

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**CÁSSIO BORTOLOSSO**

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES  
DE ENERGIA NO NÍVEL DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO  
UTILIZANDO A MATRIZ IMPEDÂNCIA DE BARRAS**

Porto Alegre

2016

**CÁSSIO BORTOLOSSO**

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES  
DE ENERGIA NO NÍVEL DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO  
UTILIZANDO A MATRIZ IMPEDÂNCIA DE BARRAS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2016

CÁSSIO BORTOLOSSO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES  
DE ENERGIA NO NÍVEL DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO  
UTILIZANDO A MATRIZ IMPEDÂNCIA DE BARRAS**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology - Gothenburg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz, UCS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Luís Fernando Pereira

Porto Alegre, Março de 2016.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais, em especial pela dedicação e apoio em todos os momentos da minha vida, sem eles eu não teria escrito esta dissertação. Em geral, a todos que participaram desta importante etapa, sempre agregando conhecimento e experiência de vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Ao professor Roberto Chouhy Leborgne, por se mostrar uma pessoa bastante disponível ao longo da sua orientação, cujas dicas foram essenciais na realização da pesquisa científica apresentada nesta dissertação.

Aos colegas do PPGEE pelo auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho. Aos meus pais, pelo apoio incondicional durante a realização desta pesquisa.

Ao CNPQ pela provisão da bolsa de mestrado.

## RESUMO

Nesta dissertação, é apresentada uma metodologia para cálculo de afundamentos de tensão na presença de fontes alternativas de energia. Um método para determinar o grau de influência da reatância de outras unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico no que se refere a afundamentos de tensão é desenvolvido. É utilizada a matriz impedância de barras – *Zbus* para a obtenção de expressões analíticas para a magnitude de afundamentos de tensão causados por faltas na rede. Uma análise matemática das expressões obtidas e uma análise de sensibilidade são feitas com observações acerca das características propiciadas pela inserção de novas fontes de geração. As expressões analíticas são utilizadas para classificar as barras quanto ao número de afundamentos causados por faltas trifásicas e fase-terra em todas as barras do sistema. De maneira similar, a alocação de uma unidade de geração específica é feita com o objetivo de reduzir o número de afundamentos de tensão observados na rede. As expressões em termos da reatância do gerador são usadas na solução de um conjunto de inequações observando a necessidade da manutenção de níveis mínimos aceitáveis de tensão requisitados por cargas sensíveis, a relação entre a reatância do novo gerador e sua capacidade de mitigação de afundamentos fica evidenciada.

**Palavras-chave:** Fontes Alternativas, Faltas, Matriz Impedância de Barras, Afundamentos de Tensão, Área de Vulnerabilidade, Mitigação, Alocação de Geradores.

## ABSTRACT

This work presents a methodology for voltage sags analysis in the presence of alternative energy sources. The method determines the degree of influence of the reactance from the new generating units connected to the electrical system with regard to voltage sags magnitudes. The impedance matrix –  $Z_{bus}$  is used to obtain analytical expressions voltage sags magnitude caused by faults in the grid. A mathematical analysis of the obtained expressions and a sensitivity analysis are made with observations about the characteristics afforded by the inclusion of new generation sources. The analytical expressions are used to rank the bars as the number of sags caused by three-phase and phase to ground faults on all system buses. Similarly, the allocation of a specific generation unit is done in order to reduce the number of voltage sags over the grid. The expressions in terms of the generator reactance are used on solving a set of inequalities, observing the need to maintain minimum acceptable voltage levels required by sensitive loads, the relationship between the reactance of the new generator and its sag mitigation capability is evidenced.

**Keywords: Alternative Sources, Faults, Impedance Matrix, Voltage Sags, Vulnerability Area, Mitigation, Generators Allocation.**

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	12
1.1 MOTIVAÇÃO .....	12
1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO .....	14
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	14
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	16
2.1 IMPACTO DE FONTES ALTERNATIVAS NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	16
2.2 CONSTRUÇÃO DA MATRIZ IMPEDÂNCIA DE BARRAS – ZBUS .....	19
2.2.1 DESCRIÇÃO GERAL .....	21
2.2.2 CONSTRUÇÃO DA MATRIZ .....	22
2.3 ANÁLISE DE FALTAS E AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	25
2.3.1 TIPOS DE FalTA .....	25
2.3.2 CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO PARA FALTAS TRIFÁSICAS.....	26
2.3.3 CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO PARA FALTAS FASE-TERRA.....	28
2.4 MODELOS DOS ELEMENTOS .....	29
2.4.1 MODELOS DOS ELEMENTOS .....	30
2.4.2 IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA DE GERADORES .....	32
<b>3. METODOLOGIA DE ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES DE ENERGIA</b> .....	34
3.1 EQUACIONAMENTO DA REDE ELÉTRICA.....	34
3.2 PROPOSTA DE ANÁLISE .....	37
3.2.1 INFLUÊNCIA DO VALOR DE REATÂNCIA DO GERADOR .....	37
3.2.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM RELAÇÃO À REATÂNCIA DO GERADOR .....	38
3.2.3 CLASSIFICAÇÃO DAS BARRAS QUANTO À FREQUÊNCIA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	39
3.2.4 DETERMINAÇÃO DA REATÂNCIA MÁXIMA PARA A REDUÇÃO DO NÚMERO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....	41
3.2.5 ALOCAÇÃO DE GERADOR PARA REDUZIR A OCORRÊNCIA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	42
3.2.5.1 ALOCAÇÃO DE GERADOR COM REATÂNCIA CONHECIDA .....	42
3.2.5.2 RELAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE AFUNDAMENTOS MITIGADOS E A REATÂNCIA DO GERADOR NO PONTO DE ALOCAÇÃO .....	44
<b>4 ESTUDO DE CASO</b> .....	45
4.1 SISTEMA DE 05 BARRAS .....	45
4.1.1 OBTENÇÃO DAS EXPRESSÕES .....	45
4.1.2 VALIDAÇÃO DO ALGORITMO DESENVOLVIDO.....	52
4.1.3 INFLUÊNCIA DO VALOR DE REATÂNCIA DO GERADOR .....	53
4.1.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM RELAÇÃO À REATÂNCIA DO GERADOR .....	58
4.2 SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE .....	60
4.2.1 CLASSIFICAÇÃO DAS BARRAS QUANTO À FREQUÊNCIA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	60



<b>4.2.2 DETERMINAÇÃO DA REATÂNCIA MÁXIMA PARA A REDUÇÃO DO NÚMERO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO .....</b>	<b>65</b>
<b>4.2.3 ALOCAÇÃO DE GERADOR PARA REDUZIR A OCORRÊNCIA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....</b>	<b>70</b>
<b>4.2.3.1 ALOCAÇÃO DE GERADOR COM REATÂNCIA CONHECIDA .....</b>	<b>70</b>
<b>4.2.3.2 RELAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE AFUNDAMENTOS MITIGADOS E A REATÂNCIA DO GERADOR NO PONTO DE ALOCAÇÃO .....</b>	<b>72</b>
<b>5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>74</b>
<b>5.1 CONCLUSÕES .....</b>	<b>74</b>
<b>5.2 TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>76</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>77</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>81</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Etapas do Algoritmo de Construção Direta. ....	21
Figura 2 Etapa 3 do Algoritmo de Construção de <i>Zbus</i> . ....	24
Figura 3 Modelo de linhas de transmissão. ....	31
Figura 4 Modelo de geradores. ....	31
Figura 5 Modelo de transformadores (sequência positiva e negativa). ....	31
Figura 6 Circuitos Equivalentes de Sequência Zero - Transformadores. ....	32
Figura 7 Conexão do Gerador à Rede. ....	35
Figura 8 Etapas do Equacionamento. ....	36
Figura 9 Metodologia para a Contagem dos Afundamentos. ....	40
Figura 10 Metodologia para Determinação da Barra para Alocação do Gerador. ....	43
Figura 11 Metodologia para Determinação da Relação Entre a Reatância do Gerador e o Número de Afundamentos Mitigados. ....	44
Figura 12 Sistema-teste. ....	46
Figura 13 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 1. ....	54
Figura 14 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 2. ....	54
Figura 15 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 3. ....	55
Figura 16 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 4. ....	55
Figura 17 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 5. ....	56
Figura 18 Correntes de Falta. ....	57
Figura 19 Sistema de 14 barras do IEEE modificado. ....	61
Figura 20 Número acumulado de afundamentos para cada barra. ....	62
Figura 21 Número acumulado de afundamentos para cada barra com o Novo Gerador na Barra 14. ....	63
Figura 22 Tensões na Barra 14 para Falta Trifásica, Antes e Depois da Inserção do Gerador. .....	64
Figura 23 Tensões na fase A da barra 14 para Falta Fase A—Terra, Antes e Depois da Inserção do Gerador. ....	64
Figura 24 Número de afundamentos severos. ....	71
Figura 25 Número de afundamentos mitigados em função da reatância do gerador com o Novo Gerador na Barra 09. ....	73

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Resultados para Falta na Barra 3. ....	52
Tabela 2 Razão Percentual de Sensibilidade para Faltas Trifásicas. ....	59
Tabela 3 Razão Percentual de Sensibilidade para Faltas Fase-Terra. ....	59
Tabela 4 Tensão [p.u.] em cada barra para faltas em todas as barras. ....	66
Tabela 5 Valores Máximos de Reatância [p.u.] com o Novo Gerador na Barra 14. ....	66
Tabela 6 Barras eliminadas da região de vulnerabilidade. ....	68
Tabela 7 Valores Máximos de Reatância [p.u.] com o Novo Gerador na Barra 09. ....	72
Tabela 8 Dados das Linhas do Sistema IEEE 14 barras. ....	81
Tabela 9 Tensões nas Fases da Barra 14 para Falta Fase A – Terra, Antes e Depois da Inserção do Novo Gerador na Barra 14. ....	82

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

DVR: *Dynamic Voltage Restorer*

FACTS: *Flexible AC Transmission Systems*

GD: Geração Distribuída

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

STATCOM: *Static Synchronous Compensator*

SVC: *Series Voltage Controller*

## 1. INTRODUÇÃO

O objetivo fundamental deste capítulo é contextualizar o leitor com relação ao tema proposto e descrever de maneira sucinta o conteúdo de cada capítulo desta dissertação. Além disso, serão apresentados aspectos sobre a motivação e os objetivos da pesquisa.

### 1.1 MOTIVAÇÃO

Os afundamentos de tensão são variações da tensão de curta duração. São provocados por faltas, partida de motores e energização de transformadores, sendo os afundamentos gerados por faltas, os que mais prejuízos produzem nas cargas sensíveis industriais (BOLLEN, 2000).

O estudo de afundamentos de tensão é um dos assuntos mais relevantes quando cargas sensíveis estão conectadas à rede elétrica. Tais cargas podem aparecer em processos industriais que necessitem de funcionamento contínuo, cujas interrupções causam grandes prejuízos de produção refletindo em maiores custos relacionados à operação e à manutenção dos processos (DUGAN, 2004).

A utilização de fontes alternativas de energia bem como a inserção de fontes geradoras no nível da distribuição são variáveis adicionais que tem impacto nos afundamentos e alteram o panorama encontrado anteriormente, sendo um aspecto relevante no estudo de afundamento de tensão (CAMACHO *et al.*, 2013).

A magnitude dos afundamentos de tensão devido às faltas no sistema elétrico pode ser obtida a partir da simulação de faltas na rede ou através de cálculos utilizando os elementos da análise da matriz de impedância de barras (FILHO, *et. al*, 2008), (MOSCHAKIS; HATZIARGYRIOU, 2006) e (LIM; STRBAC, 2002).

A influência da inserção de fontes alternativas e da presença de geradores distribuídos nos afundamentos de tensão que ocorrem devido a curtos-circuitos pode ser analisada convencionalmente por estudos que levem em conta várias simulações com faltas ocorrendo em pontos distintos, sendo possível analisar o impacto destas faltas nas tensões dos barramentos. Porém os resultados, em geral, levam a conclusões que servem apenas para o caso específico analisado, o que nos leva a pensar em uma metodologia genérica de análise, onde os parâmetros das fontes alternativas de energia e/ou unidades de geração distribuída possam ser explícitos nas equações de cálculo das magnitudes dos afundamentos de tensão (ZHAN; BOLLEN, 2000), (CONRAD; BOLLEN, 1997).

Um dos temas frequentes no estudo de afundamentos de tensão se refere à necessidade de se ter uma estimativa sobre o nível dos afundamentos em barras que contenham cargas sensíveis (PIUMETTO; GÓMEZ TARGARONA, 2013), (PO-TAI CHENG, *et. al.*, 2003).

Há uma necessidade da avaliação dos afundamentos de tensão devido a faltas, principalmente no nível da transmissão, devido ao fato destes afundamentos atingirem um número maior de consumidores se comparado aos afundamentos causados por faltas no nível da distribuição. Em linhas de transmissão, as faltas trifásicas são mais raras e mais severas, enquanto que faltas fase-terra são menos severas e muito mais frequentes. Considerando estes aspectos, um estudo com relação ao limiar de tensão aceitável para cargas sensíveis pode ser realizado (AUNG; MILANOVIC; GUPTA, 2004).

