdot c) + j \cdot (b+m \cdot d)}{(e-m \cdot g) + j \cdot (f-m \cdot h)} \right|^2 \quad (25)$$

$$|I_{2R}|^2 = \frac{(a+m \cdot c)^2 + (b+m \cdot d)^2}{(e-m \cdot g)^2 + (f-m \cdot h)^2} \quad (26)$$

$$|I_{2R}|^2 = \frac{(a^2 + 2ac \cdot m + m^2 \cdot c^2) + (b^2 + 2bd \cdot m + m^2 \cdot d^2)}{(e^2 - 2eg \cdot m + m^2 \cdot g^2) + (f^2 - 2fh \cdot m + m^2 \cdot h^2)} \quad (27)$$

$$|I_{2R}|^2 = \frac{(c^2 + d^2) \cdot m^2 + (2ac + 2bd) \cdot m + (a^2 + b^2)}{(g^2 + h^2) \cdot m^2 - (2eg + 2fh) \cdot m + (e^2 + f^2)} \quad (28)$$

$$((g^2 + h^2) \cdot m^2 - (2eg + 2fh) \cdot m + (e^2 + f^2)) \cdot |I_{2R}|^2 = (c^2 + d^2) \cdot m^2 + (2ac + 2bd) \cdot m + (a^2 + b^2) \quad (29)$$

$$((g^2 + h^2) \cdot |I_{2R}|^2 - (c^2 + d^2)) \cdot m^2 - 2 \cdot (eg + fh) \cdot |I_{2R}|^2 + 2(ac + bd) \cdot m + (e^2 + f^2) \cdot |I_{2R}|^2 - a^2 + b^2 = 0 \quad (30)$$

A equação (30) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$A \cdot m^2 + B \cdot m + C = 0 \quad (31)$$

Sendo,

$$A = (g^2 + h^2) \cdot |I_{2R}|^2 - (c^2 + d^2) \quad (32)$$

$$B = -2 \cdot (eg + fh) \cdot |I_{2R}|^2 - 2 \cdot (ac + bd) \quad (33)$$

$$C = (e^2 + f^2) \cdot |I_{2R}|^2 - (a^2 + b^2) \quad (34)$$

Conforme mostrado, para a determinação da localização da falta pelo fator “m”, chegou-se à equação (31) de segundo grau tendo este fator como incógnita. Esta equação possui as constantes A, B e C que são calculadas em função de valores já conhecidos e obtidos como parâmetros da LT ou medições nos terminais no momento da falta.

A raiz da equação (31) que tiver valor entre 0 e 1 é o resultado esperado para a localização da falta.

Para obter melhor precisão, tem-se que os dados medidos em ambos os terminais da LT devem ser sincronizados, ou seja, devem ser obtidos no mesmo instante de tempo.

O método de sequência negativa com dados de dois terminais foi adaptado para implantação em relés de proteção os quais possuíam um canal de comunicação entre estes para troca de dados. Nesta proposta, um relé calculava a distância da falta a partir dos dados locais e dos dados remotos recebidos via canal de comunicação (ZIMMERMAN & COSTELLO, 2005).

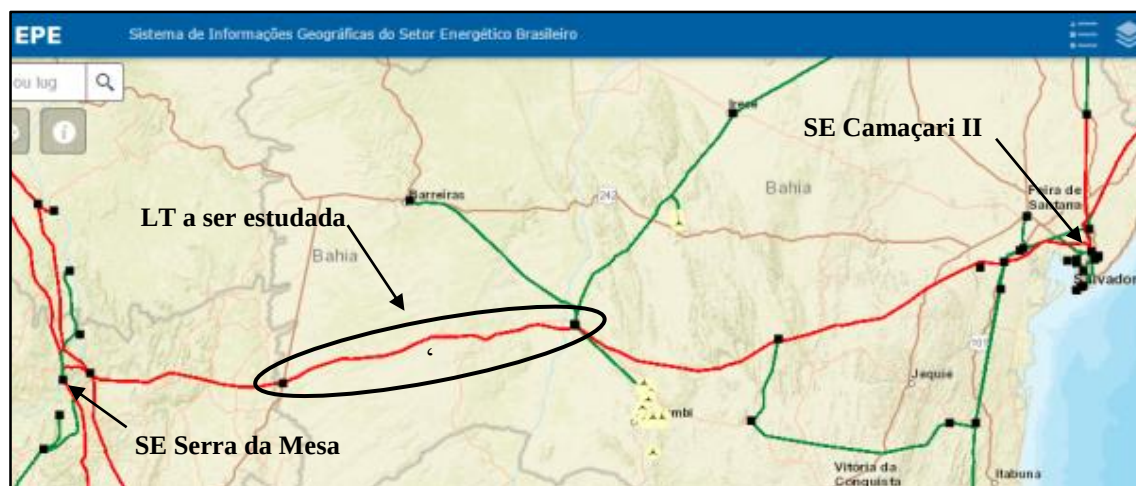
4. METODOLOGIA E PARÂMETROS UTILIZADOS

4.1. LINHA DE TRANSMISSÃO OBJETO DE ESTUDO

A linha de transmissão (LT) a ser estudada neste trabalho faz parte da interligação Sudeste-Nordeste do Sistema Interligado Nacional, a qual interliga o sistema Sudeste na SE/Usina de Serra da Mesa (Goiás) e o Sistema Nordeste na SE Camaçari II, na Bahia, por meio de linhas de transmissão em 500 kV.

A linha escolhida liga a SE Rio das Éguas (divisa Bahia/Goiás) e a SE Bom Jesus da Lapa II (Bahia), conforme mostram a figuras 19 e 20.

Figura 19 – Linha de transmissão objeto de estudo



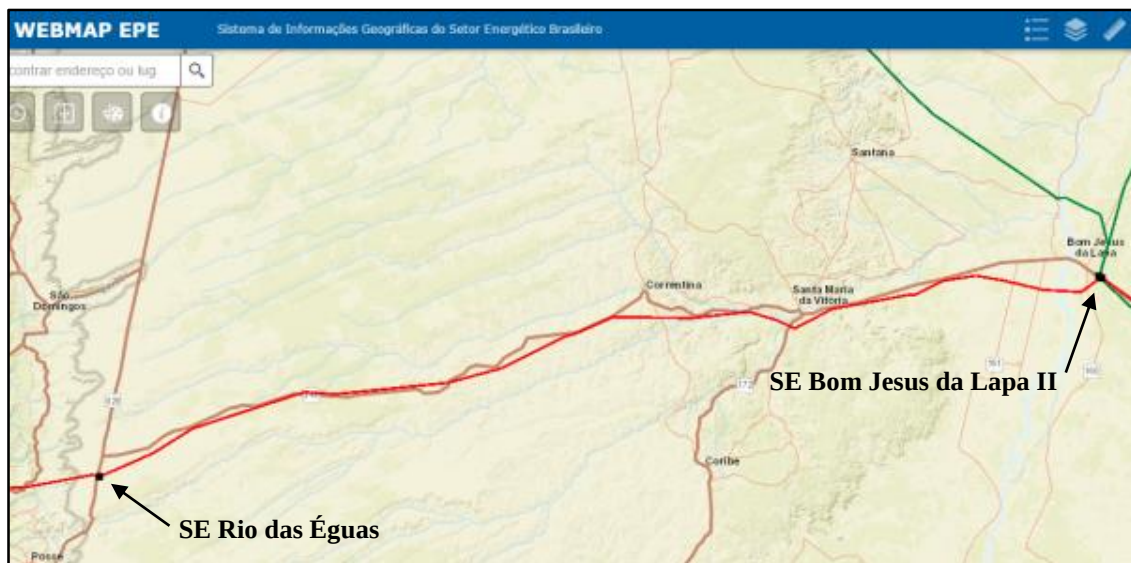
Fonte: adaptado de EPE, 2016

A linha de transmissão em questão possui as seguintes características:

- Tensão de 500 kV com margem operacional em regime permanente até 550 kV;
- Extensão de 322 km em circuito simples;
- Transposição de fases em 53, 164 e 270 km a partir do terminal Rio das Éguas, percentualmente em 16, 51 e 84% de distância do terminal de origem;
- Atravessa diferentes vegetações: fazendas com plantações de grãos; trechos com mata de transição entre cerrado e caatinga;
- Região com ocorrência de fortes chuvas com descargas atmosféricas em parte do ano;

- Região sujeita a secas prolongadas e queimadas;
- Região com presença de pássaros do tipo Curicaca, que causam desligamentos de linhas de transmissão em virtude de curtos-circuitos com baixa resistência de falta;
- Linha com torres georreferenciadas, facilitando a localização e acesso às mesmas;
- Linha relativamente próxima de rodovias, permitindo melhor acesso às torres.

Figura 20 – Detalhe da linha de transmissão objeto de estudo



Fonte: adaptado de EPE, 2016

Os registros foram referentes a faltas ocorridas entre os anos de 2013 e 2014. Isto tem relevância pelo fato de, em 2016, a subestação de Rio das Éguas ter sido ampliada com duas novas LTs de 500 kV. Caso fosse simulado algum desligamento ocorrido após 2016, estas LTs deveriam ser incluídas.

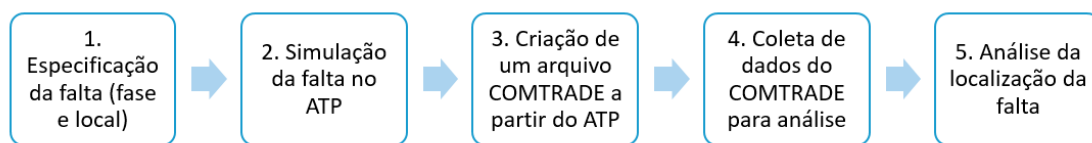
4.2.CICLO DE ANÁLISE EMPREGADO

De modo a aprofundar o estudo de faltas monofásicas em uma linha de transmissão de extra-alta tensão, foi empregado o seguinte ciclo de análise:

- 1) Definição de pontos ao longo da LT para simulação de faltas monofásicas em cada fase ou escolha de uma localização que tenha registro de falta real em COMTRADE;
- 2) Simulação do referido desligamento no ATP (*Alternative Transients Program*);
- 3) Geração de um arquivo COMTRADE a partir do arquivo gerado pelo ATP;
- 4) Coleta de valores de tensão e corrente do COMTRADE para análise;
- 5) Análise da localização da falta a partir do arquivo COMTRADE gerado;
- 6) Comparação da localização da falta do COMTRADE gerado com a localização original da falta real para os casos em que o registro original estava disponível.

A figura 21 seguir mostra de forma gráfica o ciclo descrito acima.

Figura 21 – Ciclo de análise empregado no estudo



Fonte: próprio autor

Sobre os dados de faltas reais, foram utilizados registros de desligamentos ocorridos nesta LT causados por descargas atmosféricas e com localização definida.

A seguir, tem-se a descrição dos itens da figura 21 e dos *softwares* utilizados em cada etapa.

4.3.SOFTWARES UTILIZADOS

4.3.1. ATP

O ATP (*Alternative Transient Program*) é um *software* consolidado para a simulação de transitórios em sistemas de potência. A geração de gráficos de tensão e corrente com número de amostras variável confere flexibilidade para a utilização destes resultados para análise dos dados sob a ótica da proteção.

Originalmente a partir da década de 60, foi lançado o programa EMTP (*Eletromagnetic Transient Program*), o qual era utilizado para a simulação de circuitos monofásicos através de modelos de indutâncias, capacitâncias e resistências em linhas sem perdas, incluindo uma chave e uma fonte de excitação. O ATP utilizado atualmente foi desenvolvido na década de 80 na Bélgica a partir do EMTP original.

Neste trabalho, o ATP foi usado na fase inicial, com o objetivo de obter um resultado em simulação que fosse coerente com o desligamento real da LT. O ATP é o *software* reconhecido pelo ONS para fins de análise de transitórios eletromagnéticos para dar suporte às atividades descritas nos Procedimentos de Rede, conforme submódulo 18.2 (ONS, 2016c).

No Capítulo 5, tem-se o detalhamento da modelagem no sistema no ATP.

4.3.2. TOP

O *software* TOP (*The Output Processor*) não é muito difundido, no entanto, é um programa de utilização livre e que possui uma relevante gama de aplicações. O TOP permite a visualização de arquivos de diversos formatos, como COMTRADE, IEEE PQDIF, PL4/ATP, CSV, TXT, dentre outros (TOP, 2003).

Por meio do TOP, é possível manipular os dados sob a forma de *stacks* e gerar tabelas e gráficos. Pela ferramenta inclusa TOPCalc, pode-se realizar operações matemáticas básicas e complexas (integração, transformações, etc).

Uma vez visualizados ou manipulados os dados sob a forma de *stacks*, existe a possibilidade de exportar os gráficos em outros formatos, dentre estes, no formato padrão COMTRADE.

A partir do arquivo PL4 gerado pelo ATP, o TOP foi utilizado para carregar as curvas originadas no ATP e exportar as mesmas em formato COMTRADE. Desta forma, foram gerados arquivos COMTRADE com as curvas de tensão e corrente de cada terminal da LT.

4.3.3. SIGRA

Existe uma grande quantidade de *softwares* para análise de oscilografias no formato COMTRADE. Estes podem ser gratuitos ou proprietários. Os proprietários geralmente pertencem aos fabricantes dos relés de proteção e acompanham seus produtos.

Neste trabalho, foi utilizado o software SIGRA da SIEMENS em virtude da facilidade de uso e possibilidade de visualização rápida do módulo (em RMS) e ângulo das medições. O SIGRA também permite a visualização de forma prática das curvas referentes à corrente de neutro e grandezas de sequência negativa e zero.

Por meio do SIGRA, o COMTRADE gerado pelo TOP foi visualizado e assim foram coletados os valores de módulo e ângulo das seguintes grandezas em um mesmo instante de tempo:

- *Corrente da fase em falta (I_A , I_B ou I_C);*
- *Tensão da fase em falta (V_A , V_B ou V_C);*
- *Corrente de sequência zero (I_0);*
- *Tensão de sequência negativa (V_2);*
- *Corrente de sequência negativa (I_2).*

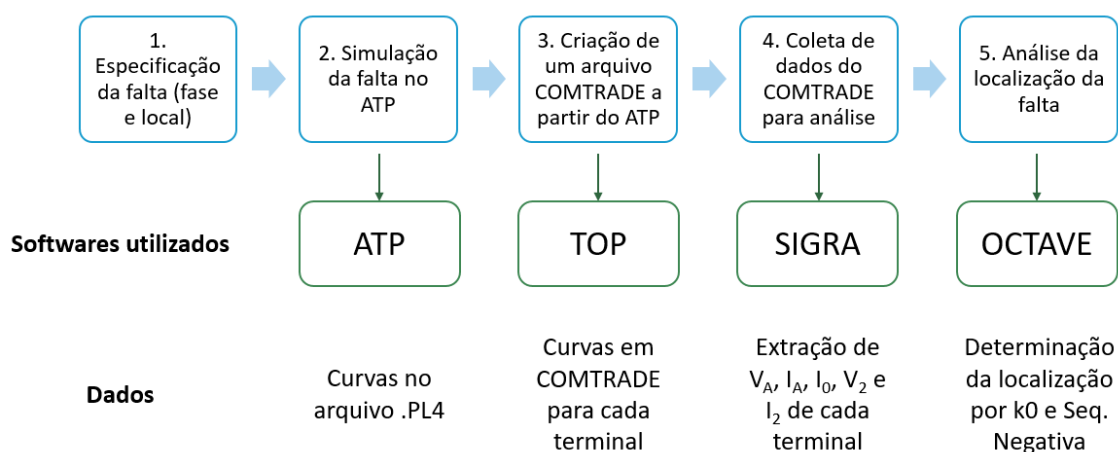
4.3.4. OCTAVE

Com o objetivo de manipular os dados com fasores obtidos do arquivo COMTRADE no item anterior, fez-se necessária a utilização de um *software* com funções similares ao MATLAB.

Nestas condições, optou-se pelo uso do Octave, que possui distribuição livre e cuja sintaxe é semelhante ao MATLAB (OCTAVE, 2018).

O Octave foi aplicado ao final de cada análise, realizando cálculos de impedância para localização de falta com os métodos apresentados nos itens 3.1.1 e 3.1.2.

A figura 22 complementa a figura 21 do item anterior, adicionando a função de cada software e os dados utilizados em cada etapa de análise.

Figura 22 – Software e dados utilizados em cada etapa da análise

Fonte: próprio autor

4.4.O PADRÃO COMTRADE

O padrão COMTRADE para oscilografias foi determinado pela norma IEEE C37-111, que teve sua origem em 1991, sendo revisada em 1999 e posteriormente em 2013.

COMTRADE é uma abreviatura *Commn Format for Transient Data Exchange* e significa um formato comum de arquivos para compartilhamento de arquivos referentes a registros de transitórios. Ou seja, arquivos com uma taxa de amostragem alta o suficiente para registrar com qualidade valores dentro de um ciclo de 60 Hz.

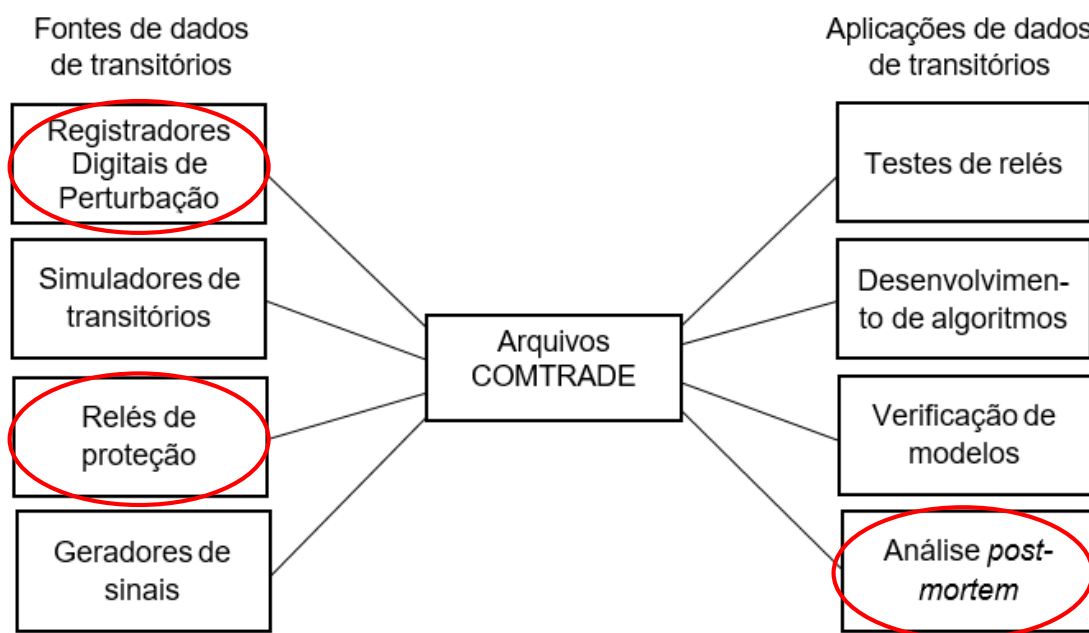
4.4.1. Objetivo da norma IEEE

Com o avanço da tecnologia digital em dispositivos de proteção, medição e oscilógrafos, houve também um aumento da geração de registros de oscilografias. Os simuladores de sistemas de potência – popularmente conhecidas como “caixas de testes” – também são capazes de registrar oscilografias para simulações de faltas. Com isto, veio a necessidade de se criar uma forma padrão de registrar estas oscilografias, pois os diversos fabricantes tinham seus padrões proprietários para armazenamento destes dados.

Assim, em 1991 a norma IEEE C37.111 foi criada e deu origem ao padrão COMTRADE, permitindo melhor armazenamento e compartilhamento de arquivos de oscilografias entre diversos usuários e fabricantes em todo o mundo. O formato foi proposto para ser facilmente interpretado e compartilhado.

A figura 23 ilustra as fontes de arquivos COMTRADE e algumas utilizações para os mesmos. O projeto proposto pretende analisar oscilografias geradas a partir de Registradores Digitais de Perturbação (DFRs) e relés de proteção, bem como gerar novos arquivos COMTRADE. De acordo com a figura 23, a utilização de dados gerados a partir de faltas após a ocorrência das mesmas é considerada como análise *post-mortem* (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

Figura 23 – Fontes e aplicações de registros no padrão COMTRADE



Fonte: traduzido e adaptado de HOROWITZ & PHADKE, 2008

4.4.2. Arquivos que compõem o padrão COMTRADE

O padrão COMTRADE é composto por no mínimo dois arquivos. Desta forma, ao extrair uma oscilografia de um relé ou Registrador de Perturbação (RDP), os dois arquivos devem ser extraídos e sempre compartilhados conjuntamente. Desta forma, tem-se os seguintes arquivos do padrão para cada registro de oscilografia, incluindo um quarto arquivo opcional:

- a) *Header* – Cabeçalho com extensão *.HDR* (opcional);
- b) *Configuration* – Configuração da oscilografia, com extensão *.CFG*;

- c) *Data – Dados amostrados da oscilografia, com extensão .DAT, cujo tamanho do arquivo varia com o tempo de registro e taxa de amostragem;*
- d) *Information – Informações adicionais da oscilografia, com extensão .INF (opcional adicionado na revisão de 1999 da norma IEEE C37-111).*

Desta forma, caso um relé tenha registrado uma oscilografia referente a uma falta, os arquivos baixados devem ter o mesmo nome, respeitando a extensão de cada uma. Os arquivos podem ser renomeados normalmente, mas caso haja divergência entre os arquivos, a oscilografia não será aberta corretamente. Por exemplo, supondo que o relé “R1” registrou uma falta da linha de transmissão “A-B” no dia 1º de janeiro de 2019, um provável conjunto de arquivos dessa oscilografia seria:

- *R1 LT A-B 01-01-2019.HDR*
- *R1 LT A-B 01-01-2019.CFG*
- *R1 LT A-B 01-01-2019.DAT*
- *R1 LT A-B 01-01-2019.INF*

Para abrir a oscilografia é necessário ter um programa para este fim e o arquivo principal para abrir a oscilografia é o .CFG. Praticamente todos os fabricantes de relés de proteção possuem programas próprios para visualização e análise de oscilografias, além de programas dos fabricantes de Registradores de Perturbação e outros programas para visualização e edição de empresas de *softwares*.

Para compartilhamento de registros em COMTRADE, recomenda-se a compactação de todos os arquivos que compõem o registro. Em seguida, todos os arquivos devem ser extraídos para um mesmo diretório e o arquivo CFG pode ser aberto no devido *software*.

5. MODELAGEM DOS ELEMENTOS ENVOLVIDOS NO ESTUDO

5.1.DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO OBJETO DE ESTUDO

O item 4.1 apresentou aspectos gerais da linha de transmissão em questão. Já as tabelas 2 e 3 mostram os parâmetros elétricos e geométricos da LT para posterior modelagem no ATP. No que diz respeito aos cabos para-raios, estes são compostos de um cabo condutor de aço galvanizado e um OPGW (*Optical-Ground Wire*), o qual possui um conjunto de fibras ópticas em seu interior.