A área de vulnerabilidade é um conceito importante para a análise de cargas sensíveis; ela é relativa a uma determinada barra do sistema, onde está localizado um consumidor sensível. Por definição, corresponde à região (conjunto de barras), onde faltas causam afundamentos severos para este consumidor (DUGAN, 2004).

Assim, neste trabalho, propõe-se analisar a influência das novas fontes de geração nos afundamentos de tensão a partir de uma equação obtida dos elementos da matriz de

impedâncias do sistema. A magnitude do afundamento de tensão é obtida em função da reatância da nova fonte a ser conectada no sistema elétrico, permitindo, desta forma, uma análise direta, sem a necessidade de recalculer a matriz impedância de barras para cada valor de reatância a ser considerado.

## **1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO**

O objetivo geral é propor uma metodologia para analisar o impacto da inserção de novas unidades geradoras na magnitude de afundamentos de tensão devido a faltas no sistema elétrico. A metodologia proposta se baseia no uso da matriz impedância de barras (*Zbus*) dada em função da reatância de uma unidade geradora acoplada à rede.

As aplicações do equacionamento serão direcionadas a aspectos relevantes acerca de afundamentos de tensão, como alocação de cargas sensíveis, mitigação de afundamentos e relações entre os níveis de afundamentos de tensão e a reatância dos geradores acoplados ao sistema elétrico.

A contribuição do trabalho consiste na proposta de uma metodologia parametrizada para análise de afundamentos de tensão, onde uma abordagem matemática é utilizada na obtenção de conclusões a respeito dos temas mencionados acima.

## **1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

No capítulo 2 encontra-se uma revisão bibliográfica com os principais tópicos e trabalhos já desenvolvidos com relação ao assunto em questão.

No capítulo 3 apresenta-se a descrição da metodologia proposta.

No capítulo 4 encontram-se dois sistemas independentes entre si que servirão como base para o estudo de caso. Foi possível aplicar a metodologia proposta para dois sistemas elétricos. No primeiro deles o foco está na obtenção das equações da magnitude dos afundamentos de tensão em função da reatância do novo gerador, apresentando a

sensibilidade da magnitude em função da reatância. No segundo sistema, o foco está nas aplicações da metodologia para obter o desempenho das barras do sistema frente a afundamentos de tensão, além de considerações sobre análise da contagem dos afundamentos registrados, mitigação e cargas sensíveis.

No capítulo 5 estão as conclusões e trabalhos futuros acerca do tema apresentado.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados aspectos relativos ao estado da arte da produção científica desenvolvida sob dois aspectos principais. Primeiramente será dado um enfoque geral sobre os problemas relacionados a afundamentos de tensão bem como sobre o impacto da inserção de outros geradores no sistema elétrico. Em seguida serão levados em consideração aspectos sobre formas de construção da matriz impedância de barras - *Zbus*.

### 2.1 IMPACTO DE FONTES ALTERNATIVAS NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

O uso de geradores na rede de distribuição traz as vantagens de reduzir as perdas elétricas e a não necessidade de ampliar extensivamente as linhas de transmissão, já que os geradores encontram-se perto das cargas. Fontes alternativas de energia se encaixam neste contexto. Como desvantagens, tem-se uma maior complexidade do sistema de controle e proteção, tornando a operação mais difícil. Em (CAMILO *et al.*, 2005) é realizado um estudo levando em consideração as probabilidades de cada tipo de falta entre outras variáveis estatísticas. Simulações de Monte Carlo levaram a concluir que a presença de unidades de GD (Geração Distribuída), em geral, melhoram os índices relativos à severidade dos afundamentos de tensão para um caso específico; embora, saiba-se que isso tem dependência forte com a topologia da rede.

Em (ZHENG; ZHANG; LIN, 2012) foi utilizada a ideia de simulação para uma dada topologia utilizando o programa EMTDC/PSCAD. São analisados quatro casos que levam a resultados independentes entre si, focando nos aspectos: tipos de unidades de GD e seus respectivos métodos de controle, posição da falta, posição da unidade GD e variação da potência de saída dos geradores. O estudo é importante na mitigação dos afundamentos, pois verifica que GD baseada em máquinas síncronas não tem poder de mitigar afundamentos de

tensão, enquanto GD baseada conectada utilizando inversores aumentam o valor da tensão durante o afundamento. O valor da tensão devido à presença do gerador distribuído foi considerado adequado próximo ao nó de monitoramento da tensão e fraco para pontos distantes da unidade. Em (HU; ZHAO, 2008) também é feito um estudo de comparação entre a utilização de máquinas síncronas e inversores, foi citada a influência negativa das unidades de geração distribuída que atuam na regulação da tensão em sistemas operando na condição de falta.

Pode-se verificar que, embora seja possível extrair resultados de uma série de simulações, ainda não se tem uma expressão analítica para a magnitude do afundamento nos pontos de monitoramento da tensão. A expressão analítica confere ao estudo um caráter preditivo com relação ao que acontecerá com a tensão de afundamento se algum parâmetro a ser investigado variar.

Em (VENMATHI *et al.*, 2011) é apresentada uma pesquisa considerando o modo de operação das unidades, isto é, se participam ou não da regulação de tensão e/ou frequência. O aumento do tamanho da unidade de geração distribuída com geradores síncronos (BABAEI, *et al.*, 2014) auxilia na compensação da queda de tensão durante a falta, devido à elevação na sua capacidade de fornecer potência reativa.

Em (MCDONALD; SAHA, 2002) é analisada a influência da impedância dos geradores e transformadores no comportamento do sistema em relação a faltas. A modelagem é feita utilizando a matriz impedância de barras construída por métodos diretos, parâmetros dos geradores são incluídos segundo o Equivalente de Norton e a impedância do transformador é adicionada em serie, modificando a matriz inicialmente construída. Expressões em termos da impedância de falta dos geradores são obtidas para a corrente de falta. Algumas expressões são definidas para que se possa avaliar o grau de sensibilidade da corrente da falta em relação à impedância dos geradores e transformadores adicionados. É

possível ver que o estudo da corrente de falta encontra-se parametrizado e vai ao encontro da ideia proposta por esta dissertação.

Tem que ser levado em consideração o tipo de fonte geradora adicionada ao sistema. Uma comparação entre máquinas síncronas e de indução usadas em geração distribuída é feita em (FREITAS *et al.*, 2006). É possível ver o comportamento do sistema em relação a afundamentos de tensão e correntes de curto-circuito. No caso de afundamentos de tensão, observou-se que o uso de geradores síncronos com tensão constante pode melhorar o desempenho dinâmico da tensão no ponto de instalação. Porém, outros consumidores podem ser adversamente afetados devido a quedas de tensão mais intensas.

Em relação à conexão à rede por meio de inversores, tem que ser levado em consideração o seu modelo de impedância, segundo o método de controle utilizado (CORNELIS; GREEN, 2014), embora isso possa ser considerado um problema de modelagem secundário para os fins de estudo desta dissertação. Tendo em vista a maior reatância apresentada pelos modelos de inversor, pode-se definir uma faixa de valores de reatância à qual pertence aquela do inversor de frequência.

Em (NIMPITIWAN *et al.*, 2007) é analisado o impacto da instalação de geradores distribuídos. O método para o cálculo de faltas usando *Zbus* passa pela dificuldade em se estimar a impedância do inversor de frequência utilizado devido a sua não linearidade. São usadas técnicas de simulação dinâmica para contornar este problema.

A matriz *Zbus* é usada em (WANG, *et al.*, 2015) para estudos da corrente de falta em sistemas com geração distribuída. Esta matriz é citada, pois ela leva em consideração todos os elementos do sistema: rede de transmissão, rede de subtransmissão, rede de distribuição primária, e quaisquer geradores que apareçam no sistema.

Em (QUAIA; TOSATO, 2003) a matriz impedância de barras é usada para gerar, posteriormente, uma matriz que fornece os valores do afundamento de tensão para cada barra

e para uma falta em qualquer ponto da rede, trata-se de um método analítico para a predição de afundamentos de tensão em redes de transmissão.

Além disso, medidas mitigadoras de afundamento de tensão podem ser estudadas e incorporadas ao modelo. Em (MILANOVIC; ZHANG, 2010), uma análise dos afundamentos de tensão é feita utilizando a matriz impedância de barras, incorporando nela dispositivos *FACTS (Flexible AC Transmission System)*. Além disso, o *STATCOM (Static Synchronous Compensator)* e o *SVC (Series Voltage Controller)* são elementos shunt modelados como fontes de corrente para cálculos das tensões em situações de falta e uma relação  $VxI$  é dada para cada dispositivo. Uma série de equações relacionadas com a matriz *Zbus* são obtidas para as correntes injetadas pelos dispositivos *FACTS*. O *DVR (Dynamic Voltage Restorer)* é um elemento série e tem sua tensão incluída no cálculo das tensões remanescentes no caso de falta, o limite de reativos disponível entre outras variáveis são levadas em consideração. Estas considerações são de grande importância na realização de pesquisas futuras, no entanto, medidas mitigadoras, utilizando estes dispositivos, não estarão incluídas nesta dissertação.

## **2.2 CONSTRUÇÃO DA MATRIZ IMPEDÂNCIA DE BARRAS – ZBUS**

Há duas formas de se construir a matriz impedância de barras. A primeira consiste em montar a matriz admitância *Ybus* e depois invertê-la. A segunda trata-se de uma construção direta a partir do conhecimento das impedâncias do sistema.

A análise de sistemas torna-se mais factível ao se usar um método de construção direta de *Zbus*, visto que a inversão da matriz admitância pode se tornar um problema, no caso desta matriz ser mal condicionada. Além disso, a obtenção de uma expressão literal dada em função da reatância dos geradores fica praticamente inviável devido à complexidade dos algoritmos de inversão matricial.

Com relação à construção da matriz impedância de barras de forma direta, tem que ser ressaltado o modelo de cada elemento do sistema em questão e o algoritmo de construção propriamente dito.

Em (STEVENSON; GRAINGER, 1994) há importantes considerações sobre a modelagem de elementos típicos de um sistema elétrico de potência com vistas à matriz impedância de barras. São citadas as reatâncias síncronas, transitórias e subtransitórias das máquinas. A reatância subtransitória de eixo direto com tensão nominal é a menor de todas e deve ser usada no cálculo, tendo em vista a saturação do gerador em situações de falta. O uso desta reatância torna o cálculo mais conservador em relação às correntes, já que se assume um valor maior para as correntes de falta.

Um método tradicional para o cálculo da corrente de falta e tensões devido a ela, ditas tensões de afundamento, pode ser encontrado em (STEVENSON; 1986). Neste método, o teorema da superposição é aplicado considerando a pouca influência da carga na corrente de curto-circuito. Os cálculos utilizam os elementos da matriz impedância.

Em (SAADAT, 1999) pode-se encontrar o algoritmo de construção direta da matriz impedância de barras que será usado nesta dissertação. Neste método a matriz é montada tomando-se uma barra como referência, após isso as barras novas são ligadas a elas e por último, são adicionadas as conexões entre as barras existentes; a redução de Kron é usada neste processo. Um método computacional de construção direta da matriz impedância de barras é apresentado em (PETERSON; MAKRAM; BALDWIN, 1989), enquanto uma análise detalhada sobre a redução de Kron do ponto de vista da teoria dos grafos é realizada em (DÖRFLER; BULLO, 2013), tendo em vista sua importância no estudo de redes elétricas.

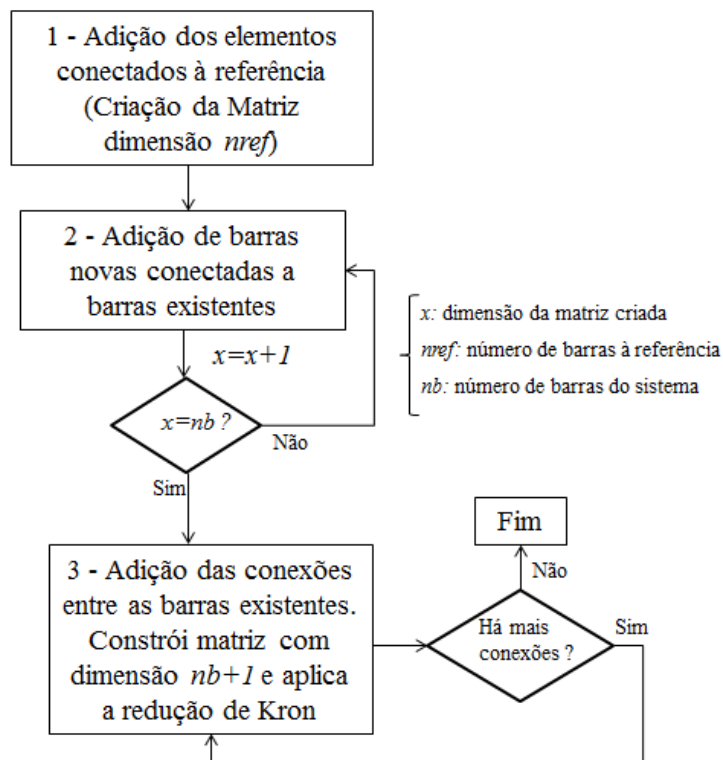
O método de construção da matriz impedância de barras –  $Z_{bus}$  (SAADAT, 1999) será explicado nos itens subsequentes.