Tabela 2 – Dados elétricos e geométricos dos cabos condutores da LT

Parâmetro	Valor
T/D ⁽¹⁾ do Condutor <skin>	0,389
R _{CC} <Rcc> (Ω)	0,06
Diâmetro do Condutor <diam> (cm)	2,959
Distância horizontal entre as fases laterais e a fase central na torre <horizo> (m)	11,50
Altura média dos condutores das fases laterais da torre <Vtower> (m)	23,00
Altura média dos condutores da fase central da torre <Vtower> (m)	24,40
Altura média dos condutores das fases laterais no meio do vão <Vmid> (m)	9,50
Altura média dos condutores da fase central da torre <Vmid> (m)	10,90

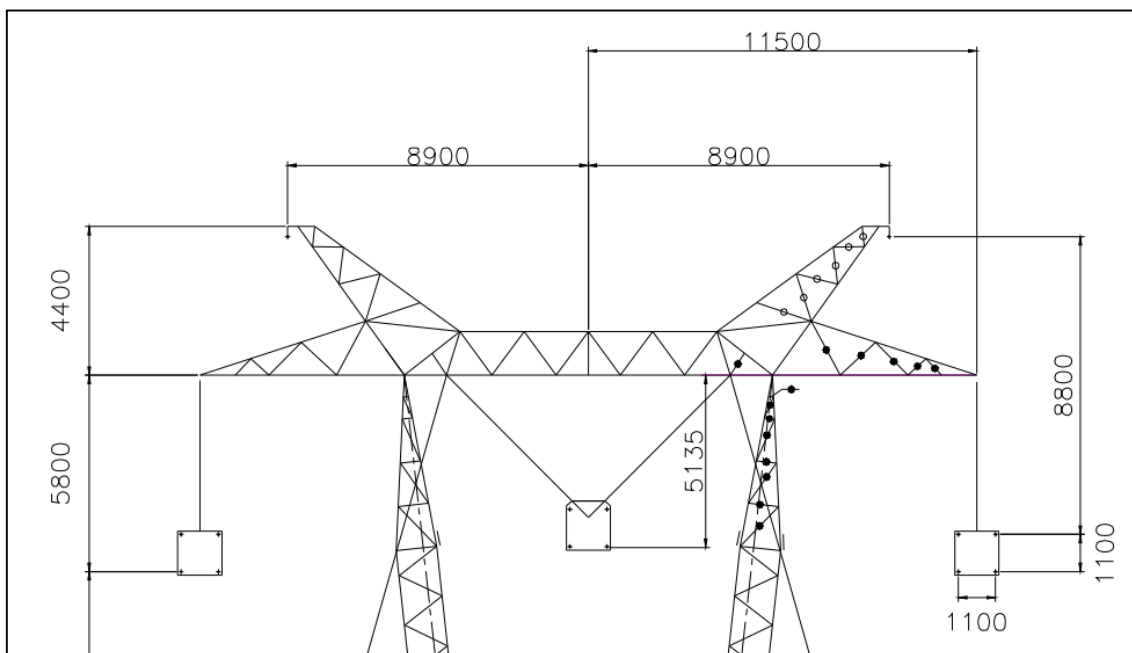
(1) T/D representa a razão entre a espessura do condutor tubular (alumínio) e o diâmetro total externo do condutor

Tabela 3 – Dados elétricos e geométricos dos cabos para-raios da LT

	Parâmetro	Valor
Cabo para raios Dotterel 3/8 pol. Em aço galvanizado	T/D do Condutor <skin>	0,500
	R _{CC} <Rcc> (Ω)	4,188
	Diâmetro do Condutor <diam> (cm)	0,914
Cabo OPGW	T/D do Condutor <skin>	0,170
	R _{CC} <Rcc> (Ω)	0,430
	Diâmetro do Condutor <diam> (cm)	1,540
	Distância horizontal entre os cabos para-raios e a fase central na torre <horizo> (m)	8,90
	Altura média dos cabos para-raios da torre <Vtower> (m)	32,65
	Altura média dos cabos para-raios no meio do vão <Vmid> (m)	19,15

A figura 24 mostra a geometria da parte superior da torre padrão utilizada, detalhando as distâncias entre os condutores, entre os feixes de condutores e os cabos para-raios (valores em milímetros). Para a análise feita para o ATP, considerou-se como referência o centro do feixe de condutores da fase central da torre.

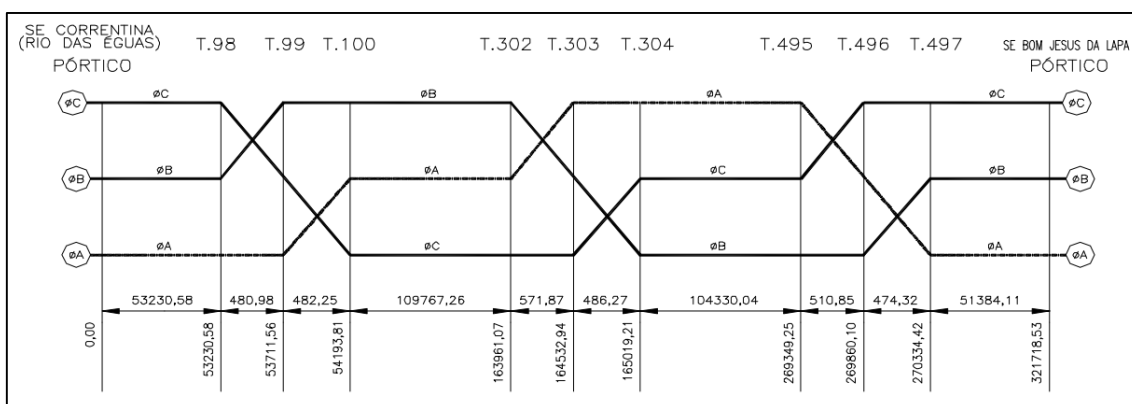
Figura 24 – Geometria da parte superior da torre (grandezas em milímetros)



Fonte: TAESA

A figura 25 mostra a transposição das fases realizada ao longo da linha de transmissão.

Figura 25 – Transposição de fases ao longo da LT



Fonte: TAESA

5.2.MODELAGEM E SIMULAÇÕES NO ATP

5.2.1. Obtenção dos parâmetros no Line Constants

A rotina *Line Constants* foi desenvolvida como rotina auxiliar para o cálculo dos parâmetros das linhas de transmissão para uma determinada frequência (TAVARES, 2003).

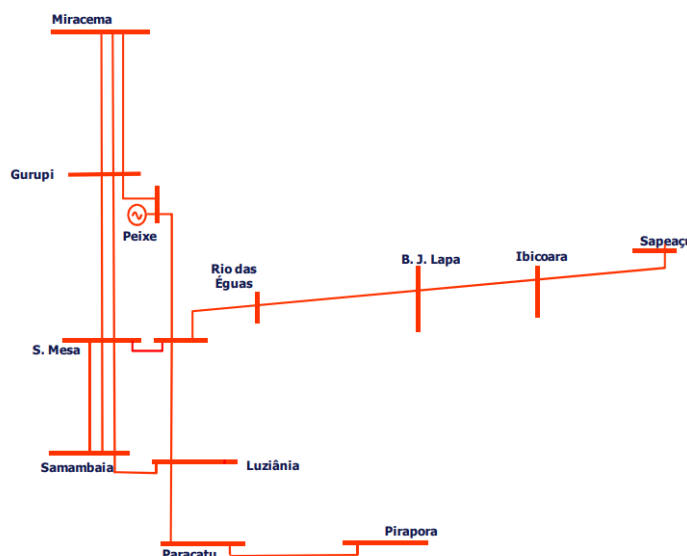
Deste modo, os dados das Tabelas 2 e 3 e da Figura 24 foram inseridos na rotina *Line Constants* do ATP. Adicionalmente, foi utilizada uma resistividade do solo de 1000 $\Omega.m$ e frequência de 60 Hz.

Os arquivos de saída da rotina *Line Constants* para os quatro trechos da LT foram reunidos no item I do ANEXO A.

5.2.2. Modelagem do sistema no ATP

A obtenção do circuito equivalente que fica no entorno da linha de transmissão estudada foi possível por meio de um arquivo pré-configurado desta região do Sistema Interligado Nacional (SIN) e fornecido pelo ONS. A figura 26 a seguir apresenta parte da rede de 500 kV deste circuito equivalente.

Figura 26 – Parte da rede equivalente no entorno da LT



Fonte: adaptado de EPE, 2012.

Os dados utilizados para simulação na rotina principal do ATP, contemplando os parâmetros detalhados da LT e os demais parâmetros do circuito equivalente estão no item II do ANEXO A.

5.2.3. Simulação de faltas no ATP

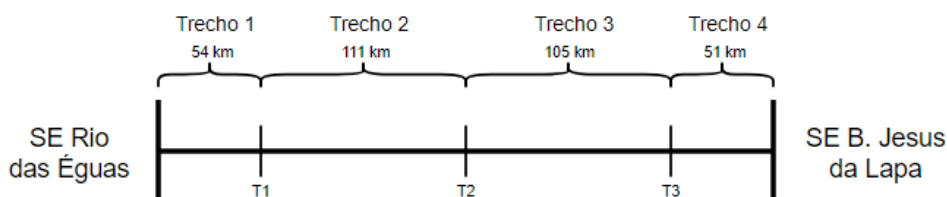
A simulação de uma falta no ATP consiste em:

1. Determinar a distância da falta a ser aplicada e a fase;
2. Identificar em qual trecho das transposições a falta irá ocorrer, conforme Figura 26;
3. Criar uma torre (TX) dentro do trecho da falta, a qual irá criar um sub-trecho;
4. Parametrizar os dados do sub-trecho no ATP, considerando os parâmetros da LT naquele trecho;
5. Configurar uma chave que irá ligar a torre TX e a terra na fase desejada, desprezando a resistência de arco;

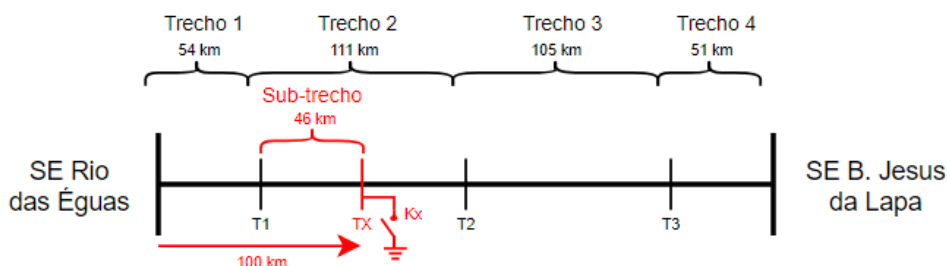
A Figura 27 (a) mostra a modelagem feita no ATP para a linha de transmissão simulada. Já a figura 27 (b) exemplifica uma situação de falta ocorrida à 100 km do terminal Rio das Éguas, com o fechamento da chave Kx na torre TX.

Figura 27 – Modelagem da LT e exemplo de falta à 100 km do terminal Rio das Éguas

(a) Modelagem da LT



(b) Falta a 100 km do terminal Rio das Éguas



Fonte: acervo do próprio autor.

Conforme mostrado, a Figura 27 (b) destaca a criação de um sub-trecho da falta dentro do trecho original da transposição. Para obter a distância de 100 km a partir do terminal da LT, o sub-trecho possui extensão de 46 km, a qual se soma ao trecho anterior que possui 54 km, totalizando os 100 km desejados.

Para as simulações, foram utilizados os seguintes dados:

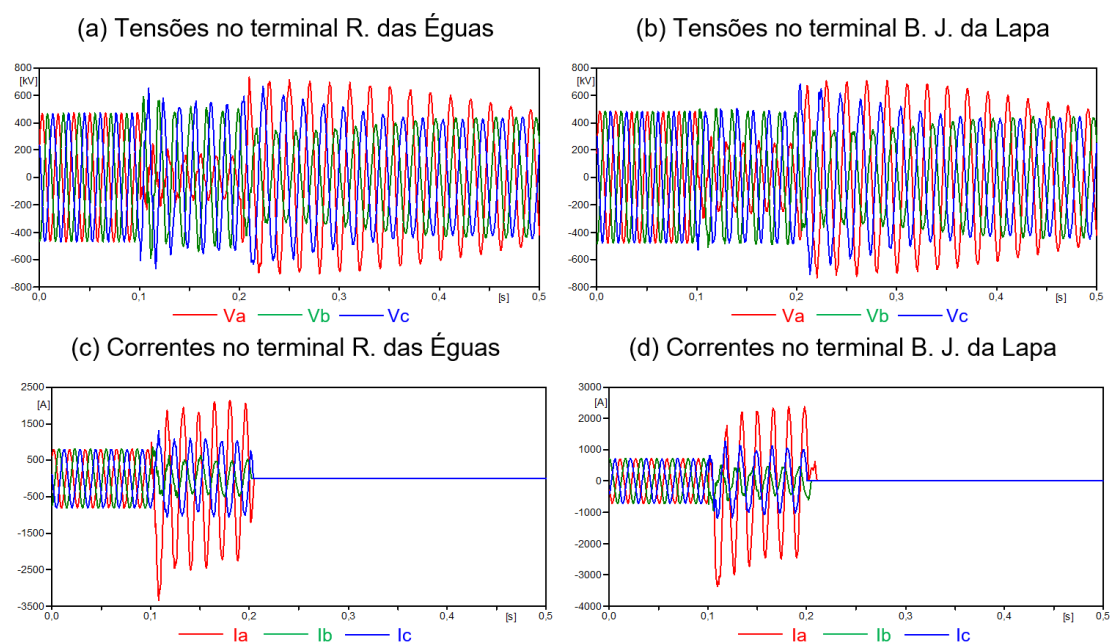
- *Passo de tempo: $5 \times 10^{-6} \text{ s}$ ($5 \mu\text{s}$);*
- *Tempo total da simulação: 500ms (total de 100.000 pontos);*
- *IPL0T: 80 (a cada 80 pontos, um será plotado);*
- *Aplicação da falta: $t = 100 \text{ ms}$;*
- *Duração da falta: $\Delta t = 100 \text{ ms}$ (atuação da proteção e abertura dos disjuntores nos terminais da LT).*

5.2.4. Visualização de curvas no ATP

Uma vez simulada a falta conforme item 5.2.3, o ATP cria o arquivo de saída PL4. A partir deste arquivo, pode-se visualizar os gráficos gerados conforme variáveis selecionadas.

A Figura 28 mostra as curvas de tensão e corrente obtidas para ambos os terminais da LT durante a falta.

Figura 28 – Curvas obtidas do arquivo de saída do ATP



Fonte: acervo do próprio autor.

Para o caso da figura 28, a falta aplicada foi monofásica, envolvendo a fase “A” e a terra. Foi aplicado um curto-circuito à 158 km do terminal Rio das Éguas. Pelos itens (a) e (b) da imagem, percebe-se o afundamento de tensão significativo na fase “A”. Já os itens (c) e (d) evidenciam as proeminentes correntes de curto-circuito. Uma vez que o fluxo pré-falta estava no sentido Rio das Éguas para Bom Jesus da Lapa, tem-se que neste último que ocorreu a reversão do sentido da corrente na fase em falta, uma vez que este terminal estava recebendo fluxo da LT antes da falta.

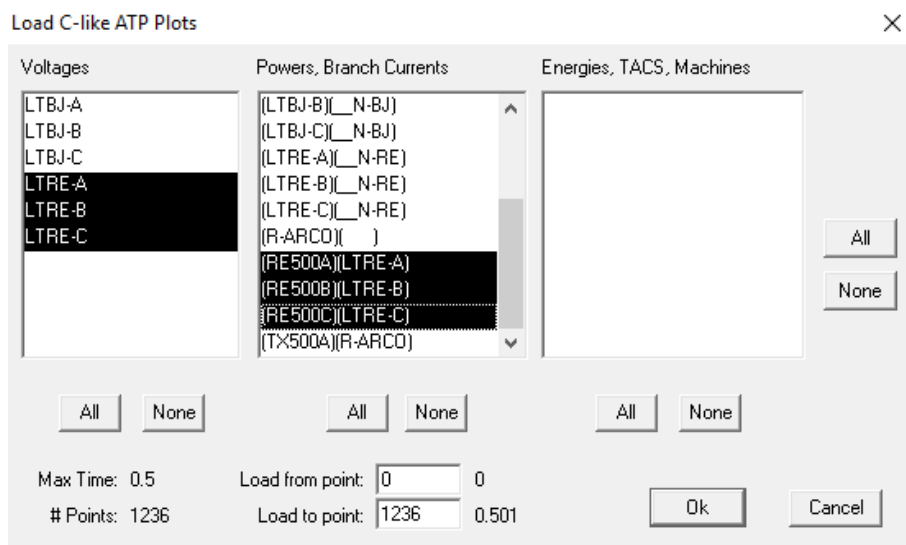
Os gráficos mostram as curvas analógicas com valores instantâneos. Por meio da ferramenta de cursor é possível conhecer o valor de cada curva em cada instante de tempo. No entanto, para a análise das curvas sob o ponto de vista da proteção de sistemas elétricos e da localização da falta, faz-se necessário o acesso aos dados de tensão e corrente na forma fasorial e em RMS. Nestas circunstâncias, a análise do arquivo COMTRADE tem seus benefícios, conforme mostrado a seguir.

5.3.CRIAÇÃO DE ARQUIVOS COMTRADE NO TOP

Conforme mostrado no item anterior, uma vez simulada a falta no ATP, o arquivo de saída do mesmo possui dados das curvas de tensão e corrente de ambos os terminais da LT. Para visualizar as referidas curvas no formato COMTRADE, o *software* The Output Processor (TOP) faz a geração dos arquivos.

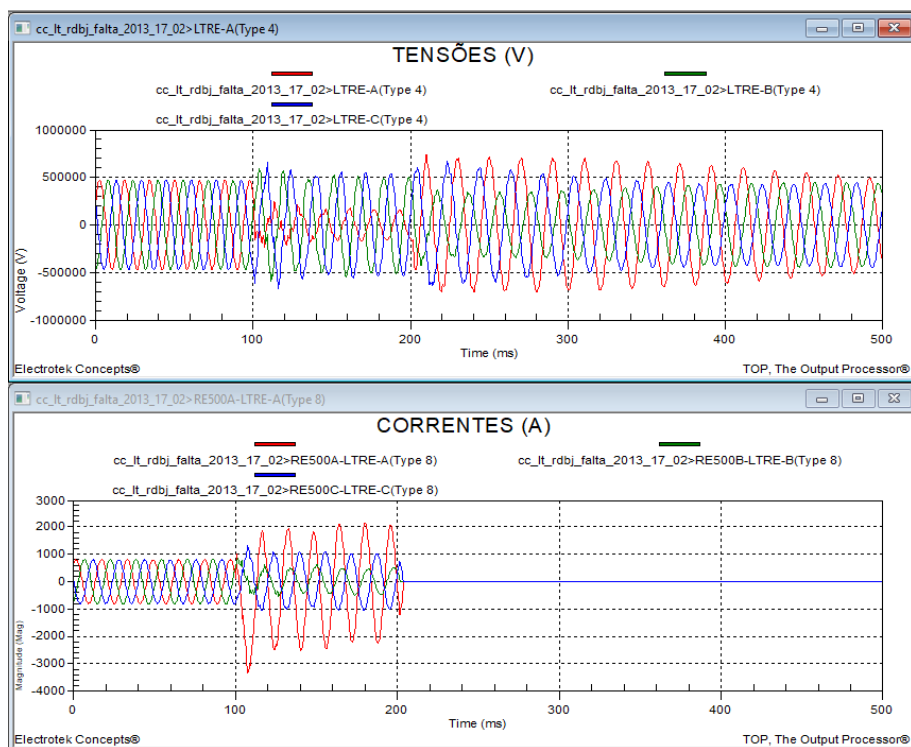
Para segregar as curvas por terminal, são gerados dois conjuntos de arquivos, sendo cada conjunto para um terminal da LT. Esta medida torna a falta simulada análoga à falta real, na qual os relés de proteções dos terminais da LT registram a falta com arquivos separados e independentes.

Após abrir o arquivo PL4 do ATP no TOP, deve-se selecionar quais curvas serão manipuladas. A figura 29 mostra um exemplo de escolha das curvas de tensão e corrente do terminal Rio das Éguas.

Figura 29 – Carregamento de curvas no TOP

Fonte: acervo do próprio autor.

Com as curvas disponíveis, pode-se visualizar graficamente as mesmas, conforme mostrado na Figura 30, a qual apresenta as mesmas curvas da Figura 28 do ATP. Esta visualização evidencia que os dados são os mesmos, alterando somente o *software* que gerou os gráficos.

Figura 30 – Visualização de curvas no TOP

Fonte: acervo do próprio autor.

Antes de exportar as curvas, deve-se carregar as mesmas dentro de um mesmo gráfico. Isto feito, o referido gráfico com as tensões e correntes podem ser exportados em COMTRADE, gerando os arquivos com as extensões .CFG, .DAT e .HDR.

Repetindo-se o processo para as curvas do terminal Bom Jesus da Lapa, obtém-se o arquivo COMTRADE para este terminal.

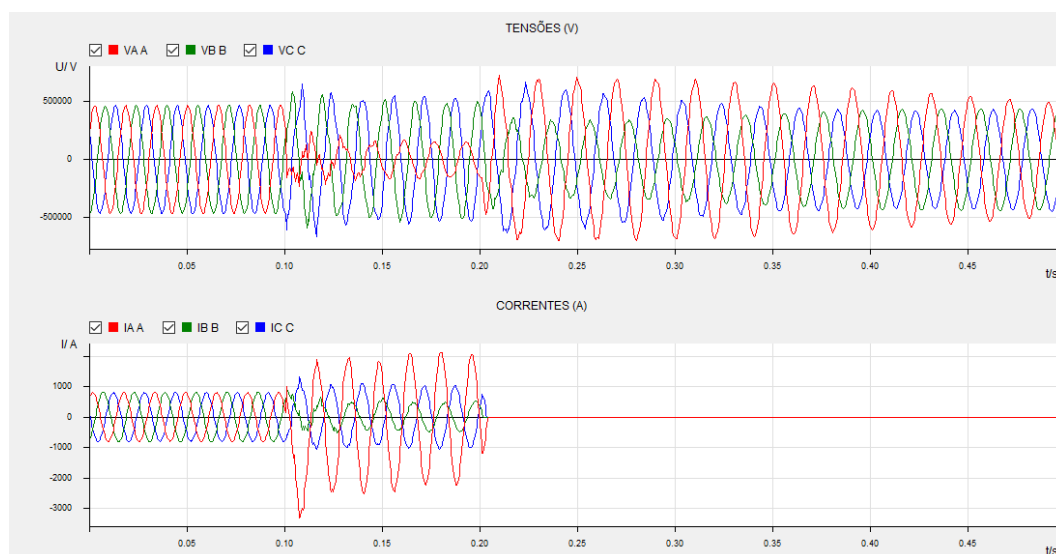
Nesta aplicação, o TOP é utilizado somente para obtenção dos arquivos COMTRADE a partir do arquivo de saída do ATP.