### 2.2.1 Descrição Geral

Levando em consideração o que foi exposto nos parágrafos anteriores, conclui-se que a melhor forma de obter a matriz impedância de barras contendo impedâncias literais é o emprego do algoritmo de construção direta, partido dos modelos de impedâncias para análise de faltas apresentadas no Item 2.3.

Sendo assim, o algoritmo monta a matriz  $Z_{bus}$  passo a passo e pode ser dividido em três etapas principais, como mostrado na Figura 1.

**Figura 1 Etapas do Algoritmo de Construção Direta.**



Fonte: (SAADAT, 1999)

Na primeira etapa, são adicionadas todas as conexões *shunts* da rede. Neste momento, as impedâncias de todos os geradores presentes na rede são incluídas na matriz. Fontes alternativas de energia têm suas impedâncias representadas por variáveis simbólicas.

Na segunda etapa, são adicionadas as barras novas, ou seja, aquelas que não têm conexão com a referência e que não foram incluídas na matriz na etapa 1. As barras que são incluídas nesta etapa são barras de carga, visto que as cargas e as capacitâncias shunts não são consideradas para estudos de curto-circuito.

Na terceira etapa, são adicionadas as conexões restantes, ou seja, aquelas que representam as impedâncias entre as barras que já foram declaradas nas etapas 1 e 2.

### 2.2.2 Construção da Matriz

Neste item, será mostrado com maiores detalhes o processamento necessário para que se chegue à forma final da matriz  $Z_{bus}$  dada por (SAADAT, 1999).

A primeira etapa é bastante simples e não necessita de equacionamento, basta preencher a diagonal principal de uma matriz de zeros diretamente com as impedâncias que têm conexão com a barra de referência.

Na segunda etapa, copia-se a linha da barra com menor índice em uma nova linha, o mesmo é feito com as colunas. Um novo elemento da diagonal principal é calculado conforme a equação (2.1).

$$Z(y, y) = Z(a, a) - 2Z(a, b) + elem(x) \quad (2.1)$$

Onde:

$a$  é a barra de origem,

$b$  é a barra de destino ( $a < b$ ),

$nb$  é o número de barras,

$y$  é a posição do novo valor calculado na matriz  $Z$  ( $y \leq nb$ ),

$x$  o índice incrementado a cada nova conexão adicionada,

$elem(x)$  é a impedância entre a barra de origem e barra de destino considerada na iteração  $x$ ,

$Z(i, j)$  é o elemento da matriz  $Z$  indexado por  $i, j$ .

Este processo é iterativo e repetido até que a variável “ $y$ ” assumo o valor correspondente ao número de barras do sistema, momento a partir do qual a matriz  $Z_{bus}$  em construção adquire a sua devida dimensão.

Na terceira etapa, uma nova linha e coluna são calculadas a partir das linhas e colunas da matriz  $Z$  indexadas pela impedância correspondente à conexão que se quer adicionar ao sistema de barras. As equações (2.2) e (2.3) descrevem este cálculo, sendo “ $a$ ” a barra de origem e “ $b$ ” a barra de destino, onde  $a < b$ . As linhas e colunas mencionadas são referentes à matriz  $Z$  obtida até então.

$$\text{Nova linha de } Z = (\text{lin } a)_Z - (\text{lin } b)_Z \quad (2.2)$$

$$\text{Nova coluna de } Z = (\text{col } a)_Z - (\text{col } b)_Z \quad (2.3)$$

Onde:

$(\text{lin } a)_Z$  é a linha da matriz  $Z$  correspondente ao índice da barra de origem  $a$ ,

$(\text{col } a)_Z$  é a coluna da matriz  $Z$  correspondente ao índice da barra de origem  $a$ .

O novo elemento da diagonal principal é dado pela equação (2.4).

$$Z(nb + 1, nb + 1) = Z(a, a) + Z(b, b) - 2Z(a, b) + elem(x) \quad (2.4)$$

Onde:

$nb$  é o número de barras do sistema,

$elem(x)$  é o vetor que contém as impedâncias entre as barras,

$x$  é um índice incrementado a cada nova conexão adicionada.

$a$  é a barra de origem,



$b$  é a barra de destino ( $a < b$ ),

$Z(i, j)$  é o elemento da matriz  $Z$  indexado por  $i, j$ .

Neste ponto, a matriz encontra-se com dimensão  $nb+1$  e pronta para passar pela redução de Kron, explicada logo a seguir (SAADAT, 1999).

Extrai-se a última linha da matriz  $Z$  construída até então e exclui-se deste vetor o elemento calculado pela equação (2.4), assim, obtém-se uma variável  $dZ$  (diferenças entre linhas ou entre colunas).

Os vetores  $dZ$  e  $dZ^T$  correspondem as equações (2.2) e (2.3) respectivamente. A forma final da matriz  $Z$  é definida conforme a equação (2.5), cujas entradas estão mostradas na Figura 2.

**Figura 2** Etapa 3 do Algoritmo de Construção de  $Z_{bus}$ .

$$\left[ \begin{array}{c|c} Z_{RED} & dZ^T \\ \hline dZ & Z_{nb+1} \end{array} \right]$$

**Fonte:** (SAADAT, 1999)

$$Z_{FINAL} = Z_{RED} - \left( \frac{1}{Z_{nb+1}} * [dZ^T] * [dZ] \right) \quad (2.5)$$

Este processo será repetido  $n$  vezes até que todas as conexões sejam incluídas na matriz. Ao fim de cada iteração, redefine-se  $Z_{RED} = Z_{FINAL}$ . Dessa forma, obtém-se a matriz impedância de barras construída passo-a-passo.

## **2.3 ANÁLISE DE FALTAS E AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

A análise de faltas e afundamentos de tensão a ser realizada ao longo desta dissertação não inclui a análise transitória. Será considerado o modelo de impedância para os primeiros ciclos de ocorrência da falta, dado pela reatância subtransitória (STEVENSON; GRAINGER, 1994) no caso de geradores, os demais elementos seguem os modelos tradicionais para análise de faltas, que serão apresentados no item 2.4.

### **2.3.1 Tipos de Falta**

Os sistemas de potência, tradicionalmente, operam como vários circuitos trifásicos interligados. Desse modo, faltas podem ocorrer entre a referência (Terra) e quaisquer fases do sistema, ou mesmo entre fases, incluindo ou não o Terra. Portanto, tem-se 5 tipos de faltas: FT, FF, FFT, FFF e FFFT, onde F representa Fase e T, o Terra.

As faltas são muito frequentes em sistemas de transmissão e distribuição e causam problemas de qualidade de energia elétrica, como interrupções e afundamentos de tensão. Elas são causadas por inúmeros fatores, como contato entre cabos e/ou com o solo provocado pela presença de árvores.

As faltas podem ser temporárias (auto extinguíveis) ou permanentes, quando a ação humana é necessária para removê-la.

Faltas assimétricas podem ser analisadas utilizando a teoria das componentes simétricas, enquanto que faltas simétricas em circuitos equilibrados podem ser analisadas mediante o equivalente monofásico da rede trifásica.

O equacionamento para a análise de faltas será mostrado apenas para as faltas a serem consideradas no estudo, faltas trifásicas e fase-terra. As equações para os demais tipos de falta podem ser encontrados em (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

### 2.3.2 Cálculo de Curto-Circuito para Falhas Trifásicas

O cálculo da corrente de curto-circuito é realizado com base na diagonal principal da matriz impedância de barras. Tradicionalmente, uma expressão analítica para a corrente de falta pode ser obtida para faltas trifásicas à Terra de uma maneira mais direta que em outros tipos de falta, não sendo necessário o emprego das componentes de sequência (SAADAT, 1999).

A forma de obtenção do vetor contendo as tensões de afundamento em cada barra tem base matemática dada por (STEVENSON; 1986) e passa primeiramente pela obtenção da expressão referente à corrente de falta em um dado ponto da rede. Dessa forma, a equação (2.6) pode ser usada para a corrente de falta  $I_f$ .

$$I_f = \frac{V_k^{pref}}{Z_{kk} + Z_f} \quad (2.6)$$

Onde:

$V_k^{pref}$  é a tensão pré-falta na barra  $k$ ,

$Z_{kk}$  é a impedância própria da barra  $k$ , ou seja, o elemento da diagonal principal de  $Z_{bus}$  correspondente à barra em falta  $k$ ,

$Z_f$  é a impedância de falta.

Tendo em mãos a matriz impedância de barras, mostrada pela equação (2.7), é possível calcular as tensões nas barras durante a falta usando a equação (2.8).

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Onde:

$Z_{jk}$  é a impedância de transferência entre as barras  $j$  e  $k$ .

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}^{prefault} - \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ I_f \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Onde:

$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}^{prefault}$  é o vetor de tensões de pré-falta,

$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$  é o vetor de afundamentos de tensão,

$I_f$  é a corrente de falta.

Os valores das tensões nas barras utilizados no cálculo são dados pelo resultado do fluxo de carga. O conhecimento destas tensões permite o cálculo exato das correntes entre as barras, visto que as impedâncias são valores conhecidos nesta análise.

Porém, a forma tradicional de cálculo pressupõe que as tensões de pré-falta sejam iguais a 1 p.u. e que as correntes de pré-falta sejam, conseqüentemente, nulas. Esta abordagem é bastante factível em estudos de curto-circuito em sistemas de transmissão, visto que as correntes de falta excedem bastante as correntes de carga. Assim a equação (2.8) torna-se equação (2.9).

Em suma, a impedância própria da matriz impedância de barras correspondente à barra em falta, define o valor da corrente de falta  $I_f$  pela equação (2.6), e a posição deste valor, no vetor coluna referente às correntes na equação (2.8). A aproximação referente às correntes nulas no sistema em pré-falta permite que seja usada apenas a coluna  $k$  da matriz  $Z_{bus}$  no cálculo de  $V_{sag}$ , através da equação (2.9), sendo “ $k$ ” o índice da barra em falta.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{1k} \\ \vdots \\ Z_{nk} \end{bmatrix} \cdot I_f \quad (2.9)$$

### 2.3.3 Cálculo de Curto-Circuito para Falta Fase-Terra

O cálculo da corrente de curto-circuito em faltas assimétricas entre fase e terra é realizado com base na diagonal principal de cada uma das matrizes de impedância correspondente a cada circuito de sequência positiva, negativa e zero. Para chegar-se a uma expressão para a corrente de falta, é necessário o emprego dos circuitos e componentes de sequência mostrados em (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

Primeiramente, duas matrizes  $Z_{bus}$  são construídas, conforme já explicado, para as redes de sequência positiva e negativa de modo independente. As impedâncias de sequência positiva e negativa dos elementos do sistema podem ser consideradas iguais.

Em seguida, deve-se construir o circuito de sequência zero da rede em análise, considerando o tipo de conexão dos enrolamentos dos lados primário e secundário dos transformadores.

Como pode ser observado em (STEVENSON; GRAINGER, 1994), as componentes de sequência da corrente de falta ( $I_{fa}^0$ ,  $I_{fa}^1$  e  $I_{fa}^2$ ), para faltas fase-terra, são dadas pela equação (2.10). O valor da corrente que flui da fase em falta para terra é dado pela equação (2.11).

$$I_{fa}^0 = I_{fa}^1 = I_{fa}^2 = \frac{V_f}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f} \quad (2.10)$$

$$I_{fa} = 3I_{fa}^0 \quad (2.11)$$

Onde:

$V_f$  é o valor da tensão de pré-falta,

$Z_{kk}^1$ ,  $Z_{kk}^2$  e  $Z_{kk}^0$  correspondem aos elementos da diagonal principal das matrizes de impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente,

$Z_f$  é o valor da impedância de falta.

As expressões, em termos da matriz  $Z_{bus}$ , para as tensões devido à falta em um sistema de  $n$  barras, com a barra  $k$  em falta e tensão de pré-falta  $V_f$ , são dadas pelas equações (2.12), (2.13) e (2.14) para as sequências positiva e negativa e zero respectivamente.

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^1 \\ \vdots \\ V_{na}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_f - Z_{1k}^1 I_{fa}^1 \\ \vdots \\ V_f - Z_{nk}^1 I_{fa}^1 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^2 \\ \vdots \\ V_{na}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - Z_{1k}^2 I_{fa}^2 \\ \vdots \\ 0 - Z_{nk}^2 I_{fa}^2 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^0 \\ \vdots \\ V_{na}^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - Z_{1k}^0 I_{fa}^0 \\ \vdots \\ 0 - Z_{nk}^0 I_{fa}^0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Onde os supra índices 0, 1 e 2 representam componentes de sequência zero, positiva e negativa respectivamente.

A matriz  $A$ , dada pela equação (2.15) faz a transformação de coordenadas de sequência em coordenadas de fase. Finalmente as tensões de fase são obtidas mediante a equação (2.16).

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

## 2.4 MODELOS DOS ELEMENTOS

Este item trata dos aspectos referentes à modelagem dos elementos do sistema elétrico de potência para os objetivos do estudo desenvolvido ao longo desta dissertação. Tais elementos envolvem linhas, cargas, transformadores e geradores. Além disso, as condições de operação das unidades ativas são abordadas.

Os geradores, elementos ativos do sistema, apresentam impedâncias dinâmicas quando operam em condição de falta. Além disso, máquinas síncronas tem comportamento diferente

das máquinas de indução quando submetidas a faltas, nesta condição, uma série de fenômenos eletromagnéticos passam a influenciar fortemente o comportamento dinâmico da impedância dos geradores.

Geradores acoplados à rede por meio de inversores de frequência trazem outras não-linearidades no que se refere à impedância apresentada à rede por intermédio de seu uso. Esta questão é discutida em (CORNELIS; GREEN, 2014) em maiores detalhes.

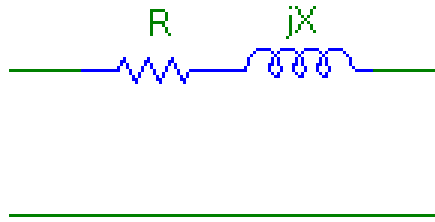
#### **2.4.1 Modelos dos Elementos**

Em meio a tantos modelos, deve-se ressaltar que eles devem satisfazer os requisitos e condições da análise que se quer realizar, neste caso, a análise do regime permanente durante a falta. Modelos de linhas sofrem alterações mínimas se comparados àqueles usados em estudos de fluxo de carga, enquanto transformadores e geradores requerem maior atenção. As cargas são consideradas circuitos abertos; elas podem ser desprezadas (pouca influência), pois a condição de curto-circuito está em questão.

Sendo assim, em relação aos elementos do sistema, tem-se o modelo  $\pi$  de linhas e o modelo linear para transformadores, satisfatório quando a causa dos afundamentos são as faltas (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

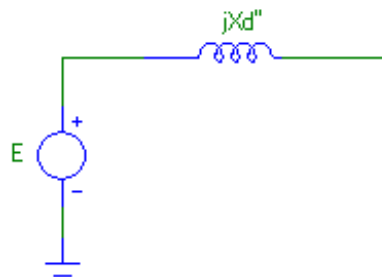
No que diz respeito aos modelos dos elementos do sistema elétrico de potência a serem utilizados nesta dissertação para a análise de faltas, tem-se que a Figura 3 mostra o modelo das linhas, a Figura 4, o modelo dos geradores e a Figura 5, o modelo dos transformadores.

**Figura 3 Modelo de linhas de transmissão.**



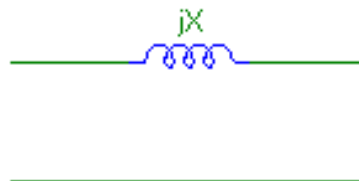
Fonte: (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

**Figura 4 Modelo de geradores.**



Fonte: (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

**Figura 5 Modelo de transformadores (sequência positiva e negativa).**

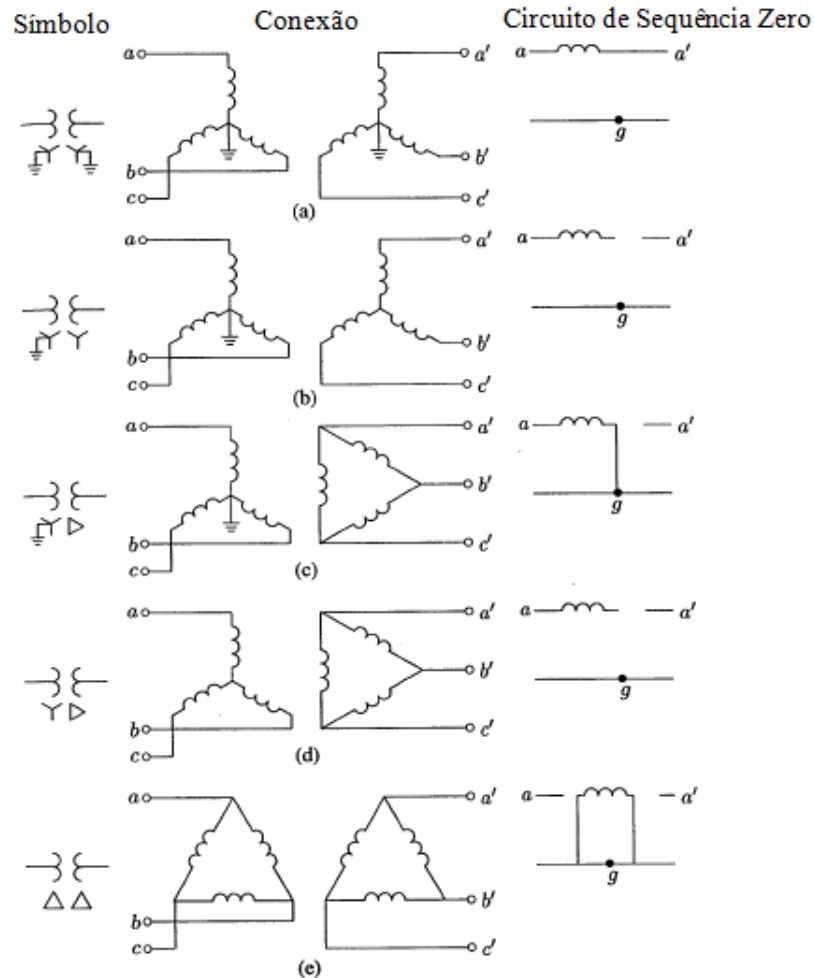


Fonte: (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

Para transformadores, podem-se considerar as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, iguais entre si (SAADAT, 1999), embora a configuração dos enrolamentos no primário e no secundário de transformadores trifásicos altere o seu circuito equivalente de sequência zero, como já citado anteriormente. As relações entre as configurações dos enrolamentos e os circuitos equivalentes de sequência zero estão mostradas na Figura 6.



**Figura 6 Circuitos Equivalentes de Sequência Zero - Transformadores.**



Fonte: (SAADAT, 1999).

Para linhas, os valores de reatância de sequência positiva e negativa são iguais entre si e correspondem ao valor da reatância própria da linha. A reatância de sequência zero é analisada com maiores detalhes em (SAADAT, 1999) e pode ser considerada igual a três vezes a reatância de sequência positiva.

#### 2.4.2 Impedâncias de Sequência de Geradores

Tipicamente, em máquinas síncronas, a reatância subtransitória modela os primeiros ciclos no caso de falta. Em situações práticas, a atuação dos dispositivos de proteção ocorre

após alguns ciclos. Portanto, este modelo é adequado para o estudo proposto, tendo em vista que se refere ao intervalo de tempo onde a proteção ainda não atuou.

No que se refere à ordem de grandeza das impedâncias de sequência de máquinas síncronas, conclusões a respeito desses parâmetros são obtidas considerando alguns efeitos físicos observados nas máquinas.

Quando correntes de sequência negativa circulam no estator, somente o enrolamento amortecedor produz efeito no eixo em quadratura e, por consequência, a reatância de sequência negativa pode ser considerada igual à reatância subtransitória de sequência positiva (SAADAT, 1999).

Caso a distribuição espacial da força magneto motriz seja senoidal, o fluxo resultante no entreferro é nulo e não há reatância devido à reação da armadura, neste caso, a máquina oferece uma reatância muito baixa ao fluxo de dispersão. Portanto a reatância de sequência zero é aproximadamente igual à reatância de dispersão (SAADAT, 1999).

Podem-se encontrar valores típicos da ordem de grandeza das impedâncias de sequência de máquinas síncronas em (STEVENSON; GRAINGER, 1994) de acordo com as características construtivas da máquina. A impedância de sequência zero é citada como aquela que apresenta maior variabilidade para um determinado tipo de máquina, devido ao espaçamento do enrolamento de armadura. Os valores típicos são dados como de 10% a 70% do valor da impedância subtransitória de eixo direto, que corresponde ao mesmo valor das impedâncias de sequência positiva e negativa.

### **3. METODOLOGIA DE ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES DE ENERGIA**

#### **3.1 EQUACIONAMENTO DA REDE ELÉTRICA**

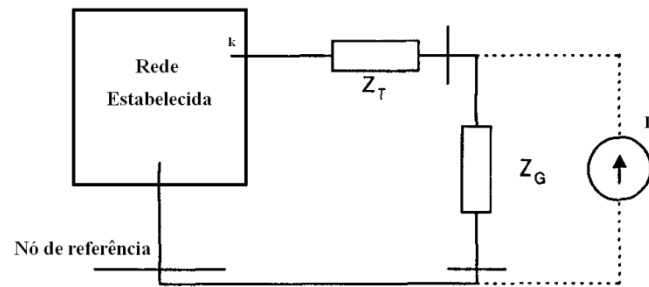
Neste capítulo, serão descritas as etapas correspondentes à metodologia proposta nesta dissertação para verificar o modo com que a inserção de novas fontes de energia influencia os afundamentos de tensão nas barras do sistema.

O ponto chave da metodologia proposta consiste em fazer um estudo parametrizado em função da reatância em falta de geradores acoplados à rede. Sabe-se da redução da impedância do sistema devido ao acoplamento de novas fontes de energia, porém a influência desta redução no nível de afundamentos de tensão, considerando de forma explícita a reatância das novas fontes acopladas merece uma análise mais detalhada.

Na etapa referente à adição de geradores é que está o ponto chave do estudo desta dissertação. Para este estudo, atribui-se um valor conhecido e constante de impedância de falta para o gerador primário, enquanto a reatância de falta do gerador em estudo é representada na forma de uma variável simbólica, por conseguinte, a matriz de impedâncias é dada em função desta variável. Usando este recurso, todos os resultados obtidos nos processos subsequentes do método serão dados em função da reatância do novo gerador.

Do ponto de vista de modelagem, a inserção de outro gerador em paralelo a uma barra deve ser feita a partir do equivalente de Norton correspondente, conforme Figura 7.

**Figura 7 Conexão do Gerador à Rede.**

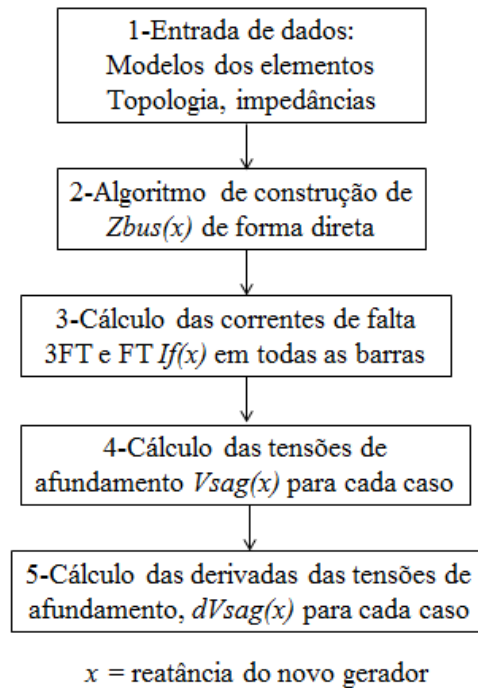


**Fonte: (MCDONALD; SAHA, 2002).**

Foi desenvolvido um programa no Matlab onde é possível descrever a topologia do sistema a ser analisado levando em conta os modelos apropriados, aplicar um algoritmo de construção da matriz impedância de barras e fazer os cálculos de afundamento de tensão para diversos locais de ocorrência de faltas. Neste contexto, serão analisados apenas afundamentos cujas causas são faltas na rede, questões de sobrecarga e partida de motores de grande porte não serão consideradas.

Portanto, o programa considera a topologia da rede e a localização da nova fonte de energia em estudo; ao final, obtém-se um equacionamento da rede elétrica em função da reatância do gerador. A Figura 8 resume as etapas do equacionamento.

**Figura 8 Etapas do Equacionamento.**



**Fonte: o autor (2016).**

- Bloco 1

A informação da topologia do sistema ocorre por meio de vetores contendo barra de origem, barra de destino e o valor de impedância em p.u. entre as barras declaradas. Nesta etapa, a reatância do novo gerador, a ser adicionado ao sistema original em uma determinada barra, é considerada uma variável simbólica com o objetivo de obter equações em função da mesma.

- Bloco 2

Ocorre o processamento dos vetores declarados no bloco 1, o resultado é uma matriz de impedâncias em função da reatância do novo gerador. No caso de faltas trifásicas, tem-se uma única matriz  $Z_{bus}$  formada pelo modelo dos elementos do circuito equivalente de sequência positiva. Para o caso de faltas fase-terra, têm-se três matrizes  $Z_{bus}$  independentes entre si respectivas aos circuitos de sequência positiva, negativa e zero.

- Bloco 3

Nesta etapa, são calculadas as correntes de falta trifásica e fase-terra em todas as barras do sistema, em função da reatância do novo gerador, utilizando as equações mostradas no Item 2.3 do Capítulo 2.

- Bloco 4

É calculado o vetor de equações de afundamentos de tensão, em função da reatância do novo gerador; neste vetor, cada coluna contém as tensões de afundamento em todas as barras do sistema para cada barra em falta. Os diferentes tipos de falta são tratados independentemente, conforme mostrado no Capítulo 2.

- Bloco 5

As primeiras derivadas dos elementos do vetor de afundamentos de tensão são calculadas em relação à reatância do novo gerador.

Dessa forma, o equacionamento da rede elétrica em função da impedância do novo gerador será obtido, as expressões analíticas citadas anteriormente serão geradas e aplicadas à proposta de análise descrita no Item 3.2.