5.4.ANÁLISE DOS ARQUIVOS COMTRADE

O item 4.4 detalhou o funcionamento do padrão COMTRADE para arquivos referentes a transitórios em sistemas de potência, bem como a norma de referência (IEEE Std C37.111, 1999). A mais comum aplicação deste padrão está nos arquivos criados pelos relés de proteção e registradores de perturbação (RDP) para gravar as curvas referentes a faltas ou distúrbios ocorridos no sistema de potência.

Neste trabalho, optou-se pela análise das curvas no formato COMTRADE em virtude da praticidade em se avaliar os valores de tensão e corrente em RMS e os ângulos destas curvas. Da mesma forma, a possibilidade de se obter também com certa facilidade as componentes simétricas dos registros.

O *software* utilizado permite a visualização das curvas em modo analógico, RMS, fasorial e em tabelas. Para garantir o sincronismo de tempo das curvas de ambos os terminais, utilizou-se o mesmo instante de tempo para obtenção dos valores objeto de estudo nos arquivos COMTRADE. Definiu-se o tempo $t_A = 132,5\text{ms}$ como ponto para coleta dos valores para análise em ambos os terminais. Este tempo corresponde à 32,5ms de falta, uma vez que a mesma foi aplicada em $t_F = 100\text{ms}$. A duração de 32,5ms corresponde à aproximadamente 2 ciclos das curvas em 60Hz. A figura 31 mostra as mesmas curvas exibidas nas figuras 28 e 30, desta vez no *software* para visualização de COMTRADE:

Figura 31 – Visualização de curvas em COMTRADE

Fonte: acervo do próprio autor.

A figura 32 apresenta uma das ferramentas mais práticas da visualização do COMTRADE, que é uma tabela com os valores em RMS e o ângulo das grandezas de um terminal da LT. Por meio desta tabela, obtém-se os valores a serem utilizados posteriormente para a análise da localização da falta. Na figura 32, destacam-se as grandezas utilizadas na análise posterior: IA e VA representam a corrente e a tensão da fase sob falta; I2*, U2* e I0* são respectivamente a corrente de sequência negativa, tensão de sequência negativa e tensão de sequência zero calculados automaticamente.

Figura 32 – Tabela de visualização dos valores das curvas em COMTRADE

Cursor 1: 132,5 ms			
Measuring Signal	R.M.S.	Phase	Value
IA A	1,5805 kA	101,2°	1,5593 kA
IB B	341,98 A	58,5°	335,43 A
IC C	0,7402 kA	-66,4°	0,7342 kA
VAA	111,50 kV	169,4°	104,11 kV
VB B	354,39 kV	33,3°	349,98 kV
VC C	396,07 kV	-67,9°	392,68 kV
I [*]	1,1910 kA	-98,4°	1,1556 kA
I ₂ [*]	616,62 A	80,9°	616,62 A
U ₂ [*]	53,548 kV	-7,3°	53,548 kV
I ₀ [*]	385,20 A	81,6°	385,20 A

Fonte: acervo do próprio autor.

5.5.DETERMINAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA

O item 3.4 apresentou os seguintes métodos práticos para localização da falta:

- a) *Método do Fator k_0 a partir dos dados de um terminal;*
- b) *Método de Sequência Negativa a partir de dados de ambos os terminais.*

Esta etapa consiste na aplicação de ambos os métodos para a determinação da localização da falta a partir dos dados obtidos da tabela da visualização em COMTRADE como a da figura 32, por exemplo.

Neste processo, foi utilizado o *software* OCTAVE, que teve seu funcionamento descrito no item 4.3.4. No OCTAVE, foram criadas basicamente duas rotinas:

- a) *Rotina de dados: valores em RMS e ângulo das grandezas a serem utilizadas, obtidas da tabela do COMTRADE;*
- b) *Rotina de localização da falta: aplicação dos métodos de localização de falta a partir dos valores da rotina de dados.*

Supondo uma falta na fase “A”, a rotina de dados contém os seguintes elementos:

- *Módulo e ângulo da tensão e da corrente de sequência positiva da fase “A” nos terminais S (Rio das Éguas) e R (Bom Jesus da Lapa);*
- *Módulo e ângulo da corrente de sequência zero de ambos os terminais;*
- *Módulo e ângulo da tensão e corrente de sequência negativa de ambos os terminais.*

Para a análise completa de uma ocorrência, tem-se as seguintes etapas:

1. *Compilar a Rotina de Dados para que as grandezas fiquem na memória do OCTAVE;*
2. *Compilar a Rotina de Localização de falta e obter os seguintes resultados (em km):*
 - a. *Localização da falta pelo Fator k_0 no terminal S (LOCF0_S);*
 - b. *Localização da falta pelo Fator k_0 no terminal R (LOCF0_R);*
 - c. *Localização da falta pela Sequência Negativa (LOCSEQ).*

A partir dos resultados encontrados, pode-se fazer a análise dos mesmos em comparação com a localização real da falta aplicada originalmente no ATP.

Para fazer o mesmo processo para um outro caso, deve-se criar um novo arquivo com a rotina de Dados, utilizando em sequência esta rotina e em seguida a rotina de localização.

No item I e II do ANEXO B encontram-se as rotinas (*scripts*) desenvolvidas no OCTAVE para registrar os dados e determinar a localização da falta pelos métodos citados.

6. RESULTADOS

6.1.DETERMINAÇÃO DO ERRO NA LOCALIZAÇÃO DA FALTA

De modo a avaliar a precisão de cada método, utilizou-se o conceito de Erro de Localização de Falta conforme a norma IEEE Std. C37.1114-2014. A determinação deste erro é mostrada na equação 28.

$$e_L = \frac{|m_m - m_R|}{L} \quad (28)$$

Onde,

e_L é o erro relativo ao comprimento da linha de transmissão (percentual);

m_m é a localização da falta em km por um método computacional;

m_R é a localização da falta real em km.

O erro apresentado na equação 28 pode ser entendido como um erro relativo ao comprimento da linha de transmissão.

Outras formas de avaliar o erro seria utilizar os seguintes conceitos:

- a) *Erro Absoluto: comparar a localização pelo método com a localização real (km);*
- b) *Erro Relativo Tradicional: relacionar o erro absoluto com a localização real (percentual).*

As equações 29 e 30 apresentam o Erro Absoluto (e_A) e o Erro Relativo Tradicional (e_R).

$$e_A = |m_m - m_R| \quad (29)$$

$$e_R = \frac{|m_m - m_R|}{m_R} \quad (30)$$

Para uma LT com 100 km de extensão, a localização de uma falta com 5 km de erro corresponde a 5% de erro relativo ao comprimento da LT.

No entanto, caso a falta tenha ocorrido a 30 km de um terminal da LT e um método tenha apontado localização de 25 km, o Erro Relativo Tradicional seria de 16,67%. Este erro corresponde à diferença entre a localização pelo método e a localização real (5 km),

dividida pela localização real (30 km). Caso a mesma falta tenha ocorrido à 70 km do mesmo terminal, um erro de 5 km seria equivalente a 7,14%.

A utilização do erro relativo ao comprimento da LT (e_L) cria uma base comum para o cálculo do erro, utilizando como referência o comprimento da LT. Desta forma, todos os métodos e todas as faltas terão uma mesma referência para o cálculo do erro. A seguir, tem-se a análise dos resultados com a utilização do conceito de erro relativo ao comprimento da linha de transmissão.

6.2.RESULTADOS DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA

Na análise, foram feitos dois conjuntos de simulações:

- a) *Quatro simulações de faltas em localizações previamente escolhidas, por se tratarem de desligamentos reais na linha de transmissão provocados por descargas atmosféricas;*
- b) *Uma falta em cada trecho de transposição e em cada fase, totalizando doze casos, uma vez que são quatro trechos de transposição.*

Para os casos do item (a), os dados das faltas reais também foram submetidos a uma análise dos arquivos COMTRADE e posterior utilização dos algoritmos de localização. Particularmente para estes quatro casos, tem-se a localização da falta a partir dos arquivos COMTRADE originais da falta e a partir dos arquivos COMTRADE obtido em simulações. Estes casos foram numerados como casos 1 à 4.

Para os casos do item (b), optou-se por simular a em localização central dentro do trecho de transposição, desta forma, foram simuladas faltas em distâncias de 27,10, 109,61, 217,68 e 296,03 km do terminal Rio das Éguas. Para cada localização destas, foram simulados casos individuais para as fases, A, B e C, totalizando 12 casos. Estes casos foram separados por fase e numerados como casos 5 à 8.

Para cada simulação, determinou-se a localização da falta pelo método do Fator k_0 para os terminais Rio das Éguas e Bom Jesus da Lapa e pelo método de sequência negativa, que utiliza os dados de ambos os terminais.

No ANEXO C, estão as tabelas com os seguintes dados para cada falta simulada em ambos os terminais da LT: fase em falta; tensão e corrente na fase em falta; corrente de sequência zero; tensão e corrente de sequência negativa.

A tabela 4 apresenta os casos 1 a 4 com localizações obtidas a partir de simulações de faltas reais. A tabela 4 contém localizações obtidas a partir dos dados das tabelas C1 e C2 do ANEXO C.

Já a tabela 5 apresenta as localizações obtidas a partir dos arquivos COMTRADE originais das faltas reais, cujos dados utilizados nos algoritmos estão nas tabelas C3 e C4 do ANEXO C.

As tabelas 4 e 5 também apresentam o erro relativo ao comprimento da LT de cada método. O terminal S é a SE Rio das Éguas, enquanto o terminal R corresponde à SE Bom Jesus da Lapa. Para a análise do erro, foi utilizado o comprimento de 321,72 km da LT. Em todos os casos, a localização foi medida a partir do terminal Rio das Éguas (terminal S).

Tabela 4 – Resultados dos métodos de localização de falta a partir de dados de simulações de faltas reais

Caso	Fase	Loc. Real (km)	Fator k_0 Terminal S		Fator k_0 Terminal R		Seq. Negativa	
			Loc. (km)	e_L (%)	Loc. (km)	e_L (%)	Loc. (km)	e_L (%)
1	A	158,23	158,70	0,15%	153,04	1,61%	146,28	3,71%
2	B	82,06	83,63	0,49%	96,83	4,59%	94,01	3,71%
3	C	71,76	91,98	6,28%	56,27	4,81%	76,09	1,35%
4	C	151,58	168,28	5,19%	140,68	3,39%	154,61	0,94%
Erro Médio (%)				3,03%		3,60%		2,43%

Tabela 5 – Resultados dos métodos de localização de falta a partir de registros COMTRADE de faltas reais

Caso	Fase	Loc. Real (km)	Fator k_0 Terminal S		Fator k_0 Terminal R		Seq. Negativa	
			Loc. (km)	e_L (%)	Loc. (km)	e_L (%)	Loc. (km)	e_L (%)
1	A	158,23	150,92	2,27%	179,06	6,48%	167,15	2,77%
2	B	82,06	81,42	0,20%	89,98	2,46%	83,60	0,48%
3	C	71,76	78,77	2,18%	85,93	4,41%	87,15	4,78%
4	C	151,58	144,46	2,21%	155,90	1,34%	157,02	1,69%
Erro Médio (%)				1,72%		3,67%		2,43%

A tabela 4 mostra resultados de localizações com erros que variam de 0,15 à 6,28%. Utilizando o fator k_0 nos terminais S e R, obteve-se erros médios de localização de 3,03 e 3,6%, respectivamente. Já o método de sequência negativa apresentou erro médio menor, de 2,43%.

Os resultados da tabela 5, obtidos a partir de dados extraídos dos registros COMTRADE de faltas reais, mostraram erros de 0,2 à 6,48%. Com o método do fator k_0

para os terminais S e R, obteve-se erros médios de 1,72 e 3,67 para a localização da falta, respectivamente. Para o método de sequência negativa o erro médio foi de 2,43%.

Pelas tabelas 4 e 5, observa-se que, independente de os dados da falta serem de simulações ou de faltas reais, os algoritmos apresentaram resultados com erros semelhantes e erros médios inferiores a 3,67%. Com isto, tem-se uma evidência de que o modelo criado em ATP representa uma razoável representação do sistema real composto pela LT sob estudo e seu entorno.

A tabela 6 apresenta cada falta aplicada, comparando a localização real da falta e a localização da mesma a partir do método do Fator k_0 e do método de Sequência Negativa. Todas as distâncias de falta (casos) foram simuladas para as fases A, B e C, separadamente. Cada caso da tabela 6 representa uma falta no meio de um trecho de transposição da LT.

As localizações apresentadas na tabela 6 foram obtidas a partir dos dados das tabelas C5 e C6 do ANEXO C.

Tabela 6 – Resultados dos métodos de localização de falta para casos simulados ao longo da LT

Caso	Loc. Real (km)	Fase	Fator k0 Terminal S		Fator k0 Terminal R		Seq. Negativa	
			Loc. (km)	e _L (%)	Loc. (km)	e _L (%)	Loc. (km)	e _L (%)
5	27,10	A	29,00	0,59%	26,84	0,08%	24,28	0,88%
		B	27,94	0,26%	45,09	5,59%	40,72	4,23%
		C	34,96	2,44%	13,21	4,32%	24,89	0,69%
6	109,61	A	113,62	1,25%	108,17	0,45%	105,65	1,23%
		B	110,55	0,29%	123,15	4,21%	122,78	4,09%
		C	130,99	6,65%	101,10	2,64%	122,15	3,90%
7	217,68	A	210,54	2,22%	213,65	1,25%	211,36	1,96%
		B	206,96	3,33%	226,41	2,71%	226,98	2,89%
		C	220,63	0,92%	208,32	2,91%	218,94	0,39%
8	296,03	A	284,89	3,46%	295,02	0,31%	293,5	0,79%
		B	271,29	7,69%	298,35	0,72%	298,3	0,71%
		C	300,83	1,49%	289,44	2,05%	297,36	0,41%
Erro Médio (%)				2,55%		2,27%		1,85%

A tabela 6 mostra resultados de localizações com erros que variam de 0,08 à 7,69%. Utilizando o fator k_0 nos terminais S e R, obteve-se erros médios de localização de 2,55 e 2,27%, respectivamente. Já o método de sequência negativa apresentou erro médio menor, de 1,85%.

De forma geral, considerando as tabelas 4, 5 e 6, tem-se um erro médio inferior à 3,67%, o que corresponde a 11,81 km da LT que tem comprimento de 321,72 km.

De forma prática, as transmissoras de energia procuram desenvolver métodos práticos para direcionar a inspeção em linhas de transmissão para identificação da localização e natureza de uma falta.

Por exemplo, para uma linha de transmissão de 100 km, uma vez que ocorra uma falta e os métodos de localização (relés de proteção, ondas viajantes ou computacionais) informem uma localização de 50 km a partir do terminal S, pode-se estender a busca para uma região entre 45 a 55 km do terminal de origem. Esta metodologia, está imputando à informação original de localização um erro de ± 5 km ($\pm 5\%$).

A evolução de algoritmos de localização de falta busca a determinação da distância com menores erros, levando a uma busca com menor faixa de extensão e uma confirmação da localização em menos tempo. Mesmo ocorrendo uma falta momentânea e a LT sendo religada, a inspeção ao local do curto é importante para verificar se existe algum fator no local que possa permitir a reincidência da falta. Por exemplo, cabos que possam se aproximar da estrutura, aves da espécie Curicaca, resistência de aterramento acima do limite estabelecido. Em alguns casos, existem medidas a serem tomadas que irão evitar a reincidência da falta nestes locais.

Uma vez que as faltas foram aplicadas sem resistência de arco, tem-se que esta não teve influência no erro das localizações obtidas.

No que diz respeito à transposição da linha, tem-se que os trechos estão divididos em 32,82, 34,45 e 32,4% da LT. Esta divisão está bastante próxima da transposição ideal de 33,33% para cada trecho. Desta forma, o erro causado por efeito da falta de transposição pode ser desconsiderado.

Acredita-se que uma das fontes de erros mais significativa neste caso seria a influência da corrente pré-falta, ou corrente de carga. Somente com a utilização de algoritmos que considerem a influência da corrente de carga que pode-se avaliar a influência desta como fonte de erro significativo.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1. CONCLUSÕES

A localização de faltas em linhas de transmissão sempre foi algo perseguido pelos profissionais da área de proteção, bem como pelos setores de operação e manutenção das transmissoras. Por meio desta localização, pode-se determinar a causa do desligamento e, caso aplicável, tomar ações para evitar a reincidência do mesmo. Em caso de defeitos permanentes, como quedas de estruturas ou cabos, a localização da falta é algo ainda mais urgente em virtude da necessidade de recomposição da LT.

Este trabalho apresentou uma estratégia para análise de faltas em linhas de transmissão de 500 kV que permite a simulação da mesma e posterior avaliação das curvas em formato COMTRADE visando a localização da falta.

Com a simulação das faltas no ATP, buscou-se a representação de um sistema próximo ao sistema real, com representação detalhada da linha de transmissão sob estudo e sistema equivalente para representar o entorno da LT.

A conversão das curvas em ATP para o formato COMTRADE trouxe bastante flexibilidade para a análise. Por meio desta análise, foi possível extrair grandezas de tensão e corrente de interesse para a análise da localização da falta.

O formato COMTRADE é um padrão já consolidado para análise de perturbações no sistema de potência, largamente utilizado por relés de proteção e registradores de perturbação. Um grande benefício deste formato é a possibilidade de visualização das curvas em diversos programas para este fim, além da facilidade de compartilhamento.

A análise da localização da falta feita com algoritmos desenvolvidos a partir do método do Fator k_0 (um terminal) e Sequência Negativa (dois terminais) permitiu a obtenção da distância da falta com precisão considerável.

A comparação dos resultados de localização de faltas simuladas com as localizações obtidas a partir de registros COMTRADE reais evidenciou a coerência do modelo criado em ATP para representar o sistema sob estudo.

De modo geral, os resultados evidenciaram que, para curtos-circuitos monofásicos com baixa resistência de arco, tanto o método do fator k_0 como o método de sequência

negativa apresentam coerência na localização da falta, com erros considerados baixos (inferiores a 4%).

Como os dois métodos apresentaram erros semelhantes, tem-se que o método do Fator k_0 deve ser o escolhido para a determinação da localização de faltas de baixa resistência de arco, dada a sua maior simplicidade de cálculo. Além disto, em uma ocorrência real, pode ocorrer de não se ter os registros de ambos os terminais disponíveis, o que seria pré-requisito para a aplicação do método de Sequência Negativa.

Apesar do avanço e consolidação de métodos e tecnologias envolvendo ondas viajantes para a localização de falta, a pós análise de faltas com métodos de impedância ou outros tem a vantagem de utilizar os equipamentos já instalados.

A estratégia de análise proposta possui bastante flexibilidade para a simulação de diversas faltas ou perturbações no sistema de potência, criando uma ferramenta para análise de situações já ocorridas ou futuras no Sistema Interligado Nacional (SIN). A possibilidade de criação de arquivos COMTRADE como registro das simulações também abre caminho para a aplicação destas curvas em laboratório visando a avaliação do desempenho dos relés de proteção idênticos aos instalados nos terminais da LT.

A avaliação do desempenho de relés de proteção em laboratório é uma ferramenta de pós-análise e também de fundamentação para alteração de ajustes e melhoria contínua do desempenho destes equipamentos. A estratégia aqui utilizada também pode contribuir para a criação de uma base de dados de faltas para testes em relés de proteção.

7.2.SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A metodologia utilizada neste trabalho pode servir de subsídio para futuros trabalhos, como por exemplo:

- Análises de faltas bifásicas, bifásicas à terra ou trifásicas;
- Análise da influência da resistência de arco na determinação da localização da falta. Em faltas causadas por vegetação ou queimadas, tem-se uma resistência de falta (ou resistência de arco) cujo valor aumenta a impedância aparente medida pelos terminais da LT, gerando também uma localização de falta que vai além do

local real da falta. Um método que consiga compensar a resistência de arco ou ficar imune a esta influência tem diferencial na aplicação prática.

- Análise da influência da corrente pré-falta (corrente de carga) na determinação da localização da falta: durante uma falta há a superposição entre a corrente de falta e a corrente de carga, logo, esta última interfere na medição da impedância e consequentemente na localização da falta.
- Análise de faltas em circuitos paralelos: nestes circuitos, há efeito de acoplamento mútuo entre as LTs, o que também interfere na localização de faltas monofásicas. Métodos que visem isolar este efeito são desejados.
- Análise de perturbações significativas no sistema elétrico (perda múltipla de LTs ou interrupção de grandes conjuntos geradores) visando a avaliação das oscilações de potência, de modo a subsidiar ajustes nas funções de Trip/Bloqueio por Oscilação de Potência (função ANSI 68);
- Aplicação dos registros em COMTRADE gerados pelas simulações em relés de proteção por meio de Caixas de Testes, para avaliar o desempenho dos sistemas de proteção e/ou subsidiar alterações de ajustes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 5419 – **Norma Brasileira de proteção de estruturas contra descargas atmosféricas**. 2005.

ABNT NBR 5419 – **Norma Brasileira de proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Parte 2: Gerenciamento de Risco**. 2015.

ANDERSON, J. G.; *et al* – **IEEE Working Group Report - Estimating Lightning Performance of Transmission Lines II** - IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 8, Issue: 3, Pages 1254 - 1267, July 1993)

CUNHA, L. V. **Desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas: influência do efeito corona na ruptura a meio de vão**. 2010. 116f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

DAS, S.; SANTOSO, S.; GAIKWAD, A.; PATEL, M. – **Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application**- IEEE Access (Volume: 2, Pages 537 - 557, May 2014)

ELAT/INPE (Grupo de Eletricidade Atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) - **Densidade de descargas atmosféricas para a terra (Ng)**. Disponível em: <http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng> Acesso em: 06/11/2018.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) – **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021** – Ministério das Minas e Energia, Setor de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Brasília, MME/EPE, 2012.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - **Sistema de Informações Geográficas dos Estudos do Planejamento Energético Brasileiro (WEBMAP EPE)**. Disponível em: <<https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>> Acesso em 23/05/2016.

FORTESCUE, C. L. - **Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks** - Transactions of the American Institute of Electrical Engineers (Volume: XXXVII , Issue: 2 , pages 1027 – 1140, July 1918)

HEYDT, G. T.; VENKATA, S. S.; BALIJEPALLI, N – **High Impact Papers in Power Engineering, 1900-1999** - Proceedings 2000 North American Power Symposium, vol. 1, October 2000. North American Power Symposium (NAPS). Waterloo, Ontario, 2000.

HOROWITZ, S. H; PHADKE, A. G. - **Power System Relaying** - 3rd Ed. John Wiley and Sons, 2008.

IEEE Std C37.111-1999 - **IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems**, 1999.

IEEE Std C37.113-2015 - **IEEE Guide for or Protective Relay Applications to Transmission Lines**, 2015.

IEEE Std C37.114-2014 - **IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines**, 2014.