## **3.2 PROPOSTA DE ANÁLISE**

Depois de obtida a magnitude do afundamento de tensão em função da reatância do novo gerador, diversas análises são propostas a partir das expressões analíticas.

### **3.2.1 Influência do Valor de Reatância do Gerador**

Análise do comportamento dos afundamentos de tensão em todas as barras do sistema para cada tipo de falta em função de um intervalo de reatâncias dentro do qual se admite que a reatância da máquina possa variar em função do tipo e tamanho do gerador, bem como em função da possibilidade de ser considerado um conjunto de geradores. Para isso serão utilizadas as equações (2.8), (2.12), (2.13), (2.14) e (2.16). Será observada a influência da

reatância do novo gerador na magnitude dos afundamentos e da frequência de ocorrência dos mesmos.

O intervalo de reatâncias vai corresponder ao eixo x de um gráfico onde os afundamentos de tensão em todas as barras para cada tipo de falta estarão dispostos no eixo y. Será adotado um passo pequeno de valores em p.u. até um máximo que se aproxime de um valor factível para um gerador real. Em (MCDONALD; SAHA, 2002) é citado um intervalo entre valores ligeiramente superiores a zero e inferiores a 0.5 p.u, em uma base de 100MVA e 138kV, dentro do qual se enquadram geradores reais, este intervalo de valores será levado em consideração nesta etapa. Um intervalo muito similar de valores realísticos de reatância é citado em (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

### **3.2.2 Análise de Sensibilidade dos Afundamentos de Tensão em Relação à Reatância do Gerador**

Neste trabalho, propõe-se realizar uma análise da sensibilidade da magnitude dos afundamentos de tensão em relação à reatância do novo gerador. Para isso, serão utilizadas as respectivas derivadas das equações (2.8), (2.12), (2.13), (2.14) e (2.16) em relação à reatância do gerador. Este estudo permitirá obter uma quantificação do quão sensível uma determinada barra é em relação à barra mais sensível. A sensibilidade considerada nesta análise mede o quanto a tensão de afundamento varia em cada barra caso outro gerador seja utilizado (correspondente a outro valor de reatância).

Supondo que se conheça o afundamento causado em uma barra para uma falta em um ponto da rede, a sensibilidade serve para mensurar se a barra terá a sua tensão de afundamento mais ou menos alterada em relação àquela observada em outras barras para uma pequena variação no valor da reatância do gerador. No entanto, esta técnica não serve para classificar as barras em relação à magnitude dos afundamentos, mas sim para obter uma estimativa da

taxa de variação da magnitude dos afundamentos de tensão em relação a pequenas variações de reatância do gerador. Um valor baixo obtido para a sensibilidade percentual (razão entre os valores obtidos e o maior valor) indica que uma alteração na reatância da fonte acoplada pouco influencia os afundamentos de tensão na barra em questão.

### **3.2.3 Classificação das Barras Quanto à Frequência dos Afundamentos de Tensão**

É proposta uma contagem dos afundamentos de tensão nas barras de um sistema elétrico de potência, considerando faltas trifásicas e fase-terra em todas as barras. Para isso, serão utilizadas as equações (2.8), (2.12), (2.13), (2.14) e (2.16).

Embora o local e o tipo de falta sejam levados em consideração, a construção das matrizes de impedância de barras para os circuitos de sequência positiva, negativa e zero permanecem as mesmas para todas as análises.

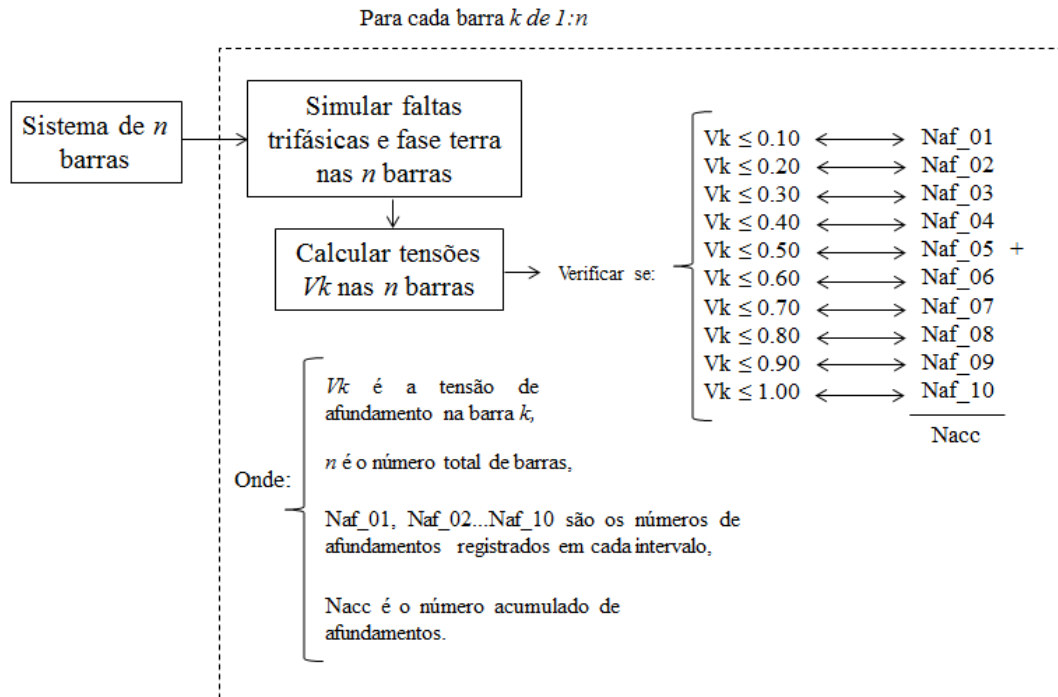
Esta técnica implica um expressivo número de equações em função do parâmetro de reatância do gerador. Para o caso de faltas trifásicas, tem-se um único cálculo de tensões de afundamento para todas as fases; já para faltas fase-terra, tem-se que obter as tensões da fase em falta levando em consideração as componentes de sequência relativas àquela fase, que também são dadas em função da reatância do gerador. Considerando a hipótese de se analisar um gerador com reatância diferente, as equações de afundamento já estão determinadas em função deste parâmetro. Logo, a obtenção dos valores numéricos se faz por meio da simples substituição do valor de reatância do gerador em questão nestas equações.

Depois que os valores numéricos dos afundamentos forem obtidos para o gerador de reatância conhecida; para cada barra, será feita uma contagem de quantos afundamentos foram menores que um dado valor de tensão (discretização do intervalo entre 0.0 e 1.0 p.u.), como pode ser descrito na Figura 9. O resultado deste procedimento é uma soma acumulada



que permite classificar as barras de acordo com os respectivos números obtidos de afundamentos de tensão.

**Figura 9 Metodologia para a Contagem dos Afundamentos.**



**Fonte: o autor (2016).**

Este tipo de análise pode ser utilizada para classificar as barras em relação à magnitude dos afundamentos, para faltas trifásicas e fase-terra.

Dentre as possíveis aplicações, encontra-se o estudo de cargas sensíveis. Sendo assim, uma análise de alocação de um consumidor sensível a afundamentos de tensões será realizada. O requisito da carga sensível a ser considerado é se estabelecer em um ponto do sistema que registre os menores níveis de afundamentos de tensão, tanto em magnitude quanto em frequência dos mesmos.

### 3.2.4 Determinação da Reatância Máxima para a Redução do Número de Afundamentos de Tensão

O objetivo desta análise é obter os valores máximos de reatância de um gerador (instalado em uma barra fixa do sistema) que asseguram o funcionamento de cargas sensíveis instaladas pela rede.

A utilização das expressões analíticas, em termos da reatância do novo gerador, permite sua utilização sob a forma de inequações, com o objetivo de obter valores máximos de reatância que assegurem tensões de afundamento acima de um limiar pré-estabelecido, considerando faltas-fase terra em todas as barras, por se tratarem das mais frequentes (AUNG; MILANOVIC; GUPTA, 2004).

Nesta etapa, serão consideradas as expressões obtidas no bloco 4 da Figura 8. Porém, nesta análise, atribui-se a cada expressão das tensões de afundamento nas barras respectivas, inequações nas formas dadas pela equação (3.1).

$$\begin{bmatrix} V_{sag1}(x) > V_{limiar} \\ V_{sag2}(x) > V_{limiar} \\ \vdots \\ V_{sag_k}(x) > V_{limiar} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Onde:

$V_{sag_j}(x)$  é a magnitude do afundamento de tensão na barra  $j$  para uma falta fase-terra numa barra arbitraria considerando a inserção de um gerador de reatância  $x$ ;

$V_{limiar}$  é o limiar de tensão de falha da carga sensível, valor único para todas as barras.

O resultado destas inequações é calculado de forma independente e o valor máximo para a reatância do gerador é obtido. Este resultado será obtido para cada barra em falta no sistema, portanto, este procedimento será realizado o número de vezes correspondente ao número de barras do sistema.

Tendo em vista que as tensões de afundamento decrescem com o aumento da reatância do gerador, o resultado das inequações indica o valor máximo que a reatância de um gerador pode assumir durante o curto circuito com o objetivo de manter a magnitude dos afundamentos acima do limiar de sensibilidade das cargas. Portanto, para cada barra em falta, serão obtidos  $nb$  valores máximos de reatância, onde  $nb$  é o número de barras. Como a análise será feita considerando faltas em todas as barras, tem-se  $nb^2$  resultados.

Dessa forma, será construída uma tabela que relaciona os valores máximos de reatância calculados em cada barra e os relaciona com os diferentes pontos de falta. Após a obtenção desta tabela, algumas observações serão feitas com relação aos resultados obtidos para um estudo de caso específico. Aspectos sobre a área de vulnerabilidade serão levados em consideração.

### **3.2.5 Alocação de Gerador para Reduzir a Ocorrência de Afundamentos de Tensão**

#### **3.2.5.1 Alocação de Gerador com Reatância Conhecida**

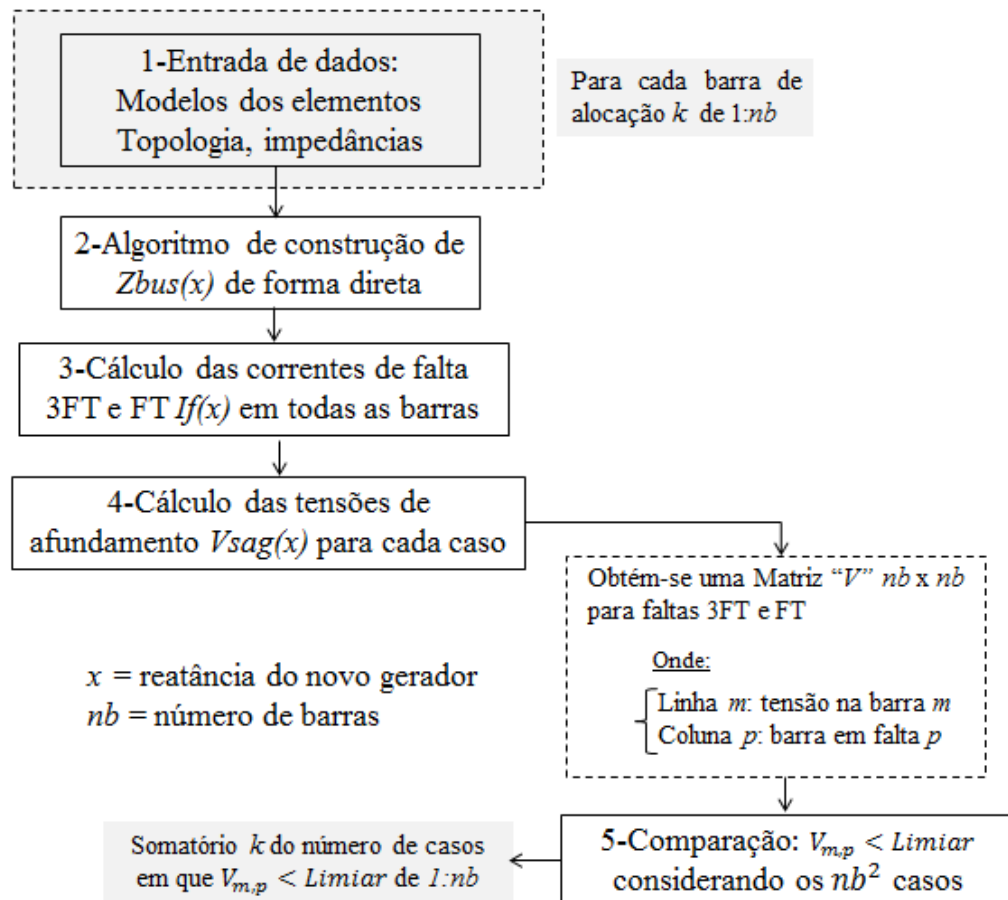
Nesta etapa, será proposto um método para alocação de um gerador, com o objetivo de obter o menor número de afundamentos severos registrados na rede elétrica em questão. Será considerado afundamento severo aquele cuja tensão é inferior a um limiar de tensão pré-estabelecido.

Em geral, a alocação de um gerador é bastante útil para mitigar os afundamentos em uma determinada barra. No entanto, considerando a grande variabilidade da sensibilidade às variações de tensão dos equipamentos (GUPTA; MILANOVIC, 2006) e a probabilidade destes estarem instalados em pontos diversos da rede, é desejável que a alocação de um gerador seja feita de modo a reduzir o número de afundamentos severos causados por faltas.

De todas as análises propostas, esta é aquela que mais demanda processamento na simulação, visto que a matriz  $Z_{bus}$  é alterada pela adição de um novo elemento ao sistema,

cada vez que troca-se a barra de alocação do novo gerador. Após obtida a matriz  $Z_{bus}$ , calculam-se as correntes de falta e tensões de afundamento, assim como já foi feito anteriormente. Na sequência, será construída uma matriz que relaciona as tensões em todas as barras com cada barra em falta, considerando faltas trifásicas e fase-terra independentemente; a Figura 10 mostra o método proposto.

**Figura 10 Metodologia para Determinação da Barra para Alocação do Gerador.**



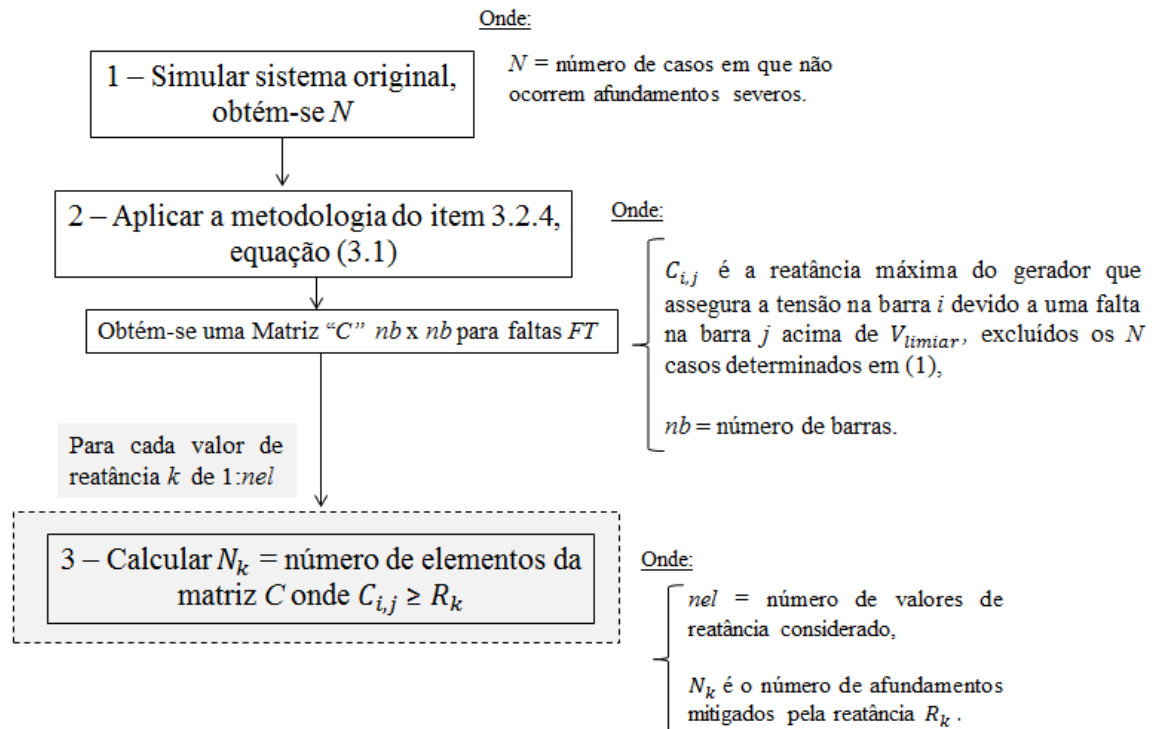
Fonte: o autor (2016).

Dessa forma, o somatório do número de casos em que as tensões de afundamento são inferiores ao limiar estabelecido é obtido para cada barra de alocação do gerador. Logo, como resultado preliminar, tem-se um vetor com  $nb$  linhas, onde  $nb$  é o número de barras; o índice do menor valor contido neste vetor indica a barra de melhor alocação, visto que todas as possibilidades foram testadas.

### 3.2.5.2 Relação entre o Número de Afundamentos Mitigados e a Reatância do Gerador no Ponto de Alocação

Após definida a barra de alocação, o sistema será simulado sem o gerador, a fim de verificar em quais casos não ocorrem afundamentos severos. Após isso, a metodologia proposta no item 3.2.4 será aplicada e as inequações dadas por (3.1) serão resolvidas, a tabela com os resultados será utilizada para relacionar valores de reatância com os respectivos números de afundamentos mitigados. A Figura 11 ilustra os passos deste método.

**Figura 11 Metodologia para Determinação da Relação Entre a Reatância do Gerador e o Número de Afundamentos Mitigados.**



Fonte: o autor (2016).

## 4 ESTUDO DE CASO

A apresentação dos resultados será feita através de dois estudos de caso. Primeiramente será utilizado um sistema teste de 05 barras para a apresentação do equacionamento da rede em função da reatância da nova unidade geradora. Em seguida, as equações serão obtidas para o sistema IEEE 14 barras modificado, onde serão feitas as análises dos afundamentos de tensão propostas no Capítulo 3.

Para ambos os casos, os modelos dos elementos e as relações entre as impedâncias de sequência, para geradores, linhas e transformadores, são dados conforme o item 2.4. As reatâncias de sequência zero dos geradores são consideradas como sendo 40% das respectivas reatâncias subtransitórias (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

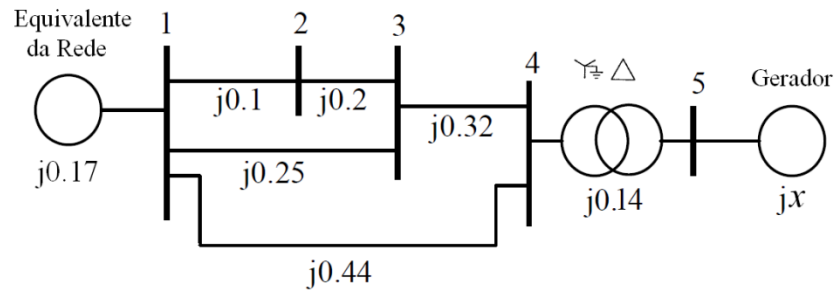
### 4.1 SISTEMA DE 05 BARRAS

#### 4.1.1 Obtenção das Expressões

A análise de impacto da inserção de uma nova fonte de energia com relação a afundamentos de tensão será feita no sistema de transmissão mostrado em (GOPI R. J. *et al.*, 2009). O sistema foi usado como uma topologia de teste a fim de exemplificar a metodologia descrita no capítulo 3.

A Figura 12 mostra o sistema utilizado no estudo de caso. Foi considerado uma região de 4 barras de um sistema de transmissão onde uma nova unidade geradora é conectada à barra 4 através de um transformador. Os valores dos elementos ativos representam suas reatâncias de sequência positiva.

**Figura 12 Sistema-teste.**



**Fonte: (GOPI R. J. et al., 2009).**

A impedância do gerador foi tratada como um valor mínimo constante, esta consideração conduziu o estudo para a análise do pior caso em relação a corrente de curto-circuito.

O sistema tem como tensão base 138kV e potência base 100MVA; a análise leva em conta o equivalente de outra rede na barra 1, com mesmas bases de tensão e potência; foi considerada uma rede cujas impedâncias equivalentes dos circuitos de sequência positiva e zero são 0,17 e 0,10 p.u. respectivamente.

O transformador é de 34,5/138kV e 100MVA e o gerador de 34,5kV e 100MVA nominais. Os valores das reatâncias, potências e tensões nominais foram tomados levando em consideração os valores típicos mostrados em (HEINE; LEHTONEN, 2002), (VAFAMEHR, 2011), (BAYLISS; HARDY, 2012) e (MCDONALD; SAHA, 2002).

Nos parágrafos seguintes, será mostrada a obtenção das equações em função da reatância da nova fonte de geração. Uma análise de casos extremos, utilizando o cálculo de limites, é realizada para as equações da corrente de falta e da magnitude dos afundamentos de tensão. Além disso, será possível obter os resultados numéricos para um intervalo pré-determinado de valores de reatância do novo gerador acoplado à rede.

O equacionamento da rede será mostrado de forma completa para uma falta trifásica à terra na barra 3.

A obtenção das expressões analíticas começa pelo cálculo da matriz impedância de barras ( $Z_{bus}$ ) de forma literal. Para isso será utilizado o algoritmo descrito no item 2.2. A metodologia descrita no item 3.1 será empregada com o objetivo de obter  $Z_{bus}$  como uma função da reatância do gerador a ser conectado ao sistema.

Todas as impedâncias do circuito mostrado na Figura 12 estão em p.u. e a condição de funcionamento do sistema em pré-falta (aproximação do fluxo de carga) considera todas as tensões iguais a 1 p.u, ou seja, não considera as correntes de carga. As cargas podem ser desprezadas para estudos de curto-circuito em sistemas de transmissão, devido a sua baixa influência.

Para ilustrar a metodologia, considera-se em uma análise preliminar, uma falta na barra 3 com impedância de falta  $Z_f=0$ . A equação (4.1) mostra a matriz de impedâncias obtida com todos os seus elementos expressos em função da reatância do gerador.

$$Z_{BUS}(x) = \begin{bmatrix} \frac{17(24650x + 8973)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{17(24650x + 8423)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{17(24650x + 7323)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{8381(50x + 7)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{(8381x)j}{(49300x + 26327)} \\ \frac{17(24650x + 8423)j}{(615050x + 237281)j} & \frac{(615050x + 237281)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{(514050x + 162191)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{9481(50x + 7)j}{50(49300x + 26327)} & \frac{(9481x)j}{(49300x + 26327)} \\ \frac{50(49300x + 26327)}{17(24650x + 7323)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{(514050x + 162191)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{(704050x + 237591)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{11681(50x + 7)j} & \frac{(49300x + 26327)}{6580xj} \\ \frac{50(49300x + 26327)}{8381(50x + 7)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{9481(50x + 7)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{11681(50x + 7)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{777(50x + 3)j} & \frac{49300x + 26327}{19425xj} \\ \frac{50(49300x + 26327)}{(8381x)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{(9481x)j} & \frac{50(49300x + 26327)}{6580xj} & \frac{2(49300x + 26327)}{19425xj} & \frac{49300x + 26327}{26327xj} \\ \frac{49300x + 26327}{49300x + 26327} & \frac{49300x + 26327}{49300x + 26327} & \frac{49300x + 26327}{49300x + 26327} & \frac{49300x + 26327}{49300x + 26327} & \frac{49300x + 26327}{49300x + 26327} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Para o caso de geradores síncronos, o parâmetro  $x$  representa a própria reatância subtransitória, especificação técnica fornecida pelo fabricante através dos dados de placa.

A coluna  $k$ -ésima da equação (4.1) possui todos os dados necessários para a análise de curto-circuito, desconsiderando as correntes de carga em pré-falta. Como a falta ocorre na barra 3, implica  $k = 3$ .

Assim, o termo central destacado na equação (4.2) determina a corrente de falta e os demais termos da 3ª coluna determinam as tensões durante a falta nas outras barras.



$$Z_{BUS}(x) = \begin{bmatrix} Z_{11}(x) & Z_{12}(x) & \frac{17(24650x + 7323)j}{50(49300x + 26327)} & Z_{14}(x) & Z_{15}(x) \\ Z_{21}(x) & Z_{22}(x) & \frac{(514050x + 162191)j}{50(49300x + 26327)} & Z_{24}(x) & Z_{25}(x) \\ Z_{31}(x) & Z_{23}(x) & \frac{(704050x + 237591)j}{50(49300x + 26327)} & Z_{34}(x) & Z_{35}(x) \\ Z_{41}(x) & Z_{42}(x) & \frac{11681(50x + 7)j}{50(49300x + 26327)} & Z_{44}(x) & Z_{45}(x) \\ Z_{51}(x) & Z_{52}(x) & \frac{6580xj}{49300x + 26327} & Z_{54}(x) & Z_{55}(x) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Expressões para a corrente de falta  $I_f(x)$ , equação (4.3), e para as magnitudes dos afundamentos de tensão em cada barra  $V_{sag}(x)$ , equação (4.6), como funções da reatância do novo gerador  $x$ , foram obtidas usando as equações (2.1) e (2.3) respectivamente.

$$I_f(x) = -\frac{6822288050j}{14081(704050x + 237591)} - \frac{49300j}{14081} \quad (4.3)$$

Esta equação trata-se da inversão da fração indicada no termo  $Z_{33}(x)$  da equação (4.2), pois é assumido tensões de pré-falta iguais a 1 p.u. em todas as barras.

O módulo da corrente de falta é dado pelo valor absoluto da equação (4.3) e a fase é  $-90^\circ$  neste caso. A corrente de falta está, portanto, defasada de  $-90^\circ$  em relação às tensões de pré-falta. Este resultado com relação à fase da corrente é esperado, visto que no estudo de caso não estão sendo consideradas as resistências das linhas.