IEEE Working Group H4 of the Relaying Communications Subcommittee, Power System Relaying Committee of the Power Engineering Society (PES) - **Summary changes in 2013 IEEE/IEC Dual Logo COMTRADE standard** - IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canada, July, 2013

MAEZONO, P. K.; ALTMAN, E.; MARIA, V. A. S. M.; MAGRIN, F. – **Very high-resistance fault on a 525 kV transmission line - Case study** - Published in: 2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, IEEE. Austin, TX, USA, 2009.

OCTAVE – **A high-level interactive language for numerical computations. Ed. 4 for Octave Version 4.4.0, 2018.** Disponível em: <<https://octave.org/octave.pdf>> Acesso em 12/06/2018.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – **Indicadores de Desempenho do SIN, Janeiro de 2018,** Disponível em: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/201801-Relatorio_Indicadores_Janeiro.pdf> Acesso em 16/07/2018.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4, Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas,** Rev. 2016.12, 2016a. Disponível em: <http://ons.org.br/_layouts/download.aspx?SourceUrl=http://ons.org.br%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%202%2FSubm%C3%B3dulo%202.4%2FSubm%C3%B3dulo%202.4.pdf> Acesso em: 10/07/2018.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.6, Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção,** Rev. 2016.12, 2016b. Disponível em: <http://ons.org.br/_layouts/download.aspx?SourceUrl=http://ons.org.br%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%202%2FSubm%C3%B3dulo%202.6%2FSubm%C3%B3dulo%202.6.pdf> Acesso em: 10/07/2018.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - **Procedimentos de Rede – Submódulo 18.2, Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais,** Rev. 2016.12, 2016c. Disponível em: <<http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2018%2FSubm%C3%B3dulo%2018.2%2FSubm%C3%B3dulo%2018.2%202016.12.pdf>> Acesso em: 10/07/2018.

SACHDEV, M. S.; AGARWAL, R. – **A Technique for Estimating Transmission Line Fault Locations From Digital Impedance Relay Measurements** - Published in: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 3 , Issue: 1 , Jan 1988)

SCHWEITZER, E. O. – **Evaluation and development of transmission line fault-locating techniques which use sinusoidal steady-state information** – Computers & Electrical Engineering, vol. 10, no. 4, pp. 269–278, 1983.

SCHWEITZER, E. O.; KASZTENNY, B.; MYNAM, M.V. – **Performance of time-domain line protection elements on real-world faults** – Published in: 2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, April 2016.

STEVENSON, W. D; GRAINGER, J. J. – **Power System Analysis** – 1st Ed. McGraw-Hill, 1994.

TAVARES, M.; CAMPOS, P.; PRADO, P. – **Guia resumido do ATP – Alternative Transient Program. Unicamp, 2003** – Disponível em <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~cristina/pos%20graduacao/GUIA.ATP.pdf>>, Acesso em 07/06/2018.

TAKAGI, T.; YAMAKOSHI, Y.; YAMAURA, M.; KONDOW, R.; MATSUSHIMA, T. – **Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data** – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, pages 2892-2898 (Volume: PAS-101 , Issue: 8 , Aug. 1982)

TOP, The Output Processor – **User's Guide TOP Version 6.2 by Electrotek Concepts - 2003**. Disponível em: <<http://www.pqsoft.com/top/download/TOPManualV6.pdf>> Acesso em 04/12/2018.

TZIOUVARAS, D. A.; ROBERTS, J. B.; BENMOUYAL, G. – **New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines** - Published in: 2001 Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE), April, 2001.

VISACRO FILHO, S. – **Descargas atmosféricas: uma abordagem de engenharia**. São Paulo: Artliber, 2005

ZIEGLER, G. – **Numerical Distance Protection** - 3rd Ed. Publicis Corporate Publishing, 2008.

ZIMMERMAN, K.; COSTELLO, D. – **Impedance-Based Fault Location Experience** - Published in IEEE 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005.

ZOCHOLL, S. E. – **Three-Phase Circuit Analysis and the Mysterious k_0 Factor** - Published in 48th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 1995.

ANEXO A – DADOS DAS ROTINAS DO ATP

I. Dados obtidos pela rotina Line Constants

```

C ##### PRIMEIRO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
C
$VINTAGE, 1
-1LTRE-AT1500A          2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-5.41940E+01 1 3
-2LTRE-BT1500B          1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-5.41940E+01 1 3
-3LTRE-CT1500C          1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-5.41940E+01 1 3
$VINTAGE, 0
  0.57805333  0.73652328 -0.39045940
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.50876629 -0.00584206  0.81794240
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
C
C ##### SEGUNDO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
C ##### SUB-TRECHO DA FALTA #####
$VINTAGE, 1
-1TX500CT2500C          2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-1.10825E+02 1 3
-2TX500AT2500A          1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-1.10825E+02 1 3
-3TX500BT2500B          1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-1.10825E+02 1 3
$VINTAGE, 0
  0.57805333  0.73652328 -0.39045940
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.50876629 -0.00584206  0.81794240
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
C
C ##### TERCEIRO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
$VINTAGE, 1
-1T2500BT3500B          2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-1.05315E+02 1 3
-2T2500CT3500C          1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-1.05315E+02 1 3
-3T2500AT3500A          1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-1.05315E+02 1 3
$VINTAGE, 0
  0.57805333  0.73652328 -0.39045940
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.50876629 -0.00584206  0.81794240
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
C ##### QUARTO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
$VINTAGE, 1
-1T3500ALTBj-A          2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-5.13841E+01 1 3
-2T3500BLTBj-B          1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-5.13841E+01 1 3
-3T3500CLTBj-C          1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-5.13841E+01 1 3
$VINTAGE, 0
  0.57805333  0.73652328 -0.39045940
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.50876629 -0.00584206  0.81794240
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
  0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
  0.00000000  0.00000000  0.00000000
C

```

II. Rotina principal do ATP

```

BEGIN NEW DATA CASE
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C
34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C DELTAT      TMAX      XOPT      COPT      EPSLIN      TOLMAT      TSTART
      5.E-6      0.500      60.      60.
C      IOUT      IPLOT      IDOUBL      KSSOUT      MAXOUT      IPUN      MEMSAV      ICAT      NENERG      IPRSUP
      400      80      1      1      1
C
C
C ##### DISJUNTORES DA LT 500 kV RDE - BJD #####
/SWITCH
C -----*****[ TCLOSE ][ T OPEN ]
      RE500ALTRE-A      -1.00      0.200      1
      RE500BLTRE-B      -1.00      0.200      1
      RE500CLTRE-C      -1.00      0.200      1
C
      BJ500ALTBj-A      -1.00      0.200      1
      BJ500BLTBj-B      -1.00      0.200      1
      BJ500CLTBj-C      -1.00      0.200      1
C
C
C ##### DISJUNTORES DA FALTA #####
/SWITCH
C -----*****[ TCLOSE ][ T OPEN ]
      LTRE-AR-ARCO      0.100      0.200      1
      LTRE-BR-ARCO      0.100      0.200      1
      LTRE-CR-ARCO      0.100      0.200      1
C
      LTBJ-AR-ARCO      0.100      0.200      1
      LTBJ-BR-ARCO      0.100      0.200      1
      LTBJ-CR-ARCO      0.100      0.200      1
C
      TX500AR-ARCO      0.100      0.200      1
C
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
      R-ARCO      0.001      1
C
C
C ##### LT 500 kV RDE - BJD #####
/BRANCH
C
C ##### PRIMEIRO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
C
$VINTAGE, 1
-1RE500AT1500A      2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-5.41940E+01 1 3
-2RE500BT1500B      1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-5.41940E+01 1 3
-3RE500CT1500C      1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-5.41940E+01 1 3
$VINTAGE, 0
      0.57805333 0.73652328 -0.39045940
      0.00000000 0.00000000 0.00000000
      0.50876629 -0.00584206 0.81794240
      0.00000000 0.00000000 0.00000000
      0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
      0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C ##### SEGUNDO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
C ##### SUB-TRECHO DA FALTA #####
$VINTAGE, 1
-1T1500CTX500C      2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-1.04033E+02 1 3
-2T1500ATX500A      1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-1.04033E+02 1 3
-3T1500BTX500B      1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-1.04033E+02 1 3

```

```

$VINTAGE, 0
0.50876629 0.81794240 -0.00584206
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.63797430 -0.42250644 -0.67638697
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.57805333 -0.39045940 0.73652328
0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
$VINTAGE, 1
-1TX500CT2500C 2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-6.79244E+00 1 3
-2TX500AT2500A 1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-6.79244E+00 1 3
-3TX500BT2500B 1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-6.79244E+00 1 3
$VINTAGE, 0
0.50876629 0.81794240 -0.00584206
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.63797430 -0.42250644 -0.67638697
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.57805333 -0.39045940 0.73652328
0.00000000 0.00000000 0.00000000
CC ##### TERCEIRO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
$VINTAGE, 1
-1T2500BT3500B 2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-1.05315E+02 1 3
-2T2500CT3500C 1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-1.05315E+02 1 3
-3T2500AT3500A 1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-1.05315E+02 1 3
$VINTAGE, 0
0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.57805333 0.73652328 -0.39045940
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.50876629 -0.00584206 0.81794240
0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C ##### QUARTO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO #####
$VINTAGE, 1
-1T3500ABJ500A 2.99001E-01 4.90067E+02 1.89869E+05-5.13841E+01 1 3
-2T3500BBJ500B 1.75475E-02 2.32547E+02 2.86826E+05-5.13841E+01 1 3
-3T3500CBJ500C 1.55155E-02 1.88004E+02 2.96434E+05-5.13841E+01 1 3
$VINTAGE, 0
0.57805333 0.73652328 -0.39045940
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.50876629 -0.00584206 0.81794240
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.63797430 -0.67638697 -0.42250644
0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C ##### REATORES DA LT 500 kV RDE - BJD #####
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
C reator de 200 MVar EM RE
LTRE-A__N-RE 4.17 1250. 1
LTRE-B__N-RE 4.17 1250. 1
LTRE-C__N-RE 4.17 1250. 1
C reator de 150 MVar EM BJD
LTBJ-A__N-BJ 5.56 1666.7 1
LTBJ-B__N-BJ 5.56 1666.7 1
LTBJ-C__N-BJ 5.56 1666.7 1
C
C
C ##### REATORES DE NEUTRO #####
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
C reator de neutro de RE
__N-RE 300. 1
C reator de neutro de BJ
__N-BJ 300. 1
C

```

```

C ##### TENSÕES DE PLOTAGEM
#####
C
/OUTPUT
C BJ500ABJ500BBJ500CRE500ARE500BRE500C__N-RE__N-BJ
  LTRE-ALTRE-BLTRE-CLTBJ-ALTBJS-BLTBJ-C
C
C
C
C
C ##### REDE EQUIVALENTE
#####
C
/SWITCH
C DISJUNTORES DA LT GURUPI SMESA C2 (constantemente fechados na simulação)
C -----*****[ TCLOSE ][ T OPEN ]
  GU500ADJGU-A -1.00 10.0
  GU500BDJGU-B -1.00 10.0
  GU500CDJGU-C -1.00 10.0
  DJSM-ASM500A -1.00 10.0
  DJSM-BSM500B -1.00 10.0
  DJSM-CSM500C -1.00 10.0
C
/BRANCH
C LT Gurupi - S.Mesa C2
#####%
C Capacitor Serie C2 Gurupi - S. da Mesa
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
  DJGU-AZ0092A 42017. 0
  DJGU-BZ0092B 42017. 0
  DJGU-CZ0092C 42017. 0
C REATOR 136 MVAR - C2 500 KV S. MESA 1 - GURUPI (EM GURUPI)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
  Z0092A 6.131838.2 0
  Z0092B 6.131838.2 0
  Z0092C 6.131838.2 0
C C2 LT 500 kV GURUPI - S. MESA 1
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
-1Z0092AFALTAA .3648 1.06423.1412 29. 0 0 0
-2Z0092BFALTAB .0187 .2681 6.2825 29. 0 0 0
-3Z0092CFALTAC 0
C
-1FALTAAZ0093A .3648 1.06423.1412 228. 0 0 0
-2FALTABZ0093B .0187 .2681 6.2825 228. 0 0 0
-3FALTACZ0093C 0
C
C REATOR 136 MVAR - C2 500 KV S. MESA 1 - GURUPI (EM SMESA)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
  Z0093ASM1GUN 6.131838.2 0
  Z0093BSM1GUN 6.131838.2 0
  Z0093CSM1GUN 6.131838.2 0
C Capacitor Serie C2 Gurupi - S. da Mesa
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
  Z0093ADJSM-A 62794. 0
  Z0093BDJSM-B 62794. 0
  Z0093CDJSM-C 62794. 0
C
#####
##
C
C reator da LT SM1 - SM2
#####%
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
  S1500ASM1S2N 6.131838.2 0
  S1500BSM1S2N 6.131838.2 0
  S1500CSM1S2N 6.131838.2 0

```

```

C
#####
##
C
C
C   aterramento   neutro   do   reator   da   LT   SM1   -   GU
#####%
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
  SM1GUN                               10.0                               0
C
#####
##
C
C   aterramento   neutro   do   reator   da   LT   SM1   -   SM2
#####%
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
  SM1S2N                               10.0                               0
C
#####
##
C
C
C   ligação       dos       neutros       dos       reatores
#####%
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
C  SM1S2NSM1GUN                               1.                               0
C
#####
##
C
C
C               outras               linhas               inseridas
#####%
C
C               LT               Miracema               -               Gurupi               C2
#####%
C Capacitor Serie C1 Miracema - Gurupi
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
  MI500AZ0081A                               42105.                               0
  MI500BZ0081B                               42105.                               0
  MI500CZ0081C                               42105.                               0
C REATOR 136 MVAR - C1 500 KV MIRACEMA - GURUPI (NÃO MANOBRÁVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
  Z0081A                               6.13 1838.2                               0
  Z0081B                               6.13 1838.2                               0
  Z0081C                               6.13 1838.2                               0
C C1 LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< A   >< B   ><Leng><><>0
-1Z0081AZ0082A                               .3637 1.0627 3.07 255. 0 0
-2Z0081BZ0082B                               .0164 .26146.1401 255. 0 0
-3Z0081CZ0082C
C REATOR 136 MVAR - C1 500 KV MIRACEMA - GURUPI (NÃO MANOBRÁVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
  Z0082A                               6.13 1838.2                               0
  Z0082B                               6.13 1838.2                               0
  Z0082C                               6.13 1838.2                               0
C Capacitor Serie C1 Miracema - Gurupi
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0
  Z0082AGU500A                               42105.                               0
  Z0082BGU500B                               42105.                               0
  Z0082CGU500C                               42105.                               0
C
#####
C
C
C LT Miracema - Gurupi C2 #####%
C Capacitor Serie C2 Miracema - Gurupi
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R   >< L   >< C   ><Leng><><>0

```

```

MI500AZ0083A          42105.          0
MI500BZ0083B          42105.          0
MI500CZ0083C          42105.          0
C REATOR 136 MVAR - C2 500 KV MIRACEMA - GURUPI (MANOBRAVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0083A          6.131838.2          0
Z0083B          6.131838.2          0
Z0083C          6.131838.2          0
C C2 LT 500 kv MIRACEMA - GURUPI
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
-1Z0083AZ0084A          .3637 1.0627 3.07 255. 0 0          0
-2Z0083BZ0084B          .0164 .26146.1401 255. 0 0          0
-3Z0083CZ0084C          0          0
C REATOR 136 MVAR - C2 500 KV MIRACEMA - GURUPI (NÃO MANOBRAVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0084A          6.131838.2          0
Z0084B          6.131838.2          0
Z0084C          6.131838.2          0
C Capacitor Serie C2 Miracema - Gurupi
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0084AGU500A          42105.          0
Z0084BGU500B          42105.          0
Z0084CGU500C          42105.          0
C
#####
C
C
C LT Miracema - Gurupi C3 #####%
C Capacitor Serie C3 Miracema - Gurupi
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
MI500AZ0085A          42105.          0
MI500BZ0085B          42105.          0
MI500CZ0085C          42105.          0
C REATOR 136 MVAR - C3 500 KV MIRACEMA - GURUPI (NÃO MANOBRAVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0085A          6.131838.2          0
Z0085B          6.131838.2          0
Z0085C          6.131838.2          0
C C3 LT 500 kv MIRACEMA - GURUPI
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
-1Z0085AZ0086A          .3637 1.0627 3.07 255. 0 0          0
-2Z0085BZ0086B          .0164 .26146.1401 255. 0 0          0
-3Z0085CZ0086C          0          0
C REATOR 136 MVAR - C3 500 KV MIRACEMA - GURUPI (NÃO MANOBRAVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0086A          6.131838.2          0
Z0086B          6.131838.2          0
Z0086C          6.131838.2          0
C Capacitor Serie C3 Miracema - Gurupi
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0086AGU500A          42105.          0
Z0086BGU500B          42105.          0
Z0086CGU500C          42105.          0
C #####
C
C
C LT Gurupi - S.Mesa C1 #####%
C Capacitor Serie C1 Gurupi - S. da Mesa
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
GU500AZ0090A          42017.          0
GU500BZ0090B          42017.          0
GU500CZ0090C          42017.          0
C REATOR 136 MVAR - C1 500 KV S. MESA 1 - GURUPI
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0090A          6.131838.2          0
Z0090B          6.131838.2          0
Z0090C          6.131838.2          0
C C1 LT 500 kv GURUPI - S. MESA 1

```

```

C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
-1Z0090AZ0091A .1581 .8636 3.0947 256. 0 0 0
-2Z0090BZ0091B .0165 .2633 6.1894 256. 0 0 0
-3Z0090CZ0091C
C REATOR 136 MVAR - C1 500 KV S. MESA 1 - GURUPI (NÃO MANOBRÁVEL)
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0091A 6.131838.2 0
Z0091B 6.131838.2 0
Z0091C 6.131838.2 0
C Capacitor Serie C1 Gurupi - S. da Mesa
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
Z0091ASM500A 62794. 0
Z0091BSM500B 62794. 0
Z0091CSM500C 62794. 0
C #####
C
C
C
C LT Gurupi - Peixe #####%
C Capacitor Serie C2 Gurupi - Peixe
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C ><Leng><><>0
GU500AZ0094A 74627. 0
GU500BZ0094B 74627. 0
GU500CZ0094C 74627. 0
C C2 LT 500 kV GURUPI - PEIXE
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
-1Z0094APE500A .4139 1.32882.9853 72. 0 0 0
-2Z0094BPE500B .0166 .2604 5.9706 72. 0 0 0
-3Z0094CPE500C
C #####
C
C
C $VINTAGE,1
C
C LT 500 kV PARACATU - LUIZIANIA
-1PA500ALU500A .3284 1.4025 3.5124 118. 0 0 0
-2PA500BLU500B .0161 .2511 5.7932 118. 0 0 0
-3PA500CLU500C 0
C LT 500 kV LUZIANIA - SAMAMBAIA
-1SA500ALU500A .3638 1.5446 3.8643 65. 0 0 0
-2SA500BLU500B .0177 .2769 6.3735 65. 0 0 0
-3SA500CLU500C 0
C
C
C #####
C LT 500 kV SERRA DA MESA 2 - RIO DAS ÉGUAS
-1S2500ARE500A .3234 1.3694 3.7353 208.4 0 0 0
-2S2500BRE500B .0156 .2697 6.16 208.4 0 0 0
-3S2500CRE500C 0
C LT 500 kV LUIZIANIA - SERRA DA MESA 2
-1X0003AS2500A .2945 1.0382 3.8206 195. 0 0 0
-2X0003BS2500B .0179 .2634 6.3015 195. 0 0 0
-3X0003CS2500C 0
C LT 500 kV SERRA DA MESA 1 - SERRA DA MESA 2
-1S1500AS2500A .2641 .9892 3.7116 42.7 0 0 0
-2S1500BS2500B .016 .2727 6.12 42.7 0 0 0
-3S1500CS2500C 0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 1 C1

```

-1X0095AS1500A	.4141	1.084	2.9027	249. 0 0
0				
-2X0095BS1500B	.0221	.3404	4.7876	249. 0 0
0				
-3X0095CS1500C				0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 1 C2				
-1X0096AS1500A	.3805	1.2008	3.7392	249. 0 0
0				
-2X0096BS1500B	.0171	.261	6.17	249. 0 0
0				
-3X0096CS1500C				0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 1 C3				
-1X0097AS1500A	.3805	1.2008	3.7392	249. 0 0
0				
-2X0097BS1500B	.0171	.261	6.17	249. 0 0
0				
-3X0097CS1500C				0
C				
%#####				
C				
C				
C				
C LT 500 kV BOM JESUS DA LAPA - IBICOARA C1				
-1BJ500AIB500A	.4397	1.5528	3.6681	232. 0 0
0				
-2BJ500BIB500B	.0183	.2654	6.05	232. 0 0
0				
-3BJ500CIB500C				0
C				
%#####				
C LT 500 kV IBICOARA - SAPEAÇU C1				
-1SP500AIB500A	.4397	1.5528	3.6681	232. 0 0
0				
-2SP500BIB500B	.0183	.2654	6.05	232. 0 0
0				
-3SP500CIB500C				0
C				
C				
C				
%#####				
C LT 230 kV BOM JESUS DA LAPA - BARREIRAS				
-1BJ230ABA230A	.321	1.3745	1.6128	233.5 0 0
0				
-2BJ230BBA230B	.0963	.5025	3.29	233.5 0 0
0				
-3BJ230CBA230C				0
C LT 230 kV BOM JESUS DA LAPA - IGAPORÃ 2				
-1BJ230AX0101A	.2674	1.0076	2.7872	115. 0 0
0				
-2BJ230BX0101B	.0437	.3119	5.69	115. 0 0
0				
-3BJ230CX0101C				0
C LT 230 kV BOM JESUS DA LAPA - BROTAS				
-1BJ230AIG230A	.5092	1.9032	1.9248	173.57 0 0
0				
-2BJ230BIG230B	.1134	.6156	3.93	173.57 0 0
0				
-3BJ230CIG230C				0
C LT 230 kV PIRAPORA 2 - VARZEA PALMA 1				
-1PI345AVP345A	.3215	1.4365	2.8089	34.8 0 0
0				
-2PI345BVP345B	.0363	.3796	4.3698	34.8 0 0
0				
-3PI345CVP345C				0
C LT 230 kV PIRAPORA 2 - MONTES CLAROS				
-1PI345AMC345A	.3878	1.3826	2.5336	162. 0 0
0				