Com relação aos afundamentos de tensão, o cálculo mostrado pelas equações (4.4) e (4.5) a seguir permite que se chegue à equação (4.6).

$$V_{sag}(x) = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{11}(x) & Z_{12}(x) & \frac{17(24650x+7323)j}{50(49300x+26327)} & Z_{14}(x) & Z_{15}(x) \\ Z_{21}(x) & Z_{22}(x) & \frac{(514050x+162191)j}{50(49300x+26327)} & Z_{24}(x) & Z_{25}(x) \\ Z_{31}(x) & Z_{23}(x) & \frac{(704050x+237591)j}{50(49300x+26327)} & Z_{34}(x) & Z_{35}(x) \\ Z_{41}(x) & Z_{42}(x) & \frac{11681(50x+7)j}{50(49300x+26327)} & Z_{44}(x) & Z_{45}(x) \\ Z_{51}(x) & Z_{52}(x) & \frac{6580xj}{49300x+26327} & Z_{54}(x) & Z_{55}(x) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{6822288050j}{14081(704050x+237591)} - \frac{49300j}{14081} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$V_{sag}(x) = \begin{bmatrix} 1 - \frac{17(24650x + 7323)j}{50(49300x + 26327)} * \left( -\frac{682228805j}{14081(704050x + 237591)} - \frac{49300j}{14081} \right) \\ 1 - \frac{(514050x + 162191)j}{50(49300x + 26327)} * \left( -\frac{682228805j}{14081(704050x + 237591)} - \frac{49300j}{14081} \right) \\ 1 - \frac{(704050x + 237591)j}{50(49300x + 26327)} * \left( -\frac{682228805j}{14081(704050x + 237591)} - \frac{49300j}{14081} \right) \\ 1 - \frac{11681(50x + 7)j}{50(49300x + 26327)} * \left( -\frac{682228805j}{14081(704050x + 237591)} - \frac{49300j}{14081} \right) \\ 1 - \frac{6580xj}{49300x + 26327} * \left( -\frac{682228805j}{14081(704050x + 237591)} - \frac{49300j}{14081} \right) \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Dessa forma, tem-se a magnitude dos afundamentos de tensão em todas as barras para uma falta trifásica na barra 3, considerando a inserção de uma geração na barra 5.

$$V_{sag}(x) = \begin{bmatrix} \frac{238292400}{14081(704050x + 237591)} + \frac{5700}{14081} \\ \frac{158861600}{14081(704050x + 237591)} + \frac{3800}{14081} \\ 0 \\ \frac{1623939344}{14081(704050x + 237591)} + \frac{2400}{14081} \\ \frac{2775300471}{14081(704050x + 237591)} + \frac{5700}{14081} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

O módulo do vetor de afundamentos de tensão é dado pela equação (4.6) e a fase é  $0^\circ$  neste caso. Logo, as tensões de afundamento estão em fase com as tensões de pré-falta.

Uma análise matemática das equações (4.3) e (4.6) nos permite definir os limites dentro dos quais os valores das magnitudes de  $I_f$  e  $V_{sag}$  variam.

Assim, foi possível calcular os limites superiores e inferiores para a corrente de falta  $I_h$  e  $I_l$ , equações (4.7) e (4.8), bem como para as magnitudes dos afundamentos de tensão, obtendo  $V_{sagh}$  e  $V_{sagl}$ , equações (4.9) e (4.10).

$$I_h = |\lim_{x \rightarrow 0} I_f(x)| = \left| -\frac{682228805j}{14081 \cdot 237591} - \frac{49300j}{14081} \right| = 5.5404 \text{ p.u.} \quad (4.7)$$

$$I_l = |\lim_{x \rightarrow \infty} I_f(x)| = \left| -\frac{49300j}{14081} \right| = 3.5012 \text{ p.u.} \quad (4.8)$$

$$V_{sagh} = \lim_{x \rightarrow 0} V_{sag}(x) = \begin{bmatrix} 0.4760 \\ 0.3174 \\ 0.0000 \\ 0.6558 \\ 1.0000 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (4.9)$$

$$V_{sagl} = \lim_{x \rightarrow \infty} V_{sag}(x) = \begin{bmatrix} 0.4048 \\ 0.2699 \\ 0.0000 \\ 0.1704 \\ 0.1704 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (4.10)$$

Por meio da análise de (4.7) e (4.8), pode-se observar que os valores obtidos para o limite inferior da corrente de curto-circuito  $I_l$  correspondem àquelas com o novo gerador desconectado, confirmando a ideia de que a inclusão de novos geradores à rede aumenta o nível da corrente de falta.

No que diz respeito a  $V_{sagl}$ , a partir da análise de (4.9) e (4.10), observou-se que o nível de tensão de afundamento mais baixo possível ocorre quando o novo gerador não está ligado à rede (reatância infinita).

Assim, a adição de um gerador para o sistema original promoveu um afundamento menos severo do que aquele observado sem a sua presença (independentemente da sua reatância), embora o valor de corrente de falta tenha registrado um acréscimo.

As expressões analíticas para a tensão de afundamento puderam ser obtidas para faltas ocorrendo nas outras 4 barras do sistema-teste sendo que toda a análise matemática feita anteriormente é válida para estes casos também. A equação (4.11) mostra o vetor de equações onde cada coluna corresponde univocamente à respectiva barra em falta.

$$V_{sag}(x) = \begin{bmatrix} 0 & \frac{227259570}{12301(615050x + 237281)} + \frac{3920}{12301} & \frac{238292400}{14081(704050x + 237591)} + \frac{5700}{14081} & \frac{11044}{19425} & \frac{17946}{26327} \\ \frac{550}{24650x + 8973} & 0 & \frac{158861600}{14081(704050x + 237591)} + \frac{3800}{14081} & \frac{9944}{19425} & \frac{16846}{26327} \\ \frac{1650}{24650x + 8973} & \frac{444374470}{12301(615050x + 237281)} + \frac{2020}{12301} & 0 & \frac{7744}{19425} & \frac{14646}{26327} \\ \frac{5522}{24650x + 8973} & \frac{1433280694}{12301(615050x + 237281)} + \frac{2820}{12301} & \frac{1623939344}{14081(704050x + 237591)} + \frac{2400}{14081} & \frac{0}{50x + 7} & \frac{986}{3761} \\ \frac{8973}{24650x + 8973} & \frac{2249661161}{12301(615050x + 237281)} + \frac{2820}{12301} & \frac{2775300471}{14081(704050x + 237591)} + \frac{5700}{14081} & \frac{7}{50x + 7} & 0 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

- Falta Fase-Terra

Para o caso de faltas fase-terra, foi necessário construir a matriz de impedâncias correspondente à rede de sequência zero, dada pela equação (4.12).

$$Z_{BUS}(x)^0 = \begin{bmatrix} 0.0890j & 0.0817j & 0.0670j & 0.0154j & 0.0000 \\ 0.0817j & 0.3080j & 0.1606j & 0.0256j & 0.0000 \\ 0.0670j & 0.1606j & 0.3476j & 0.0462j & 0.0000 \\ 0.0154j & 0.0256j & 0.0462j & 0.1185j & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.4000xj \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Nesta rede de sequência, deve-se levar em consideração a conexão do transformador, cuja reatância corresponde, neste caso, a um circuito aberto entre as barras 4 e 5.

As matrizes impedância de seqüências positiva e negativa são iguais à equação (4.1), visto que, a rede de seqüência positiva é a única a ser considerada no cálculo na análise de faltas trifásicas. Além disso, tem-se que as impedâncias de seqüência positiva são iguais às de seqüência negativa para cada elemento do sistema.

Utilizando as equações (2.10) e (2.11), é possível calcular a corrente de falta por meio da equação (4.13).

$$I_f(x) = 3I_f(x)^0 = \frac{3}{2 * \frac{(704050x + 237591)j}{50(49300x + 26327)} + 0.3476j} \quad (4.13)$$

As equações para as tensões de afundamento de seqüência positiva, negativa e zero foram obtidas considerando-se três circuitos independentes entre si. Em seguida foram obtidas as tensões nas três fases do sistema para as 05 barras seguindo a conversão dada pelo teorema das componentes simétricas, sendo que a tensão na fase em falta corresponde a tensão de afundamento. A análise matemática com o cálculo dos limites, assim como feita para faltas trifásica, é mostrada pelas equações (4.14), (4.15), (4.16) e (4.17).

$$I_h = |\lim_{x \rightarrow 0} I_f(x)| = |-4.2335j| = 4.2335 \text{ p.u.} \quad (4.14)$$

$$I_l = |\lim_{x \rightarrow \infty} I_f(x)| = |-3.2648j| = 3.2648 \text{ p.u.} \quad (4.15)$$

$$V_{ah} = \lim_{x \rightarrow 0} V_a(x) = \begin{bmatrix} 0.6385 \\ 0.4257 \\ 0.0000 \\ 0.7595 \\ 1.0000 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (4.16)$$

$$V_{al} = \lim_{x \rightarrow \infty} V_a(x) = \begin{bmatrix} 0.5570 \\ 0.3714 \\ 0.0000 \\ 0.4340 \\ 0.4843 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (4.17)$$

Em relação à falta trifásica, observa-se a redução dos valores respectivos para a corrente de falta e o aumento dos valores de tensão de afundamento, caracterizando a menor severidade das faltas fase-terra em relação às trifásicas.

#### 4.1.2 Validação do Algoritmo Desenvolvido

Com a finalidade de validar o programa desenvolvido, foi feita uma comparação entre os resultados obtidos com a aplicação desenvolvida no Matlab e os resultados obtidos com o programa comercial *Powerworld*.

As expressões analíticas para os afundamentos de tensão foram usadas substituindo-se um valor arbitrário de reatância de sequência positiva igual a 0,25 p.u. nas equações referentes ao sistema teste de 05 barras, permitindo obter os resultados de saída do programa para uma falta trifásica e uma falta fase-terra na barra 3. Os resultados mostrados na Tabela 1 verificam que o algoritmo desenvolvido para o cálculo de afundamentos de tensão fornece resultados com alto grau de exatidão.

**Tabela 1 Resultados para Falta na Barra 3.**

Tensão na barra [pu]	Falta Trifásica		Falta Fase-Terra	
	Aplicação	Powerworld	Aplicação	Powerworld
1	0,44572	0,44572	0,60774	0,60774
2	0,29714	0,29714	0,40516	0,40516
3	0,00000	0,00000	2,2204e-16	0,00000
4	0,44928	0,44928	0,63657	0,63657
5	0,64697	0,64697	0,80519	0,80519

### 4.1.3 Influência do Valor de Reatância do Gerador

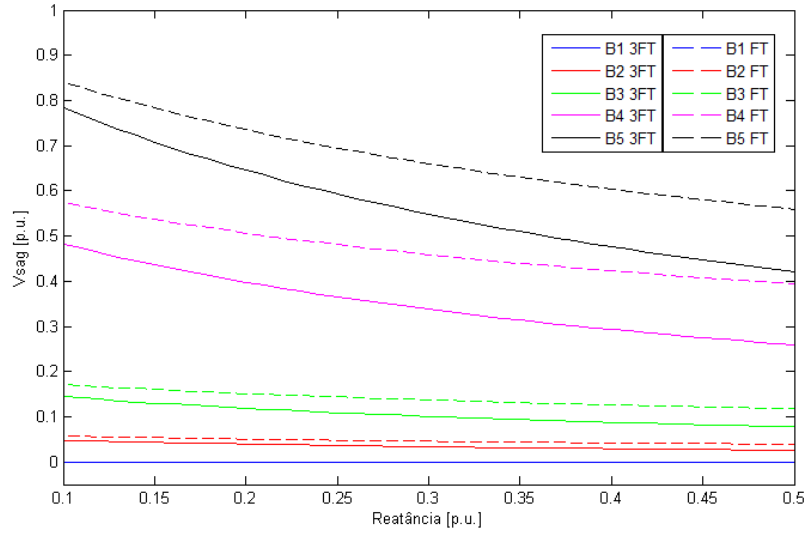
Para apresentar os resultados numéricos e gráficos referentes a cada variável, bem como para inserir comentários condizentes a cada uma delas, este item será dividido em subitens independentes de modo a facilitar a compreensão do estudo de caso.

Primeiramente serão abordados os afundamentos de tensão e a corrente de falta para faltas trifásicas em seguida será feita uma análise destas grandezas para faltas fase-terra. As equações obtidas em função da reatância do gerador foram utilizadas para traçar o gráfico das tensões de afundamento e da corrente de falta para os dois tipos de falta citados.

Foram atribuídos 40 valores diferentes para a reatância  $x$ , entre 0,10 e 0,50 p.u. com um passo de 0,01 p.u. Não se sugere que a reatância da fonte tenha a variação dada no intervalo citado durante a operação. A definição deste intervalo surgiu da necessidade de contemplar uma ampla gama de unidades geradoras, considerando tensões e potências típicas em aplicações práticas (STEVENSON; GRAINGER, 1994) e levando em consideração que cada máquina tem a sua impedância típica, além disso, a reatância pode ser considerada a equivalente de um conjunto de máquinas em paralelo.

Todas as faltas nas simulações são do tipo trifásica (3F) à terra ou fase-terra (FT). A Figura 13 mostra as curvas relativas ao módulo das tensões de afundamento em cada barra para faltas na barra 1.