-2PI345BMC345B	.0316	.335	3.9415	162. 0 0
0				
-3PI345CMC345C				0
C LT 230 kV MONTES CLAROS - VARZEA PALMA 1				
-1MC345AVP345A	.3637	1.4622	2.6696	145.3 0 0
0				
-2MC345BVP345B	.0328	.3604	4.1532	145.3 0 0
0				
-3MC345CVP345C				0
C LT 230 kV MONTES CLAROS - IRAPE				
-1IR345AMC345A	.3858	1.4789	2.9596	138.5 0 0
0				
-2IR345BMC345B	.0352	.3609	4.6042	138.5 0 0
0				
-3IR345CMC345C				0
C LT 230 kV TRES MARIAS - VARZEA PALMA 1				
-1VP345ATM345A	.3963	1.418	2.7006	94.6 0 0
0				
-2VP345BTM345B	.034	.3661	4.2012	94.6 0 0
0				
-3VP345CTM345C				0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - BANDEIRANTES C1				
-1BA345ASA345A	.3819	1.4466	2.8275	157. 0 0
0				
-2BA345BSA345B	.0326	.3639	4.3988	157. 0 0
0				
-3BA345CSA345C				0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - BANDEIRANTES C2				
-1BA345ASA345A	.385	1.4558	2.864	155. 0 0
0				
-2BA345BSA345B	.032	.3686	4.46	155. 0 0
0				
-3BA345CSA345C				0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - BRASILIA SUL C1				
-1BS345ASA345A	.6885	2.5958	4.7957	12.5 0 0
0				
-2BS345BSA345B	.0571	.6285	7.46	12.5 0 0
0				
-3BS345CSA345C				0
C LT 500 kV SAMAMBAIA - BRASILIA SUL C2				
-1BS345ASA345A	.5642	2.1304	3.9964	15. 0 0
0				
-2BS345BSA345B	.0476	.5237	6.22	15. 0 0
0				
-3BS345CSA345C				0
\$VINTAGE,0				
C TRAFO PIRAPORA 345/138/13,8 KV - 300 MVA				
TRANSFORMER	6.36851169.6X0004A	1.E6		0
9.23023211E+00	8.06962517E+02			
4.59354332E+01	8.96625019E+02			
2.86352604E+02	9.56400021E+02			
6.21082180E+02	1.00123127E+03			
9999				
1PI345A	.76830.725208.75			
2PI138A	.11194.475379.674			
3X0005AX0005B	.0103 .4114 13.8			
TRANSFORMER X0004A		X0004B		
1PI345B				
2PI138B				
3X0005BX0005C				
TRANSFORMER X0004A		X0004C		
1PI345C				
2PI138C				
3X0005CX0005A				
C TRAFO PIRAPORA 345/138/13,8 KV - 300 MVA				
TRANSFORMER	6.36851169.6X0006A	1.E6		0
9.23023211E+00	8.06962517E+02			
4.59354332E+01	8.96625019E+02			

```

2.86352604E+02  9.56400021E+02
6.21082180E+02  1.00123127E+03
9999
1PI345A          .76830.725208.75
2PI138A          .11194.475379.674
3X0007AX0007B    .0103 .4114 13.8
TRANSFORMER X0006A          X0006B
1PI345B
2PI138B
3X0007BX0007C
TRANSFORMER X0006A          X0006C
1PI345C
2PI138C
3X0007CX0007A
C TRAFO PIRAPORA 2 500/345/13,8 KV - 1050 MVA
TRANSFORMER          22.291169.6TR3PIA 1.E6 0
2.22899810E+01  1.16956491E+03
1.10928948E+02  1.29951657E+03
6.91509599E+02  1.38615101E+03
1.49984419E+03  1.45112684E+03
9999
1PI500A          .392815.711303.11
2PI345A          .16966.7844199.19
3PI133API133B    .0103 .4114 13.8
TRANSFORMER TR3PIA          TR3PIB
1PI500B
2PI345B
3PI133BPI133C
TRANSFORMER TR3PIA          TR3PIC
1PI500C
2PI345C
3PI133CPI133A
C TRAFO PARACATU 500/138/13,8 KV - 300 MVA
TRANSFORMER          6.36851169.6TR1PAA 1.E6 0
6.36856599E+00  1.16956491E+03
3.16939850E+01  1.29951657E+03
1.97574171E+02  1.38615101E+03
4.28526911E+02  1.45112684E+03
9999
1PA500A          1.353554.139 277.7
2PA138A          .11144.456379.674
3PA132APA132B    .0097 .3885 13.8
TRANSFORMER TR1PAA          TR1PAB
1PA500B
2PA138B
3PA132BPA132C
TRANSFORMER TR1PAA          TR1PAC
1PA500C
2PA138C
3PA132CPA132A
C TRAFO PARACATU 500/138/13,8 KV - 300 MVA
TRANSFORMER          6.36851169.6TR2PAA 1.E6 0
6.36856599E+00  1.16956491E+03
3.16939850E+01  1.29951657E+03
1.97574171E+02  1.38615101E+03
4.28526911E+02  1.45112684E+03
9999
1PA500A          1.353554.139 277.7
2PA138A          .11144.456379.674
3PA131APA131B    .0097 .3885 13.8
TRANSFORMER TR2PAA          TR2PAB
1PA500B
2PA138B
3PA131BPA131C
TRANSFORMER TR2PAA          TR2PAC
1PA500C
2PA138C
3PA131CPA131A

```

C TRAF0 MONTES CLAROS 500/345/13,8 KV - 150 MVA
 TRANSFORMER 4.4965806.96X0009A 1.E6 0
 4.49654307E+00 8.06962517E+02
 2.23776230E+01 8.96625019E+02
 1.39497773E+02 9.56400021E+02
 3.02562573E+02 1.00123127E+03
 9999
 1MC345A .731429.257203.37
 2MC138A .11234.490679.674
 3MC131AMC131B .0171 .6835 13.8
 TRANSFORMER X0009A X0009B
 1MC345B
 2MC138B
 3MC131BMC131C
 TRANSFORMER X0009A X0009C
 1MC345C
 2MC138C
 3MC131CMC131A
 C TRAF0 MONTES CLAROS 500/345/13,8 KV - 150 MVA
 TRANSFORMER 4.4965806.96X0011A 1.E6 0
 4.49654307E+00 8.06962517E+02
 2.23776230E+01 8.96625019E+02
 1.39497773E+02 9.56400021E+02
 3.02562573E+02 1.00123127E+03
 9999
 1MC345A .731429.257203.37
 2MC138A .11234.490679.674
 3MC132AMC132B .0171 .6835 13.8
 TRANSFORMER X0011A X0011B
 1MC345B
 2MC138B
 3MC132BMC132C
 TRANSFORMER X0011A X0011C
 1MC345C
 2MC138C
 3MC132CMC132A
 C TRAF0 MONTES CLAROS 500/345/13,8 KV - 150 MVA
 TRANSFORMER 4.4965806.96X0013A 1.E6 0
 4.49654307E+00 8.06962517E+02
 2.23776230E+01 8.96625019E+02
 1.39497773E+02 9.56400021E+02
 3.02562573E+02 1.00123127E+03
 9999
 1MC345A 1.572729.257203.37
 2MC138A .0014 .057179.674
 3MC133AMC133B .0142 .5685 13.8
 TRANSFORMER X0013A X0013B
 1MC345B
 2MC138B
 3MC133BMC133C
 TRANSFORMER X0013A X0013C
 1MC345C
 2MC138C
 3MC133CMC133A
 C TRAF0 VARZEA PALMA 345/138/13,8 KV - 150 MVA
 TRANSFORMER 4.4965806.96X0015A 1.E6 0
 4.49654307E+00 8.06962517E+02
 2.23776230E+01 8.96625019E+02
 1.39497773E+02 9.56400021E+02
 3.02562573E+02 1.00123127E+03
 9999
 1VP345A 1.061542.467167.91
 2VP138A .001 .038179.674
 3VP131AVP131B .0141 .563 13.8
 TRANSFORMER X0015A X0015B
 1VP345B
 2VP138B
 3VP131BVP131C

```

TRANSFORMER X0015A                                X0015C
1VP345C
2VP138C
3VP131CVP131A
C TRAF0 VARZEA PALMA 345/138/13,8 KV - 150 MVA
TRANSFORMER                                4.4965806.96X0017A 1.E6
4.49654307E+00 8.06962517E+02
2.23776230E+01 8.96625019E+02
1.39497773E+02 9.56400021E+02
3.02562573E+02 1.00123127E+03
9999
1VP345A                                1.377655.102203.97
2VP138A                                .0167 .666579.674
3VP132AVP132B                            .0143 .5739 13.8
TRANSFORMER X0017A                                X0017B
1VP345B
2VP138B
3VP132BVP132C
TRANSFORMER X0017A                                X0017C
1VP345C
2VP138C
3VP132CVP132A
C TRAF0 VARZEA PALMA 345/138/13,8 KV - 150 MVA
TRANSFORMER                                4.4965806.96X0019A 1.E6
4.49654307E+00 8.06962517E+02
2.23776230E+01 8.96625019E+02
1.39497773E+02 9.56400021E+02
3.02562573E+02 1.00123127E+03
9999
1VP345A                                1.364 54.56204.16
2VP138A                                .0163 .653279.674
3VP133AVP133B                            .0142 .5699 13.8
TRANSFORMER X0019A                                X0019B
1VP345B
2VP138B
3VP133BVP133C
TRANSFORMER X0019A                                X0019C
1VP345C
2VP138C
3VP133CVP133A
C TRAF0 SAMAMBAIA 500/345/13,8 KV - 1050 MVA
TRANSFORMER                                22.291169.6X0021A 1.E6
2.22899810E+01 1.16956491E+03
1.10928948E+02 1.29951657E+03
6.91509599E+02 1.38615101E+03
1.49984419E+03 1.45112684E+03
9999
1SA500A                                .315612.625288.68
2SA345A                                .13915.5626191.62
3SA131ASA131B                            .02781.1118 13.8
TRANSFORMER X0021A                                X0021B
1SA500B
2SA345B
3SA131BSA131C
TRANSFORMER X0021A                                X0021C
1SA500C
2SA345C
3SA131CSA131A
C TRAF0 SAMAMBAIA 500/345/13,8 KV - 1050 MVA
TRANSFORMER                                22.291169.6X0022A 1.E6
2.22899810E+01 1.16956491E+03
1.10928948E+02 1.29951657E+03
6.91509599E+02 1.38615101E+03
1.49984419E+03 1.45112684E+03
9999
1SA500A                                .315612.625288.68
2SA345A                                .13915.5626191.62
3SA132ASA132B                            .02781.1118 13.8

```

TRANSFORMER X0022A	X0022B	
1SA500B		
2SA345B		
3SA132BSA132C		
TRANSFORMER X0022A	X0022C	
1SA500C		
2SA345C		
3SA132CSA132A		
C TRAF0 SAMAMBAIA 500/345/13,8 KV - 1050 MVA		
TRANSFORMER	22.291169.6X0023A	1.E6
2.22899810E+01	1.16956491E+03	0
1.10928948E+02	1.29951657E+03	
6.91509599E+02	1.38615101E+03	
1.49984419E+03	1.45112684E+03	
9999		
1SA500A	.315612.625288.68	
2SA345A	.13915.5626191.62	
3SA133ASA133B	.02781.1118 13.8	
TRANSFORMER X0023A	X0023B	
1SA500B		
2SA345B		
3SA133BSA133C		
TRANSFORMER X0023A	X0023C	
1SA500C		
2SA345C		
3SA133CSA133A		
C TRAF0 SAMAMBAIA 345/138/13,8 KV - 225 MVA		
TRANSFORMER	6.3902806.96X0024A	1.E6
6.39016069E+00	8.06962517E+02	0
3.18014538E+01	8.96625019E+02	
1.98244111E+02	9.56400021E+02	
4.29979971E+02	1.00123127E+03	
9999		
1SA345A	.636825.471199.19	
2SA138A	.0983 3.93 78.24	
3SA136ASA136B	.0138 .5513 13.8	
TRANSFORMER X0024A	X0024B	
1SA345B		
2SA138B		
3SA136BSA136C		
TRANSFORMER X0024A	X0024C	
1SA345C		
2SA138C		
3SA136CSA136A		
C TRAF0 SAMAMBAIA 345/138/13,8 KV - 225 MVA		
TRANSFORMER	6.3902806.96X0025A	1.E6
6.39016069E+00	8.06962517E+02	0
3.18014538E+01	8.96625019E+02	
1.98244111E+02	9.56400021E+02	
4.29979971E+02	1.00123127E+03	
9999		
1SA345A	.636825.471199.19	
2SA138A	.0983 3.93 78.24	
3SA135ASA135B	.0138 .5513 13.8	
TRANSFORMER X0025A	X0025B	
1SA345B		
2SA138B		
3SA135BSA135C		
TRANSFORMER X0025A	X0025C	
1SA345C		
2SA138C		
3SA135CSA135A		
C TRAF0 SAMAMBAIA 345/138/13,8 KV - 225 MVA		
TRANSFORMER	6.3902806.96X0026A	1.E6
6.39016069E+00	8.06962517E+02	0
3.18014538E+01	8.96625019E+02	
1.98244111E+02	9.56400021E+02	
4.29979971E+02	1.00123127E+03	

```

9999
1SA345A          .636825.471199.19
2SA138A          .0983  3.93  78.24
3SA134ASA134B    .0138  .5513  13.8
  TRANSFORMER X0026A          X0026B
1SA345B
2SA138B
3SA134BSA134C
  TRANSFORMER X0026A          X0026C
1SA345C
2SA138C
3SA134CSA134A
C TRAF0 SERRA DA MESA 1  500/230/13,8 KV - 400 MVA
  TRANSFORMER          7.83821169.6X0027A  1.E6
7.83823507E+00  1.16956491E+03
  3.90079816E+01  1.29951657E+03
  2.43168211E+02  1.38615101E+03
  5.27417736E+02  1.45112684E+03
9999
1S1500A          1.003140.1252.89E5
2S1230A          .19247.69491.26E5
3S1131AS1131B    .0098  .3904  13.8
  TRANSFORMER X0027A          X0027B
1S1500B
2S1230B
3S1131BS1131C
  TRANSFORMER X0027A          X0027C
1S1500C
2S1230C
3S1131CS1131A
C TRAF0 SERRA DA MESA 1  500/230/13,8 KV - 400 MVA
  TRANSFORMER          7.83821169.6X0028A  1.E6
7.83823507E+00  1.16956491E+03
  3.90079816E+01  1.29951657E+03
  2.43168211E+02  1.38615101E+03
  5.27417736E+02  1.45112684E+03
9999
1S1500A          1.003140.1252.89E5
2S1230A          .19247.69491.26E5
3S1132AS1132B    .0098  .3904  13.8
  TRANSFORMER X0028A          X0028B
1S1500B
2S1230B
3S1132BS1132C
  TRANSFORMER X0028A          X0028C
1S1500C
2S1230C
3S1132CS1132A
C TRAF0 BOM JESUS DA LAPA  500/230/13,8 KV - 300 MVA
  TRANSFORMER          6.36851169.6X0029A  1.E6
6.36856599E+00  1.16956491E+03
  3.16939850E+01  1.29951657E+03
  1.97574171E+02  1.38615101E+03
  4.28526911E+02  1.45112684E+03
9999
1BJ500A          .844433.775288.68
2BJ230A          .15356.1414 123.1
3BJ132ABJ132B    .0103  .4114  13.8
  TRANSFORMER X0029A          X0029B
1BJ500B
2BJ230B
3BJ132BBJ132C
  TRANSFORMER X0029A          X0029C
1BJ500C
2BJ230C
3BJ132CBJ132A
C TRAF0 BOM JESUS DA LAPA  500/230/13,8 KV - 300 MVA
  TRANSFORMER          6.36851169.6X0030A  1.E6

```

```

6.36856599E+00  1.16956491E+03
  3.16939850E+01  1.29951657E+03
  1.97574171E+02  1.38615101E+03
  4.28526911E+02  1.45112684E+03
      9999
1BJ500A          .844433.775288.68
2BJ230A          .15356.1414 123.1
3BJ131ABJ131B    .0103 .4114 13.8
  TRANSFORMER X0030A          X0030B
1BJ500B
2BJ230B
3BJ131BBJ131C
  TRANSFORMER X0030A          X0030C
1BJ500C
2BJ230C
3BJ131CBJ131A
C TRAF0 IBICOARA  500/230/13,8 KV - 300 MVA
  TRANSFORMER          6.36851169.6X0031A  1.E6
6.36856599E+00  1.16956491E+03
  3.16939850E+01  1.29951657E+03
  1.97574171E+02  1.38615101E+03
  4.28526911E+02  1.45112684E+03
      9999
1IB500A          1.5375  61.5288.68
2IB230A          .291111.646125.62
3IB131AIB131B    .0103 .4114 13.8
  TRANSFORMER X0031A          X0031B
1IB500B
2IB230B
3IB131BIB131C
  TRANSFORMER X0031A          X0031C
1IB500C
2IB230C
3IB131CIB131A
C TRAF0 SERRA DA MESA 1  500/13,8 KV - 431 MVA
  TRANSFORMER          7.03771169.6X0033A  1.E6
7.03775531E+00  1.16956491E+03
  3.50242914E+01  1.29951657E+03
  2.18334657E+02  1.38615101E+03
  4.73555200E+02  1.45112684E+03
      9999
1S1500A          .391715.669303.11
2SM132ASM132B    .0009 .0358 13.8
  TRANSFORMER X0033A          X0033B
1S1500B
2SM132BSM132C
  TRANSFORMER X0033A          X0033C
1S1500C
2SM132CSM132A
51SM132AX0036A          .3304
52SM132BX0036B          .3304
53SM132CX0036C
C TRAF0 SERRA DA MESA 1  500/13,8 KV - 431 MVA
  TRANSFORMER          7.03771169.6X0037A  1.E6
7.03775531E+00  1.16956491E+03
  3.50242914E+01  1.29951657E+03
  2.18334657E+02  1.38615101E+03
  4.73555200E+02  1.45112684E+03
      9999
1S1500A          .391715.669303.11
2SM131ASM131B    .0009 .0358 13.8
  TRANSFORMER X0037A          X0037B
1S1500B
2SM131BSM131C
  TRANSFORMER X0037A          X0037C
1S1500C
2SM131CSM131A
51SM131AX0040A          .3304

```

```

52SM131BX0040B .3304
53SM131CX0040C
C inserido banco para terceira máquina
#####%
C TRAF0 SERRA DA MESA 1 500/13,8 KV - 431 MVA
TRANSFORMER 7.03771169.6X0037A 1.E6 0
7.03775531E+00 1.16956491E+03
3.50242914E+01 1.29951657E+03
2.18334657E+02 1.38615101E+03
4.73555200E+02 1.45112684E+03
9999
1S1500A .391715.669303.11
2SM131ASM131B .0009 .0358 13.8
TRANSFORMER X0037A X0037B
1S1500B
2SM131BSM131C
TRANSFORMER X0037A X0037C
1S1500C
2SM131CSM131A
51SM131AX1040A .3304
52SM131BX1040B .3304
53SM131CX1040C
C
#####
#
C REATORES
MC345A 16.67 5.E3 0
MC345B 16.67 5.E3 0
MC345C 16.67 5.E3 0
C X0001A 6.131838.2 0
C X0001B 6.131838.2 0
C X0001C 6.131838.2 0
C X0002A 6.131838.2 0
C X0002B 6.131838.2 0
C X0002C 6.131838.2 0
C X0094A 3.09 925.9 0
C X0094B 3.09 925.9 0
C X0094C 3.09 925.9 0
C X0098A 3.09 925.9 0
C X0098B 3.09 925.9 0
C X0098C 3.09 925.9 0
PI500A 4.17 1250. 0
PI500B 4.17 1250. 0
PI500C 4.17 1250. 0
LU500A 4.17 1250. 0
LU500B 4.17 1250. 0
LU500C 4.17 1250. 0
S2500A 6.131838.2 0
S2500B 6.131838.2 0
S2500C 6.131838.2 0
S2500A 6.131838.2 0
S2500B 6.131838.2 0
S2500C 6.131838.2 0
C reator de 200 MVar
RE500A 4.17 1250. 0
RE500B 4.17 1250. 0
RE500C 4.17 1250. 0
C reator de 150 MVar
BJ500A 5.561666.7 0
BJ500B 5.561666.7 0
BJ500C 5.561666.7 0
C BJ500A 8.33 2500. 0
C BJ500B 8.33 2500. 0
C BJ500C 8.33 2500. 0
S1500A 11.343401.4 0
S1500B 11.343401.4 0
S1500C 11.343401.4 0
X0095A 11.343401.4 0

```


X0095B	11.343401.4	0
X0095C	11.343401.4	0
C	colocado	no
#####	#####	#####
C S1500A	6.131838.2	0
C S1500B	6.131838.2	0
C S1500C	6.131838.2	0
C		
#####	#####	#####
##		
X0096A	6.131838.2	0
X0096B	6.131838.2	0
X0096C	6.131838.2	0
X0097A	6.131838.2	0
X0097B	6.131838.2	0
X0097C	6.131838.2	0
S1500A	6.131838.2	0
S1500B	6.131838.2	0
S1500C	6.131838.2	0
X0102A	4.761428.6	0
X0102B	4.761428.6	0
X0102C	4.761428.6	0
X0099A	4.761428.6	0
X0099B	4.761428.6	0
X0099C	4.761428.6	0
X0041A	4.17 1250.	0
X0041B	4.17 1250.	0
X0041C	4.17 1250.	0
X0042A	4.17 1250.	0
X0042B	4.17 1250.	0
X0042C	4.17 1250.	0
BA500A	5.561666.7	0
BA500B	5.561666.7	0
BA500C	5.561666.7	0
BJ500A	5.561666.7	0
BJ500B	5.561666.7	0
BJ500C	5.561666.7	0
BA500A	5.561666.7	0
BA500B	5.561666.7	0
BA500C	5.561666.7	0
GI500A	3.09 925.9	0
GI500B	3.09 925.9	0
GI500C	3.09 925.9	0
X0043A	3.09 925.9	0
X0043B	3.09 925.9	0
X0043C	3.09 925.9	0
SJ500A	8.33 2500.	0
SJ500B	8.33 2500.	0
SJ500C	8.33 2500.	0
X0100A	3.09 925.9	0
X0100B	3.09 925.9	0
X0100C	3.09 925.9	0
MI500A	3.09 925.9	0
MI500B	3.09 925.9	0
MI500C	3.09 925.9	0
X0103A	3.09 925.9	0
X0103B	3.09 925.9	0
X0103C	3.09 925.9	0
MI500A	3.09 925.9	0
MI500B	3.09 925.9	0
MI500C	3.09 925.9	0
GI500A	4.17 1250.	0
GI500B	4.17 1250.	0
GI500C	4.17 1250.	0
IB500A	4.17 1250.	0
IB500B	4.17 1250.	0
IB500C	4.17 1250.	0
IB500A	5.561666.7	0

IB500B	5.561666.7	0
IB500C	5.561666.7	0
IB500A	8.33 2500.	0
IB500B	8.33 2500.	0
IB500C	8.33 2500.	0
BJ230A	17.63 5290.	0
BJ230B	17.63 5290.	0
BJ230C	17.63 5290.	0
BA230A	17.63 5290.	0
BA230B	17.63 5290.	0
BA230C	17.63 5290.	0
\$VINTAGE,1		
C C Capacitor Série 174 MVar		
C % RE500AX0102A		69163.
0		
C RE500BX0102B		69163.
0		
C RE500CX0102C		69163.
0		
C C Capacitor Série 174 MVar		
C X0099ABA500A		69163.
0		
C X0099BBA500B		69163.
0		
C X0099CBA500C		69163.
0		
C C Capacitor Série 397 MVar		
C X0098ARE500A	51662.	0
C X0098BRE500B		51662.
0		
C X0098CRE500C		51662.
0		
C C Capacitor Série 397 MVar		
C LU500AX0094A		51662.
0		
C LU500BX0094B		51662.
0		
C LU500CX0094C		51662.
0		
C C Capacitor Série		
C LU500AX0001A		40282.
0		
C LU500BX0001B		40282.
0		
C LU500CX0001C		40282.
0		
C C Capacitor Série		
C X0002AS2500A		40282.
0		
C X0002BS2500B		40282.
0		
C X0002CS2500C		40282.
0		
C Capacitor Série		
PE500AX0003A	28239.	0
PE500BX0003B	28239.	0
PE500CX0003C	28239.	0
C Capacitor Série		
X0042AGI500A	47059.	0
X0042BGI500B	47059.	0
X0042CGI500C	47059.	0
C Capacitor Série		
BA500AX0041A	47059.	0
BA500BX0041B	47059.	0
BA500CX0041C	47059.	0
C Capacitor Série		
GI500AX0100A	23571.	0
GI500BX0100B	23571.	0

GI500CX0100C	23571.	0
C Capacitor Série		
GI500AX0103A	23571.	0
GI500BX0103B	23571.	0
GI500CX0103C	23571.	0
C Capacitor Série		
X0043ASJ500A	23175.	0
X0043BSJ500B	23175.	0
X0043CSJ500C	23175.	0
C Capacitor Série		
SA500AX0097A	32051.	0
SA500BX0097B	32051.	0
SA500CX0097C	32051.	0
C Capacitor Série		
SA500AX0096A	32051.	0
SA500BX0096B	32051.	0
SA500CX0096C	32051.	0
C Capacitor Série		
SA500AX0095A	21858.	0
SA500BX0095B	21858.	0
SA500CX0095C	21858.	0
C CARGA EM PARACATU 500 KV - 126 MW		
PA500A	2200.02	0
PA500B	2200.02	0
PA500C	2200.02	0
\$VINTAGE,0		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BROTAS 230 KV		
51IG230AEQBR2A	3.02	58.83
52IG230BEQBR2B	20.51	236.77
53IG230CEQBR2C		
51BJ230AEQBJ2A		224.11
52BJ230BEQBJ2B		3568.49
53BJ230CEQBJ2C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BARREIRAS 230 KV		
51BA230AEQBA2A		23.47
52BA230BEQBA2B		154.39
53BA230CEQBA2C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IBICOARA 230 KV		
51IB230AEQIB2A	41.17	186.05
52IB230BEQIB2B	41.52	236.11
53IB230CEQIB2C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IGAPORÃ 230 KV		
51X0101AEQIG2A	.48	14.07
52X0101BEQIG2B	.77	46.14
53X0101CEQIG2C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV		
51SJ500AEQJS5A	10.45	47.46
52SJ500BEQJS5B	1.59	19.33
53SJ500CEQJS5C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - MIRACEMA 500 KV		
51MI500AEQMI5A	39.14	3.94
52MI500BEQMI5B	2.58	28.15
53MI500CEQMI5C		
C #####		
C deslocado o equivalente para atrás de sapeaçu		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IBICOARA 500 KV		
C 51IB500AEQIB5A	57.74	214.22
C 52IB500BEQIB5B	4.	69.59
C 53IB500CEQIB5C		
C		
51SP500AEQIB5A	57.74	214.22
52SP500BEQIB5B	4.	69.59
53SP500CEQIB5C		
C #####		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IRAPÉ 345 KV		
51IR345AEQIR3A	.15	28.77
52IR345BEQIR3B	2.18	85.13
53IR345CEQIR3C		

C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - TRÊS MARIAS 345 KV		
51TM345AEQTM3A	1.09	25.6
52TM345BEQTM3B	2.02	33.96
53TM345CEQTM3C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PARACATÚ 500 KV		
51PA500AEQPA5A	64.53	303.8
52PA500BEQPA5B	4.78	87.72
53PA500CEQPA5C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - MONTES CLAROS 138 KV		
51MC138AEQMC1A	92.79	324.09
52MC138BEQMC1B	51.17	240.14
53MC138CEQMC1C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PIRAPORA 138 KV		
51PI138AEQPI1A	214.19	674.41
52PI138BEQPI1B	207.22	503.85
53PI138CEQPI1C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - VARZEA PALMA 138 KV		
51VP138AEQVP1A	89.69	324.68
52VP138BEQVP1B	127.26	287.58
53VP138CEQVP1C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PARACATÚ 138 KV		
51PA138AEQPA1A	26.34	84.76
52PA138BEQPA1B	8.13	37.09
53PA138CEQPA1C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SAMAMBAI 500 KV		
51SA500AEQSA5A	54.89	216.19
52SA500BEQSA5B	4.04	77.76
53SA500CEQSA5C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SAMAMBAIA 138 KV		
51SA138AEQSA1A	1.61	10.55
52SA138BEQSA1B	5.56	44.3
53SA138CEQSA1C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SERRA DA MESA 1 - 230 KV		
51S1230AEQS12A	4.8	33.04
52S1230BEQS12B	1.94	34.66
53S1230CEQS12C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BANDEIRANTES - 345 KV		
51BA345AEQBA3A	.95	21.26
52BA345BEQBA3B	1.79	26.8
53BA345CEQBA3C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BRASILIA SUL 345 KV		
51BS345AEQBS3A	.66	20.09
52BS345BEQBS3B	6.63	89.23
53BS345CEQBS3C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - LUZIANIA 138 KV		
51LU138AEQLU1A	130.57	483.37
52LU138BEQLU1B	1077.7	2262.43
53LU138CEQLU1C		
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PEIXE 500 KV		
51PE500AEQPE5A	4.	123.36
52PE500BEQPE5B	.35	214.98
53PE500CEQPE5C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV - MIRACEMA 500 KV		
51SJ500AMI500A	1191.	2235.13
52SJ500BMI500B	9.45	60.82
53SJ500CMI500C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV - IBICOARA 500 KV		
51IB500ASJ500A	1.86E6	1212325.
52IB500BSJ500B	204.9	1033.1
53IB500CSJ500C		
C retirado #####		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - MIRACEMA 500 KV - S. DA MESA 1 500 KV		
C 51S1500AMI500A	74.07	90.12
C 52S1500BMI500B	6.54	37.5
C 53S1500CMI500C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - MIRACEMA 500 KV - PEIXE 500 KV		
C 51PE500AMI500A	57.67	272.18
C 52PE500BMI500B	3.38	14.11

```

C 53PE500CMI500C
C #####
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - TRÊS MARIAS 345 KV - BANDEIRANTES 345 KV
51TM345ABA345A          6.02E5      963471.67
52TM345BBA345B          295.37      2176.73
53TM345CBA345C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - TRÊS MARIAS 345 KV - BRASILIA SUL 345 KV
51TM345ABS345A          -6.3E4      -571320.
52TM345BBS345B          1815.7      11330.7
53TM345CBS345C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - PARACATÚ 500 KV - SAMAMBAIA 500 KV
51PA500ASA500A          2702.3      6585.
52PA500BSA500B          29.43      388.15
53PA500CSA500C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - MONTES CLAROS138 KV - PIRAPORA138 KV
51PI138AMC138A          102.85      403.28
52PI138BMC138B          38.89      99.3
53PI138CMC138C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - MONTES CLAROS138 KV - VARZEA PALMA138 KV
51MC138AVP138A          88.87      279.07
52MC138BVP138B          43.37      74.76
53MC138CVP138C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - PIRAPORA138 KV - VARZEA PALMA 138 KV
51PI138AVP138A          9.1      33.97
52PI138BVP138B          4.39      3.95
53PI138CVP138C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - VARZEA PALMA 138 KV - PARACATÚ 138 KV
51PA138AVP138A          1.E5      106149.35
52PA138BVP138B          1619.2      812.68
53PA138CVP138C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - SAMAMBAI 345 KV - BRASILIA SUL 345 KV
51BS345ASA345A          307.56      278.8
52BS345BSA345B          1.19E5      119024.88
53BS345CSA345C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - SAMAMBAI 138 KV - LUZIANIA 138 KV
51SA138ALU138A          22.29      92.3
52SA138BLU138B          8.71      23.99
53SA138CLU138C
C retirado #####%
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - SERRA DA MESA 1 500 KV - PEIXE 500 KV
C 51S1500APE500A          93.81      157.75
C 52S1500BPE500B          5.24      31.49
C 53S1500CPE500C
C #####
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - BANDEIRANTES 345 KV - BRASILIA SUL 345 KV
51BS345ABA345A          2776.      4674.11
52BS345BBA345B          36.23      214.72
53BS345CBA345C
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV - BROTAS 230 KV
51X0044ASJ500A          703.83      2442.98
52X0044BSJ500B          703.83      2442.98
53X0044CSJ500C
C TRAFÓ DE TRANSFERENCIA - IDEAL
  TRANSFORMER          6.36856.3685X0045A  1.E6
    9999
1X0044A          .0001 .0001288.68
2IG230A          .0001 .0001132.79
  TRANSFORMER X0045A          X0045B
1X0044B
2IG230B
  TRANSFORMER X0045A          X0045C
1X0044C
2IG230C
  PA131A          .1
  PA131B          .1
  PA131C          .1
  LU131A          .1
  LU131B          .1

```

LU131C	.1	0
PI133A	.1	0
PI133B	.1	0
PI133C	.1	0
X0005A	.1	0
X0005B	.1	0
X0005C	.1	0
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - TRES MARIAS 345 KV - PARACATU 500 KV		
51X0048APA500A	55597. 105639.5	
52X0048BPA500B	141.64 1418.63	
53X0048CPA500C		
C TRAF0 DE TRANSFERENCIA - IDEAL		
TRANSFORMER	6.36856.3685X0049A 1.E6	0
9999		
1X0048A	.0001 .0001288.68	
2TM345A	.0001 .0001199.19	
TRANSFORMER X0049A	X0049B	
1X0048B		
2TM345B		
TRANSFORMER X0049A	X0049C	
1X0048C		
2TM345C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - TRES MARIAS 345 KV - PIRAPORA 138 KV		
51X0104ATM345A	1884.9 6187.51	
52X0104BTM345B	189.36 789.53	
53X0104CTM345C		
C TRAF0 DE TRANSFERENCIA - IDEAL		
TRANSFORMER	X0052A 1.E6	0
9999		
1X0104A	.0001 .0001199.19	
2PI138A	.0001 .0001 79.67	
TRANSFORMER X0052A	X0052B	
1X0104B		
2PI138B		
TRANSFORMER X0052A	X0052C	
1X0104C		
2PI138C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - TRES MARIAS 345 KV - VARZEA PALMA 138 KV		
51X0055ATM345A	1552.6 5843.25	
52X0055BTM345B	225.24 882.9	
53X0055CTM345C		
C TRAF0 DE TRANSFERENCIA - IDEAL		
TRANSFORMER	X0056A 1.E6	0
9999		
1X0055A	.0001 .0001199.19	
2VP138A	.0001 .0001 79.67	
TRANSFORMER X0056A	X0056B	
1X0055B		
2VP138B		
TRANSFORMER X0056A	X0056C	
1X0055C		
2VP138C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - TRES MARIAS 345 KV - SAMAMBAIA 500 KV		
51X0059ASA500A	32912. 59498.93	
52X0059BSA500B	94.1 916.33	
53X0059CSA500C		
C TRAF0 DE TRANSFERENCIA - IDEAL		
TRANSFORMER	X0060A 1.E6	0
9999		
1X0059A	.0001 .0001288.68	
2TM345A	.0001 .0001199.19	
TRANSFORMER X0060A	X0060B	
1X0059B		
2TM345B		
TRANSFORMER X0060A	X0060C	
1X0059C		
2TM345C		
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA - BRASILIA SUL 345 KV - PARACATÚ 500KV		

51X0063APA500A	978.5	56200.	
52X0063BPA500B	936.	7496.25	
53X0063CPA500C			
C TRAFÓ DE TRANSFERENCIA - IDEAL			
TRANSFORMER		X0064A	1.E6
9999			0
1X0063A	.0001	.0001288.68	
2BS345A	.0001	.0001199.18	
TRANSFORMER X0064A		X0064B	
1X0063B			
2BS345B			
TRANSFORMER X0064A		X0064C	
1X0063C			
2BS345C			
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA -		PARACATÚ 500KV - BANDEIRANTES 345 KV	
51X0067APA500A	92551.	170024.5	
52X0067BPA500B	149.04	1468.18	
53X0067CPA500C			
C TRAFÓ DE TRANSFERENCIA - IDEAL			
TRANSFORMER		X0068A	1.E6
9999			0
1X0067A	.0001	.0001288.68	
2BA345A	.0001	.0001199.18	
TRANSFORMER X0068A		X0068B	
1X0067B			
2BA345B			
TRANSFORMER X0068A		X0068C	
1X0067C			
2BA345C			
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA -		BANDEIRANTES 345 KV - SAMAMBAIA 500 KV	
51X0071ASA500A	8189.3	23067.75	
52X0071BSA500B	57.36	672.2	
53X0071CSA500C			
C TRAFÓ DE TRANSFERENCIA - IDEAL			
TRANSFORMER		X0072A	1.E6
9999			0
1X0071A	.0001	.0001288.68	
2BA345A	.0001	.0001199.18	
TRANSFORMER X0072A		X0072B	
1X0071B			
2BA345B			
TRANSFORMER X0072A		X0072C	
1X0071C			
2BA345C			
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA -		BRASILIA SUL 345 KV - SAMAMBAIA 500 KV	
51X0075ASA500A	252.5	2760.5	
52X0075BSA500B	371.48	3404.5	
53X0075CSA500C			
C TRAFÓ DE TRANSFERENCIA - IDEAL			
TRANSFORMER		X0076A	1.E6
9999			0
1X0075A	.0001	.0001288.68	
2BS345A	.0001	.0001199.18	
TRANSFORMER X0076A		X0076B	
1X0075B			
2BS345B			
TRANSFORMER X0076A		X0076C	
1X0075C			
2BS345C			
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA -		BRASILIA SUL 345 KV - SAMAMBAIA 138 KV	
51X0079ABS345A	1546.2	3925.5	
52X0079BBS345B	33.96	168.24	
53X0079CBS345C			
C TRAFÓ DE TRANSFERENCIA - IDEAL			
TRANSFORMER		X0080A	1.E6
9999			0
1X0079A	.0001	.0001199.18	
2SA138A	.0001	.0001 79.67	

TRANSFORMER X0080A		X0080B	
1X0079B			
2SA138B			
TRANSFORMER X0080A		X0080C	
1X0079C			
2SA138C			
C EQUIVALENTE DE TRANSFERENCIA -	BRASILIA SUL 345 KV -	SERRA DA MESA 1	230 KV
51X0083ABS345A	5111.	13709.25	
52X0083BBS345B	82.23	687.25	
53X0083CBS345C			
C TRAF0 DE TRANSFERENCIA - IDEAL			
TRANSFORMER	X0084A	1.E6	0
9999			
1X0083A	.0001	.0001199.18	
2S1230A	.0001	.0001132.79	
TRANSFORMER X0084A		X0084B	
1X0083B			
2S1230B			
TRANSFORMER X0084A		X0084C	
1X0083C			
2S1230C			
X0007A	.1		0
X0007B	.1		0
X0007C	.1		0
MC131A	.1		0
MC131B	.1		0
MC131C	.1		0
MC132A	.1		0
MC132B	.1		0
MC132C	.1		0
MC133A	.1		0
MC133B	.1		0
MC133C	.1		0
VP131A	.1		0
VP131B	.1		0
VP131C	.1		0
VP132A	.1		0
VP132B	.1		0
VP132C	.1		0
VP133A	.1		0
VP133B	.1		0
VP133C	.1		0
BJ132A	.1		0
BJ132B	.1		0
BJ132C	.1		0
BJ131A	.1		0
BJ131B	.1		0
BJ131C	.1		0
SA134A	.1		0
SA134B	.1		0
SA134C	.1		0
SA135A	.1		0
SA135B	.1		0
SA135C	.1		0
SA136A	.1		0
SA136B	.1		0
SA136C	.1		0
SA131A	.1		0
SA131B	.1		0
SA131C	.1		0
SA132A	.1		0
SA132B	.1		0
SA132C	.1		0
SA133A	.1		0
SA133B	.1		0
SA133C	.1		0
S1132A	.1		0
S1132B	.1		0


```

S1132C                                .1                                0
S1131A                                .1                                0
S1131B                                .1                                0
S1131C                                .1                                0
TRANSFORMER          4.40921169.5X0087A  1.E6                                0
    4.40915996          1169.5244
    21.9427497          1299.47155
    136.786857          1386.10299
    296.682754          1451.07657
    9999
1LU500A          1.7705 70.82297.62
2LU138A          .12695.075279.674
3LU131ALU131B          .0138 .5513 13.8
TRANSFORMER X0087A          X0087B
1LU500B
2LU138B
3LU131BLU131C
TRANSFORMER X0087A          X0087C
1LU500C
2LU138C
3LU131CLU131A
IB131A                                .1                                0
IB131B                                .1                                0
IB131C                                .1                                0
PA132A                                .1                                0
PA132B                                .1                                0
PA132C                                .1                                0
C ##### corrigidas as reatâncias do trafo #####
C TRAF0 DE TRANSFERENCIA - IDEAL
C TRANSFORMER          X0090A  1.E6                                0
C 9999
C 1TR-CEA          0.001 0.001288.68
C 2X0089AX0089B          0.001 0.001 13.8
C TRANSFORMER X0090A          X0090B
C 1TR-CEB
C 2X0089BX0089C
C TRANSFORMER X0090A          X0090C
C 1TR-CEC
C 2X0089CX0089A
C
C
C TRANSFORMADOR DO CE DE BJD COM REATÂNCIAS CORRETAS
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< V >
TRANSFORMER          X0090A
    9999
1TR-CEA          4.51 22.5 288.7
22X0089AX0089B          0.01 0.05 13.8
TRANSFORMER X0090A          X0090B
1TR-CEB
22X0089BX0089C
TRANSFORMER X0090A          X0090C
1TR-CEC
22X0089CX0089A
C
C COMPENSADOR ESTÁTICO
X0089A          .0039 1.16                                0
X0089B          .0039 1.16                                0
X0089C          .0039 1.16                                0
C
PI345A          4.961487.8                                0
PI345B          4.961487.8                                0
PI345C          4.961487.8                                0
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
BJ500ATR-CEA          MEASURING                                0
BJ500BTR-CEB          MEASURING                                0
BJ500CTR-CEC          MEASURING                                0
/SOURCE

```

```

C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP
>
C Alteradas as tensões da Se S. MEsa e Eqvs das maqs
#####%
C UHE SERRA DA MESA 1 - 1 MÁQUINA 472
14X0036A 0 10580. 63. -79.2 -1. 1.E3
14X0036B 0 10580. 63. -199.2 -1. 1.E3
14X0036C 0 10580. 63. 40.8 -1. 1.E3
C UHE SERRA DA MESA 1 - 1 MÁQUINA 472
14X0040A 0 10000. 63. -79.2 -1. 1.E3
14X0040B 0 10000. 63. -199.2 -1. 1.E3
14X0040C 0 10000. 63. 40.8 -1. 1.E3
C C UG3 de S MeSAa
#####%
C C UHE SERRA DA MESA 1 - 1 MÁQUINA 472
C 14X1040A 0 10000. 63. -79.2 -1. 1.E3
C 14X1040B 0 10000. 63. -199.2 -1. 1.E3
C 14X1040C 0 10000. 63. 40.8 -1. 1.E3
C
#####
#
C
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BROTAS 230 KV
14EQBR2A 0 182681. 63. -70. -1. 1.E3
14EQBR2B 0 182681. 63. -190. -1. 1.E3
14EQBR2C 0 182681. 63. 50. -1. 1.E3
C
#####
%
C C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - B. JESUS DA LAPA 230 KV
C 14EQBJ2A 0 342489. 63. 59. -1. 1.E3
C 14EQBJ2B 0 432489. 63. -61. -1. 1.E3
C 14EQBJ2C 0 342489. 63. 179. -1. 1.E3
C
#####
#
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BARREIRAS 230 KV
14EQBA2A 0 239656. 63. -78. -1. 1.E3
14EQBA2B 0 239656. 63. -198. -1. 1.E3
14EQBA2C 0 239656. 63. 42. -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IBICOARA 230 KV
14EQIB2A 0 203985. 63. -89.9 -1. 1.E3
14EQIB2B 0 203985. 63. -209.9 -1. 1.E3
14EQIB2C 0 203985. 63. 30.1 -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IGAPORÃ 230 KV
14EQIG2A 0 247246. 63. -60.3 -1. 1.E3
14EQIG2B 0 247246. 63. -180.3 -1. 1.E3
14EQIG2C 0 247246. 63. 59.7 -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV
14EQSJ5A 0 427953. 63. -68.2 -1. 1.E3
14EQSJ5B 0 427953. 63. -188.2 -1. 1.E3
14EQSJ5C 0 427953. 63. 51.8 -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - MIRACEMA 500 KV
14EQMI5A 0 492628. 63. -54.5 -1. 1.E3
14EQMI5B 0 492628. 63. -174.5 -1. 1.E3
14EQMI5C 0 492628. 63. 65.5 -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IBICOARA 500 KV
14EQIB5A 0 482584. 63. -87.1 -1. 1.E3
14EQIB5B 0 482584. 63. -207.1 -1. 1.E3
14EQIB5C 0 482584. 63. 32.9 -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - IRAPÉ 345 KV
14EQIR3A 0 258072. 63. -59.6 -1. 1.E3
14EQIR3B 0 258072. 63. -179.6 -1. 1.E3
14EQIR3C 0 258072. 63. 60.4 -1. 1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - TRÊS MARIAS 345 KV
14EQTM3A 0 274815. 63. -57. -1. 1.E3
14EQTM3B 0 274815. 63. -177. -1. 1.E3
14EQTM3C 0 274815. 63. 63. -1. 1.E3

```

C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PARACATÚ 500 KV					
14EQPA5A 0	394013.	63.	-39.	-1.	1.E3
14EQPA5B 0	394013.	63.	-159.	-1.	1.E3
14EQPA5C 0	394013.	63.	81.	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - MONTES CLAROS 138 KV					
14EQMC1A 0	154749.	63.	-57.2	-1.	1.E3
14EQMC1B 0	154749.	63.	-177.2	-1.	1.E3
14EQMC1C 0	154749.	63.	62.8	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PIRAPORA 138 KV					
14EQPI1A 0	400197.	63.	3.5	-1.	1.E3
14EQPI1B 0	400197.	63.	-116.5	-1.	1.E3
14EQPI1C 0	400197.	63.	123.5	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - VARZEA PALMA 138 KV					
14EQVP1A 0	111170.	63.	-48.1	-1.	1.E3
14EQVP1B 0	111170.	63.	-168.1	-1.	1.E3
14EQVP1C 0	111170.	63.	71.9	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PARACATÚ 138 KV					
14EQPA1A 0	68510.	63.	-47.9	-1.	1.E3
14EQPA1B 0	68510.	63.	-167.9	-1.	1.E3
14EQPA1C 0	68510.	63.	72.1	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SAMAMBAI 500 KV					
14EQSA5A 0	458521.	63.	-31.	-1.	1.E3
14EQSA5B 0	458521.	63.	-151.	-1.	1.E3
14EQSA5C 0	458521.	63.	89.	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SAMAMBAIA 138 KV					
14EQSA1A 0	140340.	63.	-82.4	-1.	1.E3
14EQSA1B 0	140340.	63.	-202.4	-1.	1.E3
14EQSA1C 0	140340.	63.	37.6	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - SERRA DA MESA 1 - 230 KV					
14EQS12A 0	174075.	63.	-64.6	-1.	1.E3
14EQS12B 0	174075.	63.	-184.6	-1.	1.E3
14EQS12C 0	174075.	63.	55.4	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BANDEIRANTES - 345 KV					
14EQBA3A 0	253159.	63.	-32.3	-1.	1.E3
14EQBA3B 0	253159.	63.	-152.3	-1.	1.E3
14EQBA3C 0	253159.	63.	87.7	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - BRASILIA SUL 345 KV					
14EQBS3A 0	258032.	63.	-45.	-1.	1.E3
14EQBS3B 0	258032.	63.	-165.	-1.	1.E3
14EQBS3C 0	258032.	63.	75.	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - LUZIANIA 138 KV					
14EQLU1A 0	377112.	63.	24.3	-1.	1.E3
14EQLU1B 0	377112.	63.	-95.7	-1.	1.E3
14EQLU1C 0	377112.	63.	144.3	-1.	1.E3
C EQUIVALENTE DE REFERÊNCIA - PEIXE 500 KV					
14EQPE5A 0	461847.	63.	-85.6	-1.	1.E3
14EQPE5B 0	461847.	63.	-205.6	-1.	1.E3
14EQPE5C 0	461847.	63.	34.4	-1.	1.E3
C					
BLANK BRANCH					
BLANK SWITCH					
BLANK SOURCE					
BLANK OUTPUT					
BLANK PLOT					
BEGIN NEW DATA CASE					
BLANK					

ANEXO B – DADOS DAS ROTINAS DO OCTAVE

I. Rotina da Dados

%%%%%%%% DADOS OBTIDOS A PARTIR DO ARQUIVO COMTRADE COM t=132,5ms %%%%%%%%%

%%%%%%%% DADOS DA FASE EM FALTA E IO DO TERMINAL S (RIO DAS ÉGUAS) %%%%%%%%%

```
V1S_mod = 111500
```

$$V1S_{ang} = 169.4$$

```
I1S_mod = 1580.5
```

$$I1S_ang = 101.2$$
$$I_{OS_mod} = 385.20$$
$$I_{OS_ang} = 81.6$$

%%%%%%%% DADOS DA FASE EM FALTA E IO DO TERMINAL R (B. J. DA LAPA) %%%%%%%%%

V1R_mod = 178694

$$V1R_{ang} = 146.0$$

```
I1R_mod = 1698.8
```

$$I1R_{ang} = 65.5$$
$$I0R_mod = 749.96$$
$$I_{0R_ang} = 81.4$$

%%%%%%%% DADOS DE SEQ. NEGATIVA DO TERMINAL S (RIO DAS ÉGUAS) %%%%%%%%%

V2S_mod = 53548

$$V_{2S_ang} = -7.3$$

I2S_mod = 616.62

$$I2S_{ang} = 80.9$$

%%%%%%%% DADOS DE SEQ. NEGATIVA DO TERMINAL R (B. J. DA LAPA) %%%%%%%%%

V2R mod = 56296

$$V_{2R_ang} = -10.1$$
$$I2R_{mod} = 454.71$$
$$I_{2R_ang} = 82.8$$
[illegible]

II. Rotina da Localização da Falta

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% ROTINA PARA DETERMINAÇÃO DE LOCALIZAÇÃO DA FALTA %%%%%%%%%%%%%%%
clc
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% VALORES DO SISTEMA %%%%%%%%%%%%%%%
L = 322;                % Comprimento da LT em Km
R1L = 0.0185*L;         % Resistência de Seq positiva da LT em Ohms
X1L = 0.2741*L;         % Reatância de Seq positiva da LT em Ohms
R2L = 0.0185*L;         % Resistência de Seq negativa da LT em Ohms
X2L = 0.2741*L;         % Reatância de Seq negativa da LT em Ohms
R0L = 0.2926*L;         % Resistência de Seq Zero da LT em Ohms
X0L = 1.0128*L;         % Reatância de Seq Zero da LT em Ohms

Z1L = R1L+X1L*i;        % Impedancia de Seq. positiva da LT
Z2L = R2L+X2L*i;        % Impedancia de Seq. Negativa da LT
Z0L = R0L+X0L*i;        % Impedancia de Seq. Negativa da LT

%%% CALCULO DO FATOR k0 = (Z0L-Z1L)/(3Z1L) %%%%

K0 = (Z0L-Z1L)/(3*Z1L);

%%% CRIAÇÃO DOS FASORES PARA O TERMINAL S (RIO DAS ÉGUAS) %%%%

V1S = V1S_mod*(cosd(V1S_ang)+sind(V1S_ang)*i)
I1S = I1S_mod*(cosd(I1S_ang)+sind(I1S_ang)*i)
I0S = I0S_mod*(cosd(I0S_ang)+sind(I0S_ang)*i)

%%% CRIAÇÃO DOS FASORES PARA O TERMINAL R (B. J. DA LAPA) %%%%

V1R = V1R_mod*(cosd(V1R_ang)+sind(V1R_ang)*i)
I1R = I1R_mod*(cosd(I1R_ang)+sind(I1R_ang)*i)
I0R = I0R_mod*(cosd(I0R_ang)+sind(I0R_ang)*i)

%%% CALCULO DA LOCALIZACAO UTILIZANDO O FATOR k0 com IO %%%%%%%%%%

%% IMPED. VISTA PELO TERMINAL S
ZF0_S = V1S/(I1S+3*K0*I0S)

%% IMPED. VISTA PELO TERMINAL R
ZF0_R = V1R/(I1R+3*K0*I0R)

%% LOC. DA FALTA EM KM A PARTIR DO TERM. S
LOCFO_S = (abs(ZF0_S)/abs(Z1L))*L

%% LOC. DA FALTA EM KM A PARTIR DO TERM. R E REFERENCIADA AO TERMI. S
LOCFO_R = L - (abs(ZF0_R)/abs(Z1L))*L

%% CALCULO DA LOCALIZACAO COM DADOS DE SEQ. NEGATIVA DE AMBOS OS TERMINAIS %%

%% CRIAÇÃO DOS FASORES V2S, I2S, V2R, I2R

V2S = V2S_mod*(cosd(V2S_ang)+sind(V2S_ang)*i)
I2S = I2S_mod*(cosd(I2S_ang)+sind(I2S_ang)*i)

V2R = V2R_mod*(cosd(V2R_ang)+sind(V2R_ang)*i)
I2R = I2R_mod*(cosd(I2R_ang)+sind(I2R_ang)*i)

%% CALCULO DAS MATRIZES Z2R E Z2S

Z2S = (-1)*(V2S/I2S)
Z2R = (-1)*(V2R/I2R)

%% CALCULO DAS CONSTANTES (a, b, c, d, e, f, g e h)

a = real(I2S*Z2S);
b = imag(I2S*Z2S);
c = real(I2S*Z2L);

```


ANEXO C – DADOS OBTIDOS DOS ARQUIVOS COMTRADE PARA A LOCALIZAÇÃO DA FALTA

Tabela C1 – Dados para método do Fator k0 referentes aos casos reais simulados em ATP

CASO	FASE	DADOS PARA FATOR k0											
		TERMINAL S						TERMINAL R					
		V1		I1		I0		V1		I1		I0	
		Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (A)	Ang.
1	A	111,500	169,4°	1.580,5	101,2°	385,20	81,6°	178,694	146,0°	1.698,8	65,5°	749,96	81,4°
2	B	71,826	49,3°	1.828,9	-21,2°	502,24	-39,0°	205,281	29,8°	1.508,5	-57,0°	631,28	-38,5°
3	C	76,536	71,7°	1.748,8	-140,7°	498,23	-159,6°	222,769	-90,2°	1.356,7	179,1°	592,65	-157,9°
4	C	116,586	-72,2°	1.531,4	-140,1°	395,32	-161,8°	187,108	-93,1°	1.688,3	-178,9°	721,15	-160,9°

Tabela C2 – Dados para método de Sequência Negativa referentes aos casos reais simulados em ATP

CASO	FASE	DADOS PARA SEQUENCIA NEGATIVA							
		TERMINAL S				TERMINAL R			
		V2		I2		V2		I2	
		Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.
1	A	53,548	-7,3°	616,62	80,9°	56,296	-10,1°	454,71	82,8°
2	B	57,235	100,9°	663,01	-159,4°	47,87	99,3°	426,61	-156,1°
3	C	48,233	-133,9°	668,24	-38,5°	36,397	-132,4°	381,98	-39,9°
4	C	43,415	-133,5°	599,9	-39,9°	46,646	-135,8°	483,86	-43,0°

Tabela C3 – Dados para método do Fator k0 referentes aos registros de faltas reais em COMTRADE

CASO	FASE	DADOS PARA FATOR k0											
		TERMINAL S						TERMINAL R					
		V1		I1		I0		V1		I1		I0	
		Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (A)	Ang.
1	A	117,060	45,2°	1.985,2	-22,7°	352,07	-47,5°	154,690	66,6°	1.775,4	-20,2°	759,25	5,9°
2	B	75,597	-121,1°	1.989,6	171,5°	520,12	159,9°	193,090	-127,6°	1.282,9	151,3°	609,11	165,6°
3	C	71,239	-98,1°	1.903,5	-166,6°	516,76	-177,4°	193,050	-128,5°	1.271,1	148,7°	595,16	161,8°
4	C	108,650	43,2°	1.799,0	-23,1°	374,95	-43,3°	161,270	37,7°	1.508,7	-46,6°	707,80	-24,3°

Tabela C4 – Dados para método do de Sequência Negativa referentes aos registros de faltas reais em COMTRADE

CASO	FASE	DADOS PARA SEQUENCIA NEGATIVA							
		TERMINAL S				TERMINAL R			
		V2		I2		V2		I2	
		Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.
1	A	48,028	-146,3°	659,89	-50,1°	59,219	-88,8°	450,99	11,49°
2	B	52,061	-54,7°	734,11	38,6°	44,36	-56,4°	381,43	50,6°
3	C	53,139	-150,5°	716,18	-56,6°	46,222	-168,6°	373,2	-77,1°
4	C	49,428	-20,4°	648,95	74,5°	58,024	-0,6°	429,6	99,1°

Tabela C5 – Dados para método do Fator k0 referentes aos casos simulados ao longo da LT

CASO	FASE	DADOS PARA FATOR k0											
		TERMINAL S						TERMINAL R					
		V1		I1		I0							
		Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (A)	Ang.
5	A	28,910	166,9°	2.079,5	99,1°	590,14	83,7°	227,296	148,2°	1.239,6	62,4°	546,65	85,3°
	B	28,229	46,7°	2.108,8	-22,5°	599,33	-38,3°	221,208	30,5°	1.328,4	-58,5°	551,64	-37,0°
	C	33,585	-72,3°	2.002,1	-141,4°	574,00	-158,2°	234,173	-89,9°	1.231,2	178,4°	536,20	-156,0°
6	A	88,674	166,8°	1.694,4	100,9°	447,38	82,2°	198,406	146,2°	1.485,7	64,7°	659,75	83,1°
	B	88,489	49,2°	1.725,3	-20,7°	463,61	-39,5°	195,337	29,0°	1.629,6	-56,3°	678,56	-39,3°
	C	99,663	-74,1°	1.645,1	-140,2°	443,43	-160,6°	203,835	-92,9°	1.502,0	-179,6°	648,17	-159,0°
7	A	131,505	173,2°	1.469,4	99,8°	320,67	79,5°	140,405	145,7°	2.137,4	66,5°	900,52	78,9°
	B	132,240	51,0°	1.487,9	-20,8°	333,86	-41,2°	133,690	27,5°	2.373,5	-54,2°	949,22	-42,9°
	C	135,396	-69,2°	1.435,7	-140,8°	320,82	-162,3°	145,083	-92,7°	2.088,1	-177,8°	892,21	-164,2°
8	A	156,328	172,6°	1.425,6	96,5°	227,16	78,6°	50,876	140,5°	3.270,6	65,9°	1258,70	74,6°
	B	155,770	52,6°	1.467,9	-24,4°	245,85	-41,9°	48,482	25,3°	3.703,0	-54,6°	1317,60	-46,6°
	C	160,893	-67,9°	1.386,0	-144,1°	224,81	-163,1°	59,251	-99,1°	3.030,6	-177,6°	1258,00	-168,5°

Tabela C6 – Dados para método de Sequência Negativa referentes aos casos simulados ao longo da LT

CASO	FASE	DADOS PARA SEQUENCIA NEGATIVA							
		TERMINAL S				TERMINAL R			
		V2		I2		V2		I2	
		Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.	Mód. (kV)	Ang.	Mód. (A)	Ang.
5	A	64,384	-6,5°	746,09	83,1°	41,845	-3,8°	336,53	87,1°
	B	63,307	103,2°	737,53	-158,2°	42,472	98,6°	377,34	-155,7°
	C	54,592	-132,1°	735,34	-37,1°	30,967	-132,4°	351,05	-39,4°
6	A	55,66	-7,3°	635,73	81,8°	50,365	-7,0°	398,91	84,8°
	B	55,051	99,7°	635,48	-160,3°	51,527	100,3°	458,89	-156,1°
	C	44,229	-132,6°	625,52	-38,8°	41,635	-132,5°	429,89	-41,3°
7	A	52,237	-11,4°	605,47	77,4°	70,004	-13,9°	569,54	81,5°
	B	52,045	95,3°	591,66	-163,7°	72,021	99,4°	646,51	-158,9°
	C	42,265	-137,6°	599,15	-41,8°	61,607	-138,6°	589,34	-44,6°
8	A	54,247	-17,0°	643,83	72,7°	99,570	-19,0°	833,37	76,9°
	B	52,277	91,7°	630,22	-167,3°	100,799	96,0°	913,22	-164,2°
	C	45,055	-143,1°	633,31	-46,2°	91,012	-142,8°	848,98	-48,3°

APÊNDICE A – ARTIGO ACEITO NO 13º INDUSCON (13th IEEE/IAS INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS)

Análise de faltas monofásicas em uma linha de transmissão de 500 kV utilizando ATP e arquivos COMTRADE

Thomás Edson C. Vasconcelos

Departamento de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica

Universidade Federal da Bahia

Salvador, Brasil

eethom@gmail.com

Fernando A. Moreira

Departamento de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica

Universidade Federal da Bahia

Salvador, Brasil

moreiraf@ufba.br

Resumo—Na análise de proteção de sistemas elétricos, as simulações de faltas e a análise de registros em COMTRADE possuem papel relevante. Este trabalho apresenta uma metodologia para simulação de faltas em uma linha de transmissão por meio do ATP; a conversão do resultado desta simulação em um arquivo COMTRADE e a posterior avaliação deste no que diz respeito à localização da falta. De modo comparativo, tanto os registros de ocorrências como o sistema simulado em ATP se referem a uma linha de transmissão de 500 kV do Sistema Interligado Nacional brasileiro.

Palavras-chave—sistemas de potência, proteção de sistemas elétricos, linhas de transmissão, ATP, COMTRADE, Sistema Interligado Nacional

I. INTRODUÇÃO

Dentre os equipamentos que compõem o sistema elétrico de potência, as linhas de transmissão são aquelas mais susceptíveis a sofrerem desligamentos. Devido à sua extensão e exposição ao meio, as linhas estão sujeitas a diversos agentes causadores de faltas. Adicionalmente, as linhas interligam desde geradores e centrais consumidoras até regiões e estados, como no caso do Brasil. Devido a esta importância para o sistema elétrico, faz-se tão importante a proteção destes equipamentos.

Como as linhas de transmissão fazem parte de um sistema totalmente interligado, sua proteção deve estar coerente com todos estes equipamentos. Isto requer ajustes

coordenados, tempos de operação e características apropriadas [1].

No que diz respeito à proteção de linhas de transmissão, existem diversos aspectos relevantes. Este trabalho aborda:

- A localização das faltas, cuja relevância visa identificar agente causador do desligamento da linha para evitar sua reincidência;
- A simulação de faltas, como medida para subsidiar, corrigir ou aprimorar os ajustes dos relés de proteção.

A utilização de arquivos no formato COMTRADE [2] (formato comum para compartilhamento de dados de transitórios) é feita em virtude da consolidação deste padrão, o qual é largamente gerado por relés de proteção digitais e registradoras de perturbação. (RDPs).

Como objeto de estudo, foi escolhida uma linha de transmissão (LT) em 500kV integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN). As oscilografias analisadas se referem a desligamentos reais desta LT, os quais foram previamente localizados e tiveram sua causa identificada.

O ciclo de análise compreende:

- 1) A Escolha de um desligamento real com causa e características bem definidas;
- 2) Simulação do desligamento no ATP (Alternative Transients Program);

- 3) Geração de um arquivo COMTRADE a partir do arquivo gerado pelo ATP;
- 4) Coleta de valores de tensão e corrente do COMTRADE para análise;
- 5) Análise da localização da falta a partir do arquivo COMTRADE gerado;
- 6) Comparação da localização da falta do COMTRADE gerado com a localização original da falta real

A Fig. 1 mostra em forma de processo o ciclo de análise empregado neste trabalho, conforme descrito acima.

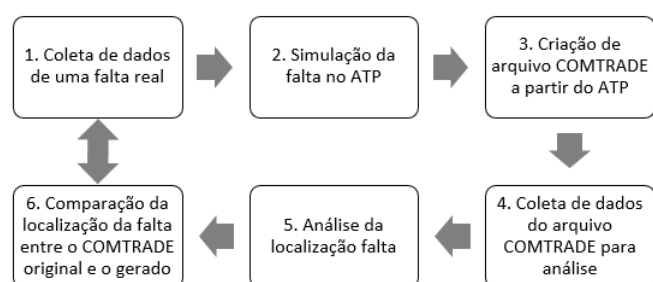


Fig. 1. Ciclo de análise aplicado

A seguir, tem-se o detalhamento deste ciclo, incluindo uma descrição de todos os *softwares* utilizados.

II. SOFTWARES UTILIZADOS

A. ATP

O ATP é um *software* consolidado para a simulação de transitórios em sistemas de potência [3]. A geração de gráficos de tensão e corrente com número de amostras variável confere flexibilidade para a utilização destes resultados para análise dos dados sob a ótica da proteção.

Neste trabalho, o ATP foi usado na fase inicial, com o objetivo de obter um resultado em simulação que fosse coerente com o desligamento real da LT. O ATP é o *software* reconhecido pelo ONS para fins de análise de transitórios eletromagnéticos para dar suporte às atividades descritas nos Procedimentos de Rede [4].

B. TOP

O *software* TOP (*The Output Processor*) [5] não é muito difundido, no entanto, é um programa de utilização livre e que possui uma relevante gama de aplicações. O TOP permite a visualização de arquivos de diversos formatos, como COMTRADE, IEEE PQDIF, PL4/ATP, CSV, TXT, dentre outros.

Por meio do TOP, é possível manipular os dados sob a forma de *stacks* e gerar tabelas e gráficos. Pela ferramenta inclusa TOPCalc, pode-se realizar desde operações matemáticas básicas e complexas (integração, transformações, etc).

Uma vez visualizados ou manipulados os dados sob a forma de *stacks*, existe a possibilidade de exportar os gráficos em outros formatos, dentre estes, no formato padrão COMTRADE.

A partir do arquivo PL4 gerado pelo ATP, utiliza-se o TOP para gerar um arquivo COMTRADE com as curvas de tensão e corrente de cada terminal da LT.

C. SIGRA

Existe uma grande quantidade de *softwares* para análise de oscilografias no formato COMTRADE. Estes, podem ser gratuitos ou proprietários. Os proprietários geralmente pertencem aos fabricantes dos relés de proteção e acompanham seus produtos.

Foi utilizado o *software* SIGRA da SIEMENS em virtude da facilidade de uso e possibilidade de visualização rápida do módulo e ângulo das medições, bem como das curvas referentes à corrente de neutro e grandezas de sequência negativa.

D. OCTAVE

Com o objetivo de manipular os dados com fasores obtidos do arquivo COMTRADE, fez-se necessária a utilização de um *software* idêntico ao MATLAB. Nestas condições, optou-se pelo uso do Octave [6], que possui distribuição livre e cuja sintaxe é semelhante ao MATLAB.

O Octave foi aplicado ao final de cada análise, realizando cálculos de impedância para localização de falta.

III. METODOLOGIA DE TRABALHO

A. O sistema escolhido

Para a realização das simulações e análise, foi escolhida a LT de 500 kV que interliga as subestações Rio das Éguas e Bom Jesus da Lapa II, localizadas no estado da Bahia e que fazem parte da Interligação Sudeste-Nordeste do SIN. A Fig. 2 mostra como a LT em questão está localizada em um trecho do SIN.

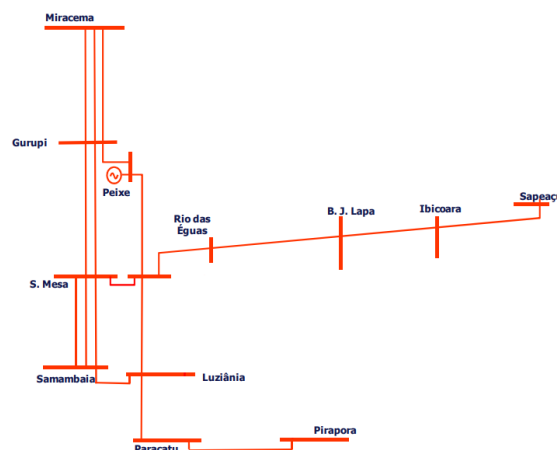


Fig. 2. Trecho do SIN com a LT a ser estudada (Fonte: ONS)

Esta LT possui 322 km de comprimento e, historicamente, o trecho mais próximo do terminal Rio das Éguas registrou uma maior incidência de descargas atmosféricas. A LT possui transposição de fases em 16, 51 e 84% de sua extensão a partir do terminal Rio das Éguas. Em ambos os terminais existem reatores em derivação (*shunt*) para compensação do reativo capacitivo gerado pela LT.

Foram utilizados registros de desligamentos ocorridos nesta LT com causa e localização definida. Em todos os casos, as faltas foram monofásicas e causadas por descarga atmosférica. Os registros foram referentes a faltas ocorridas entre os anos de 2013 e 2014. Isto tem relevância pelo fato de em 2016 a subestação de Rio das Éguas ter sido ampliada com duas novas LTs de 500kV. Caso fosse simulado algum desligamento ocorrido após 2016, estas LTs deveriam ser incluídas.

B. Modelagem e simulação do sistema no ATP

A partir dos parâmetros da LT obtido pela ferramenta *Line Constants*, a mesma foi modelada no ATP no modelo de parâmetros distribuídos em formato de precisão estendida. A LT foi em quatro trechos, de acordo com o mapa de transposição de fases.

Além da LT, foram incluídos na simulação os reatores em derivação dos terminais e os respectivos reatores de neutro. Como rede equivalente, foram utilizados parâmetros de equipamentos adjacentes, compondo uma rede mais abrangente do que a Fig. 2.

Para a simulação de cada falta, criou-se uma divisão dentro do trecho da transposição. A torre que definia a divisão era torre na qual ocorrera a falta no desligamento real. A falta foi simulada por meio de uma chave que conectava a fase em falta à terra, desprezando a resistência de arco.

O tempo total da simulação foi de 500ms, com aplicação da falta em $t=100\text{ms}$ e com duração de falta de 100ms. De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, o tempo total de uma falta, desde a detecção até a abertura de todos os disjuntores dos terminais da LT, não pode superar os 100ms [7].

Para a simulação, foi utilizado um delta de tempo de $5 \times 10^{-6}\text{s}$, este delta foi considerado adequado para a análise, uma vez que o foco recai sobre a ótica da proteção de sistemas elétricos.

Como amostra das simulações, tem-se na Fig. 3 uma falta monofásica envolvendo a fase “C”, ocorrida à 49% de distância deste terminal. Já a Fig. 4 mostra o comportamento das tensões neste terminal, para a mesma falta. Ambas as figuras foram obtidas pela ferramenta PLOT XY do ATP

Na Fig. 3, destaca-se o comportamento anômalo da corrente da fase em falta, cujo valor de pico é aproximadamente 3 vezes maior que a corrente pré-falta. Já na Fig. 4, destaca-se o comportamento da tensão da fase faltosa, no qual o valor de pico chega a 30% da tensão original antes da falta.

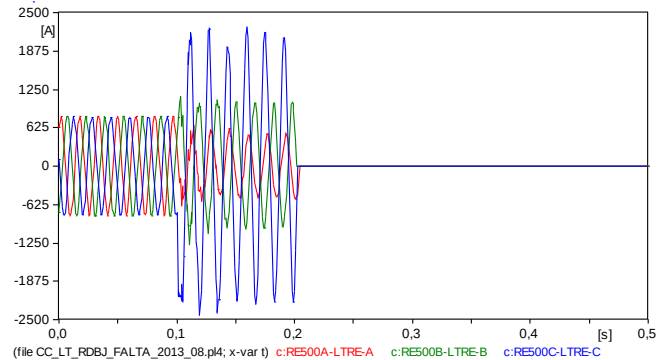


Fig.3. Correntes durante uma falta ocorrida à 49% de distância do terminal da LT

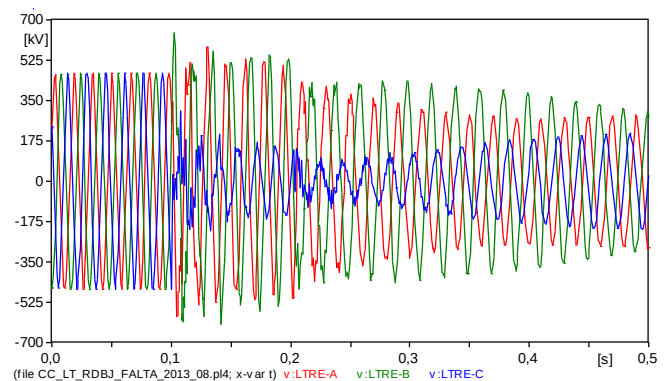


Fig.4. Tensões durante uma falta ocorrida à 49% de distância do terminal da LT

C. Criação do arquivo COMTRADE a partir do ATP

Após realizada a simulação de uma falta no ATP, o *software* gera um arquivo de dados com extensão .PL4. Este arquivo possui dados de tensão e corrente de ambos os terminais da LT. Uma vez que este tipo de arquivo não é facilmente visualizado e manipulado, procedeu-se com a geração de outro arquivo com os mesmos dados, mas no formato COMTRADE.

Por meio do *software* TOP, as curvas originais do arquivo PL4 foram carregadas no TOP sob a forma de *stacks*, conforme Fig. 5.

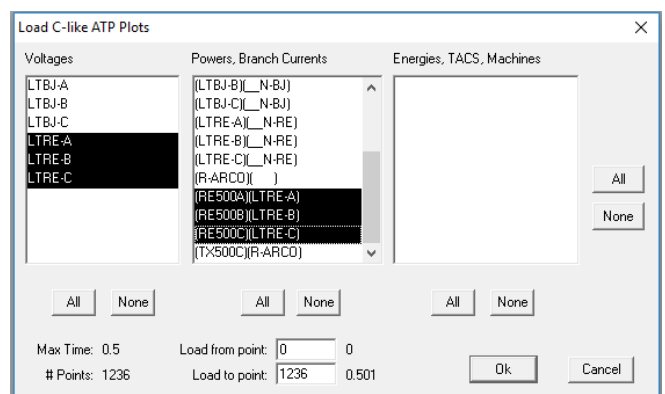


Fig.5. Carregamento das curvas do arquivo PL4 do ATP no *software* TOP

No *software* TOP, as curvas de tensão foram visualizadas em modo gráfico, o qual o programa também permite. As Fig. 6 e 7 a seguir são análogas às Fig. 3 e 4 obtidas no ATP.

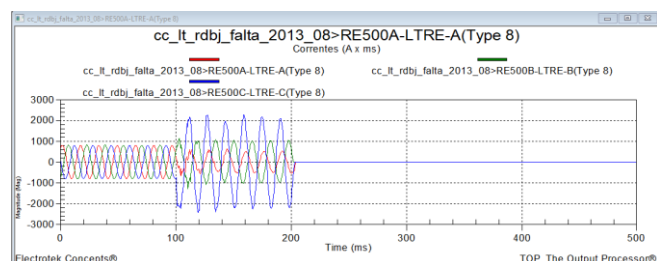


Fig.6. Correntes durante uma falta ocorrida à 49% de distância do terminal da LT visualizadas no TOP (Amperes x ms)

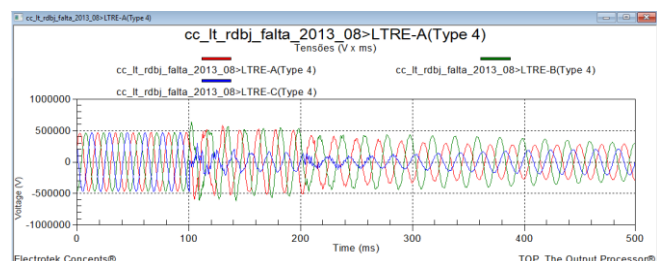


Fig.7. Tensões durante uma falta ocorrida à 49% de distância do terminal da LT visualizadas no TOP (Volts x ms)

Uma vez carregadas as curvas sob forma gráfica, as *stacks* carregadas no TOP foram exportadas no formato COMTRADE, gerando os arquivos do padrão com extensões .CFG, .DAT e .HDR.

O arquivo do ATP contém os dados de tensão e corrente de ambos os terminais. No entanto, optou-se por gerar no TOP arquivos COMTRADE para cada terminal separadamente. Esta escolha foi feita pelo fato de os arquivos originais das faltas também serem gerados separadamente por cada relé de proteção. Adicionalmente, os sistemas de proteção de cada terminal da LT são independentes, o que também leva a uma análise dos mesmos de forma separada. Desta forma, um arquivo PL4 do ATP gerou dois conjuntos de arquivos COMTRADE para cada simulação.

D. Análise dos arquivos COMTRADE

A análise de uma falta por meio dos arquivos COMTRADE possui uma série de benefícios, dentre estes, pode-se destacar:

- Visualização de curvas de tensão e corrente em formato analógico (senoidal) ou RMS;
- Disposição do gráfico em formato senoidal ou fasorial;

- Visualização de valores de módulo em RMS e valores de ângulo de cada curva, para cada amostra da mesma;
- Obtenção da corrente de neutro por meio da soma das correntes, quando esta não estiver disponível;
- Obtenção de curvas com componentes simétricas de tensão e corrente calculadas automaticamente a partir das curvas trifásicas originais.

Os itens citados acima são comuns para a maioria dos *softwares* utilizados para análise de arquivos COMTRADE.

A Fig. 8 mostra as curvas de tensão e corrente do arquivo COMTRADE gerado no item III-C. Já a Fig. 9 mostra a tensão de sequência negativa; corrente de sequência negativa e corrente de neutro para o mesmo caso.

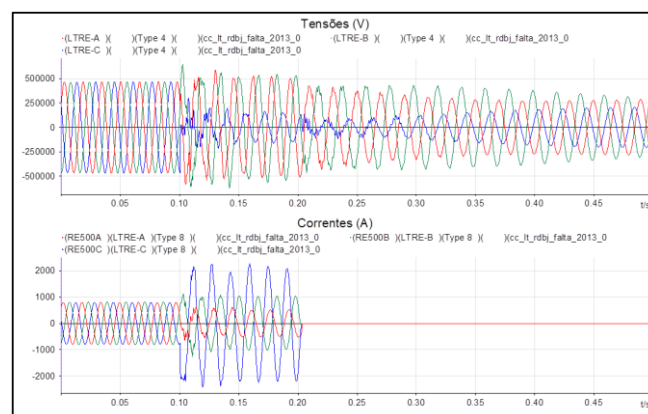


Fig.8. Tensões e correntes durante uma falta ocorrida à 49% de distância do terminal da LT (arquivo COMTRADE gerado pelo TOP)

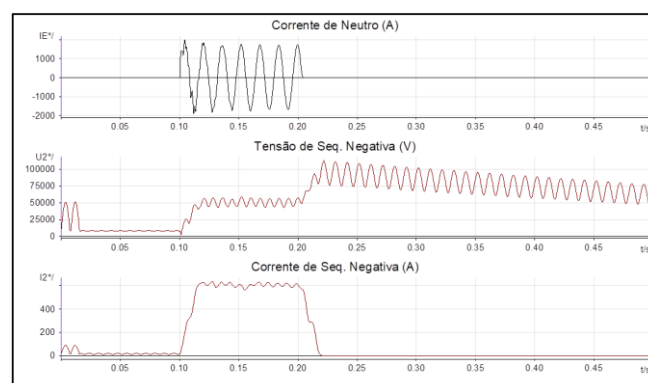


Fig.9. Corrente de Neutro, Tensão e corrente de sequência negativa durante uma falta ocorrida à 49% de distância do terminal da LT (arquivo COMTRADE gerado pelo TOP)

A partir da visualização dos dados mostrados nas Fig. 8 e 9, coletou-se para o instante $t=132\text{ms}$, correspondente a 32ms de falta (2 ciclos), os dados em módulo em RMS e o ângulo das seguintes medições:

- Corrente da fase “C” em falta;
- Tensão da fase “C” em falta;
- Corrente de Neutro;

- Tensão de sequência negativa;
- Corrente de sequência negativa.

E. Métodos de localização de falta aplicados

1. Método do fator k_0

A escolha deste método se deu pela sua simplicidade e eficácia. A referência [8] mostra que a análise de uma falta monofásica em uma LT apresenta relações fundamentais entre as impedâncias própria e mútua do sistema, bem como a relação entre as impedâncias de sequência positiva (Z_1) e de sequência zero (Z_0).

Durante o desenvolvimento matemático em [8], obtém-se o fator k_0 , que é dado pela Eq. (1).

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1} \quad (1)$$

Logo, para a análise, faz-se necessário conhecer as impedâncias de sequência positiva e de sequência negativa da LT em questão.

Considerando uma falta monofásica envolvendo a fase “A”, o cálculo da impedância de sequência positiva vista a partir de um terminal é dado pela Eq. (2)

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A + k_0 \cdot I_N} \quad (2)$$

Onde,

Z_A – Impedância de sequência positiva do terminal até o ponto de falta;

V_A – Tensão de sequência positiva da fase em falta

I_A – Corrente de sequência positiva da fase em falta

I_N – Corrente de Neutro

Os valores de V_A , I_A e I_N são obtidos na análise do arquivo COMTRADE mostrada no item III-D.

A utilização do fator k_0 para ponderar a corrente de neutro no cálculo da impedância de falta melhora a precisão da localização da falta, em detrimento da utilização somente da tensão V_A e da corrente I_A .

A partir da impedância Z_A calculada, pode-se obter a distância da falta em quilômetros a partir deste terminal conforme a Eq. (3).

$$L_F = \left(\frac{Z_A}{Z_1} \right) \cdot L \quad (3)$$

Onde, L_F representa a localização da falta em quilômetros a partir do terminal em questão e L representa o comprimento total da LT em quilômetros.

Uma vez que se conhece a localização real da falta em quilômetros, pode-se avaliar o erro da distância calculada.

Conforme visto no item III-D, foram gerados arquivos COMTRADE da simulação para cada terminal da LT. Com isto, pode-se calcular a localização da falta a partir de cada terminal, separadamente, repetindo os itens mostrados neste item para cada terminal. De modo a facilitar a análise, deve-se fixar um terminal (L_S) de referência e o valor obtido pelo outro terminal (L_R) deve ser subtraído do comprimento total da LT. Desta forma, ambos os resultados poderão ser comparados com a distância real da falta. A Eq. (4) mostra a como obter a distância da falta pelo terminal R referida ao terminal S, como uma L'_R .

$$L'_R = L - L_R \quad (4)$$

Conforme mostrado, o método do fator k_0 é considerado simples e só utiliza dados de um terminal da LT. Este método não leva em consideração a corrente pré-falta e nem a resistência de arco da falta.

2. Método de sequência-negativa

Este método emprega a aplicação dos valores de tensão e corrente de sequência negativa de ambos os terminais para se chegar a uma localização única da falta [9]. A Fig. 10 mostra as redes de sequência para uma falta monofásica com localização “m” a partir do terminal S.

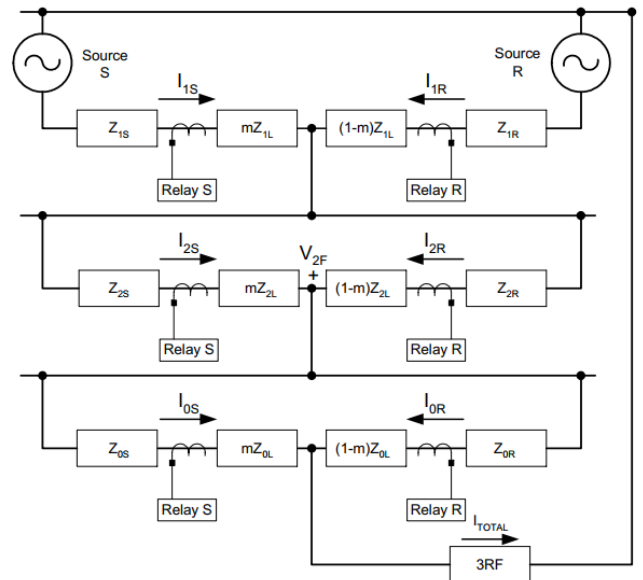


Fig.10. Redes de sequência para uma falta monofásica localizada a uma distância ‘m’ do terminal S [9]

Neste caso, dispõe-se da impedância de sequência negativa da LT (Z_{2L}). Já as correntes de sequência negativa (I_{2S} e I_{2R}) e as tensões de sequência negativa (V_{2S} e V_{2R}) são obtidas no arquivo COMTRADE analisado no item III-D. Por meio destes dados é possível calcular as impedâncias Z_{2S} e Z_{2R} respectivamente nos terminais R e

S. Isto posto, tem-se a busca pelo fator ‘m’ de localização da falta.

Na análise da rede de sequência negativa da Fig.10, tem-se as seguintes equações para a tensão V_{2F} no ponto da falta.

Pelo terminal S:

$$V_{2F} = -I_{2S} \cdot (Z_{2S} + m \cdot Z_{2L}) \quad (5)$$

Pelo terminal R:

$$V_{2F} = -I_{2R} \cdot (Z_{2R} + (1 - m) \cdot Z_{2L}) \quad (6)$$

Ao igualar as Eq. (5) e (6), chega-se à seguinte equação em módulo:

$$|I_{2R}| = \left| \frac{(I_{2S} \cdot Z_{2S}) + m \cdot (I_{2S} \cdot Z_{2L})}{(Z_{2R} + Z_{2L}) - m \cdot (Z_{2L})} \right| \quad (7)$$

O desenvolvimento da Eq. (7) é detalhado na referência [9] e chega a uma equação de segundo grau, na qual a variável é o fator “m” e as constantes são funções dos dados conhecidos (V_{2S} , V_{2R} , I_{2S} , I_{2R} e Z_{2L}).

A resolução desta equação chega a duas raízes reais, sendo uma destas o valor da localização da falta e a outra raiz apresenta um valor incoerente com a localização (negativo). Multiplicando a raiz correta pelo comprimento da LT, obtém-se a localização da falta em quilômetros a partir do terminal S.

Conforme mostrado, o método de localização de falta por sequência negativa utiliza tensões e correntes de sequência negativa de ambos os terminais da LT. Este método não leva em consideração a corrente pré-falta e nem a resistência de arco da falta.

F. Análise da localização da falta

A análise da localização da falta foi realizada no *software* Octave, o qual tem linha de comando, sintaxe de código e edição de arquivos com extensão .m de modo semelhante ao MATLAB.

No Octave, foi criado o arquivo *LocFalta.m* com as equações para localização de falta e apresentação dos resultados pelo método do fator k_0 e pelo método de sequência negativa, mostrados no item III-E.

Adicionalmente, foi criado um arquivo de dados para cada simulação realizada. Este arquivo de dados continham todos os dados obtidos no item III-D.

O processo de obtenção de resultados consiste na execução do arquivo de dados para memorização dos mesmos. Em seguida, executa-se o arquivo *LocFalta* para o processamento dos dados e determinação da localização da falta.

Nesta análise, foram avaliados quatro desligamentos reais da LT em questão. Para cada desligamento, a fase da falta, a torre da descarga e a localização da mesma eram conhecidos. Cada desligamento foi simulado no ATP e, de acordo com o processo mostrado anteriormente, chegou-se

à localização da mesma falta a partir dos dados produzidos na simulação.

Com o conhecimento da localização real, calculou-se o erro percentual de cada método em cada desligamento.

A Tabela I a seguir reúne os dados referentes à falta original, a localização da falta pelo método do fator k_0 nos terminais S e R. Já a Tabela II reúne os dados comparativos para o método de sequência negativa. Ambas as tabelas apresentam os erros percentuais de cada método.

TABELA I. DADOS DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA PELO FATOR k_0

Item	Loc. Real (km)	Método do Fator k_0			
		Term. S (km)	Erro (%)	Term. R (km)	Erro (%)
1	158,22	150,77	4,7	153,33	3,1
2	82,06	78,88	3,9	96,658	17,8
3	71,79	87,11	21,4	56,93	20,7
4	151,28	159,77	5,6	177,64	17,4

TABELA II. DADOS DA LOCALIZAÇÃO DA PELO MÉTODO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

Item	Loc. Real (km)	Método de Sequência Negativa	
		Localização (km)	Erro (%)
1	158,22	146,28	7,5
2	82,06	94,01	14,6
3	71,79	76,09	6,0
4	151,28	147,35	2,6

De acordo com as Tabelas I e II, os menores erros para cada desligamento variaram de 2,6 à 6%. Todos os casos apresentaram valores coerentes com a localização real. O método de sequência negativa apresentou convergência em todos os casos, apresentando pelo menos uma raiz com valor real.

No que se refere à localização de faltas em linhas de transmissão, busca-se sempre um método ou sistema que informe a localização com maior precisão possível. Esta precisão se faz muito importante quando a empresa a utiliza para inspecionar a LT e conhecer o local da falta. Esta busca visa identificar a causa e, se possível, evitar sua reincidência.

IV. CONCLUSÃO

Os valores de localização de falta obtidos ao final da análise indicam que a simulações de faltas no ATP possuem comportamento próximo daquele verificado nas faltas reais ocorridas na LT.

A utilização de *softwares* gratuitos e acessíveis evidenciam a disponibilidade recursos para análises das

curvas geradas no ATP e manipulação das mesmas com a geração de arquivos COMTRADE.

A localização de falta em linhas de transmissão sempre foi algo perseguido pelos profissionais da área de proteção, bem como pelos setores de operação e manutenção das transmissoras. Por meio desta localização, pode-se determinar a causa do desligamento e, caso aplicável, tomar ações para evitar a reincidência do mesmo. Em caso de defeitos permanentes, como queda de estruturas ou cabos, a localização da falta é ainda mais urgente em virtude da necessidade de recomposição da LT.

Conforme o diagrama da Fig.1, neste trabalho, partiu-se de dados reais para o desenvolvimento de uma metodologia de análise de faltas. Esta metodologia pode ser aplicada em situações onde o ponto de partida não é uma falta ocorrida, mas a necessidade de implantação ou revisão de ajustes de proteção. Para novas linhas de transmissão ou situações de ajustes mais complexos, pode-se utilizar esta metodologia para a simulação de faltas e geração de arquivos COMTRADE. Estes arquivos podem, uma vez adequados, servir para testes de ajustes em relés de proteção por meio de equipamentos de testes de relés. Estes equipamentos podem, de forma controlado, injetar valores analógicos de tensão e corrente nos relés de proteção a partir de arquivos COMTRADE. Desta forma, pode-se testar relés de proteção com o objetivo de validar os ajustes de proteção propostos.

Como perspectiva futura para o trabalho, tem-se a possibilidade de obtenção dos valores de módulo e ângulo da componente fundamental em 60 Hz das curvas de tensão e corrente a serem utilizadas no item III-F. Uma vez que os dados utilizados neste trabalho se referem às curvas obtidas no ATP sem nenhum tipo de filtragem das mesmas.

Adicionalmente, o desenvolvimento da metodologia pode permitir a aplicação a outros tipos de falta, como bifásicas, bifásicas à terra ou trifásicas. Da mesma forma, a simulação do ATP já tem parâmetros que permitem inserir uma resistência de arco, representando faltas causadas por queimadas, por exemplo.

RECONHECIMENTO

Faz-se aqui um agradecimento à Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), pela disponibilização dos dados de faltas reais em uma de suas linhas de transmissão, que permitiram o desenvolvimento do trabalho.

REFERENCIAS

- S. Horowitz, A. Phadke, *Power System Relaying*, 3rd edition, John Wiley and Sons, 2008
- IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Std C37.111-1999.
- M. Tavares, P. Campos, P. Prado, “Guia resumido do ATP – Alternative Transient Program” Unicamp, 2003.
- Procedimentos de Rede – Submódulo 18.2, Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Rev. 2016.12, 2016.
- TOP, The Output Processor – User’s Guide, Electrotek Concepts, Knoxville, 1995.
- OCTAVE – A high-level interactive language for numerical computations. Ed. 4 for Octave Version 4.4.0, 2018.
- Procedimentos de Rede – Submódulo 2.6, Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção, de Registro de Perturbações e de Teleproteção, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Rev. 2016.12, 2016.
- S. E. Zocholl, “Three-Phase circuit analysis and the mysterious k0 factor”, Apresentado na 22^o Conferência Anual de Relés de Proteção do Oeste, Spokane, Washington, Outubro de 1995.
- K. Zimmerman, D. Costello, “Impedance-Based Fault Location Experience”, SEL Journal of Reliable Power, Julho, 2010.