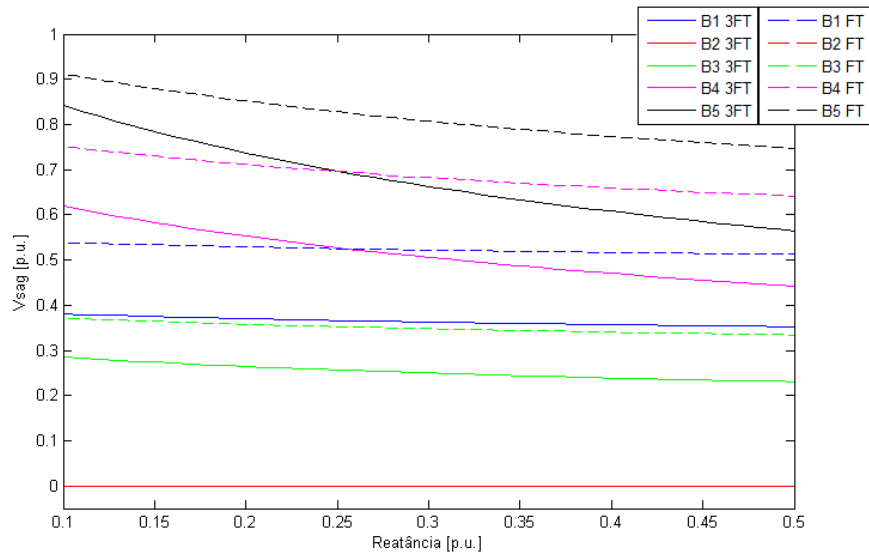
**Figura 13 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 1.**



**Fonte: o autor (2016).**

A Figura 14 mostra as curvas relativas ao módulo das tensões de afundamento em cada barra para faltas na barra 2.

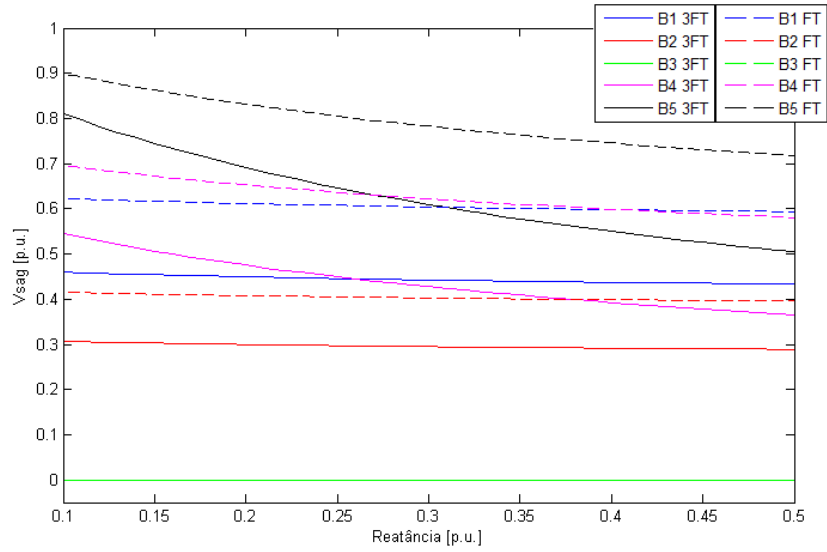
**Figura 14 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 2.**



**Fonte: o autor (2016).**

A Figura 15 mostra as curvas relativas ao módulo das tensões de afundamento em cada barra para faltas na barra 3.

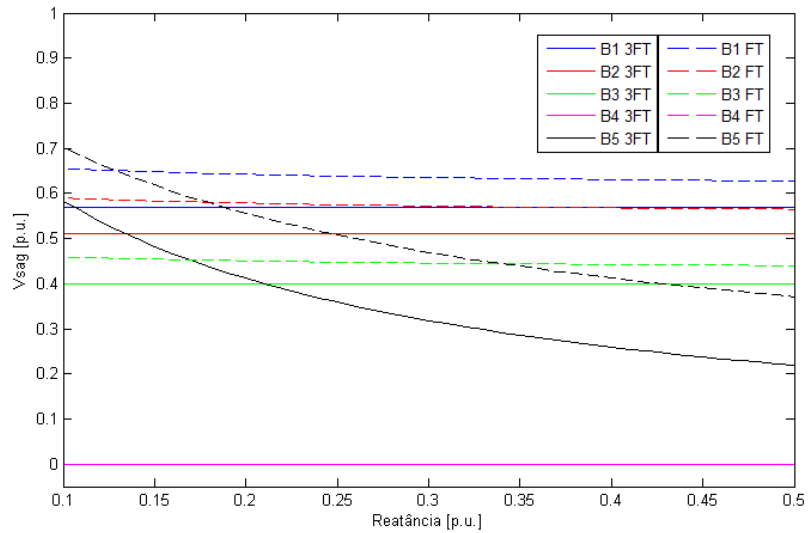
**Figura 15 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 3.**



**Fonte: o autor (2016).**

A Figura 16 mostra as curvas relativas ao módulo das tensões de afundamento em cada barra para faltas na barra 4.

**Figura 16 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 4.**

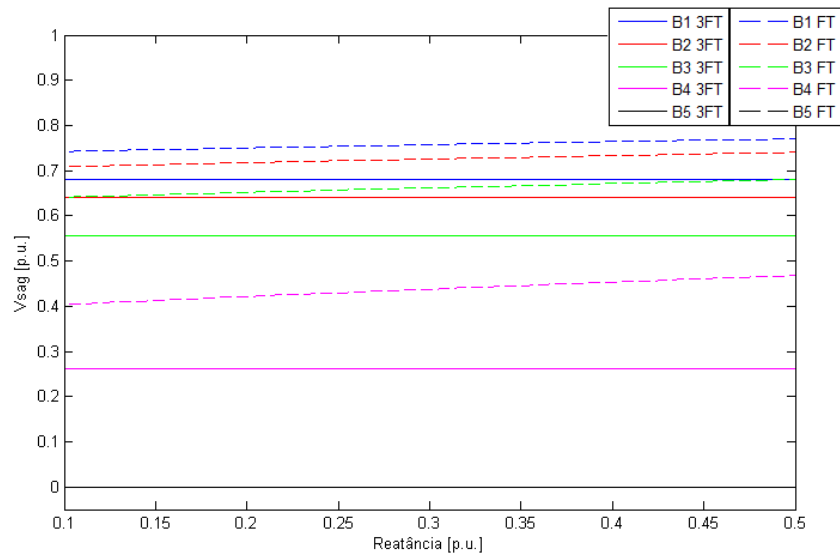


**Fonte: o autor (2016).**

A Figura 17 mostra as curvas relativas ao módulo das tensões de afundamento em cada barra para faltas na barra 5.



**Figura 17 Afundamentos de Tensão devido a faltas na barra 5.**

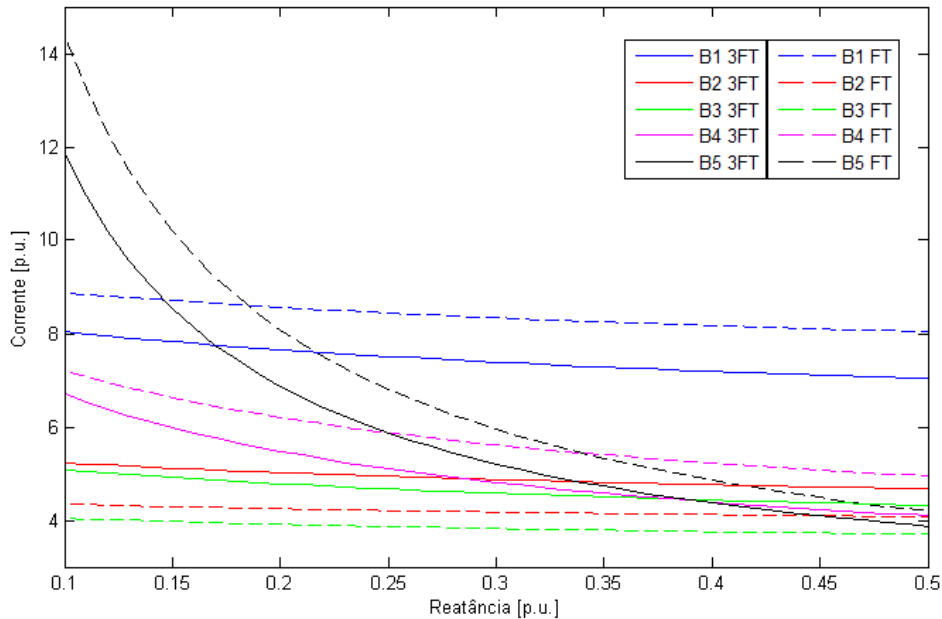


**Fonte: o autor (2016).**

As tensões nas barras têm seus comportamentos definidos pela posição da nova unidade geradora na rede, bem como pelas conexões e a distância da falta.

A Figura 18 mostra os valores calculados do módulo da corrente de falta como função da reatância da nova fonte acoplada a barra 5 considerando faltas trifásicas à terra e faltas fase-terra em todas as barras do sistema.

**Figura 18 Correntes de Falta.**



**Fonte: o autor (2016).**

Pode-se verificar que a adição de geradores ao sistema elétrico aumenta o nível das correntes de curto circuito, esta conclusão é feita baseada no fato de que valores extremamente altos de reatância da fonte indicam a desconexão do gerador.

O uso da abordagem analítica dependente da reatância “ $x$ ” da nova unidade geradora para a avaliação de afundamentos de tensão aumenta o nível de previsibilidade e controlabilidade do sistema.

Além disso, é possível dividir o “*eixo x*” em intervalos contínuos de valores de reatância e incluir um determinado tipo de unidade geradora (considerando a seus aspectos construtivos) em um grupo de reatâncias, porém, isso vai além do escopo deste trabalho.

Outras topologias podem ser simuladas, mas os resultados não necessariamente vão seguir este estudo de caso, embora esta análise mostre a capacidade do programa em estimar os níveis dos afundamentos de tensão e das correntes de falta de forma parametrizada, sem a necessidade de realizar várias simulações puramente numéricas.

#### 4.1.4 Análise de Sensibilidade dos Afundamentos de Tensão em Relação à Reatância do Gerador

A primeira derivada das equações de  $V_{sag}(x)$  em relação a  $x$  pode ser utilizada, equação (4.18), a fim de obter a taxa de crescimento do vetor de afundamentos de tensão como uma função de  $x$ , para cada barra em falta indexada pelas colunas da matriz.

Neste contexto, caso as tensões de afundamento registradas para o sistema em falta estejam em níveis aceitáveis, é conveniente saber quais barras tem sua tensão de afundamento mais alterada devido ao uso de outro gerador com reatância diferente.

$$S = \frac{dV_{sag}(x)}{dx} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-11362978500}{(615050x + 237281)^2} & \frac{-11914620000}{(704050x + 237591)^2} & 0 & 0 \\ \frac{-13557500}{(24650x + 8973)^2} & 0 & \frac{-7943080000}{(704050x + 237591)^2} & 0 & 0 \\ \frac{-40672500}{(24650x + 8973)^2} & \frac{-22218723500}{(615050x + 237281)^2} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-136117300}{(24650x + 8973)^2} & \frac{-71664034700}{(615050x + 237281)^2} & \frac{-81196967200}{(704050x + 237591)^2} & 0 & 0 \\ \frac{-221184450}{(24650x + 8973)^2} & \frac{-112483058050}{(615050x + 237281)^2} & \frac{-138765023550}{(704050x + 237591)^2} & \frac{-350}{(50x + 7)^2} & 0 \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Uma análise do sinal dos elementos da equação (4.18) mostra que os valores das derivadas são sempre negativos para qualquer  $x > 0$ , indicando o decréscimo da tensão à medida que o valor de reatância cresce.

O valor numérico obtido em cada ponto da equação (4.18) representa a sensibilidade  $S$  das quedas de tensão em relação à reatância do gerador para cada local de falta.

Observa-se que, para qualquer valor de  $x$ , os valores correspondentes à barra de conexão do gerador são os maiores, exceto para falta na própria barra. Desse modo, define-se a sensibilidade percentual, equação (4.19), definindo  $S(5)$  como valor base.

$$S(k)\% = \frac{S(k)}{S(5)} \quad (4.19)$$

A aplicação de (4.19) para todas as colunas da equação (4.18) gera os resultados mostrados na Tabela 2. Verifica-se que a sensibilidade expressa por (4.19) é independente de  $x$ .

**Tabela 2 Razão Percentual de Sensibilidade para Falta Trifásicas.**

Barra k	Falta na B1	Falta na B2	Falta na B3	Falta na B4	Falta na B5
S(1) / S(5)	0,0%	10,1%	8,6%	0,0%	-
S(2) / S(5)	6,1%	0,0%	5,7%	0,0%	-
S(3) / S(5)	18,4%	19,8%	0,0%	0,0%	-
S(4) / S(5)	61,5%	63,7%	58,5%	0,0%	-
S(5) / S(5)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-

Estes resultados possibilitam quantificar o quão sensível a variações de reatância o afundamento de tensão é em uma determinada barra em relação ao ponto mais sensível, barra 5 neste sistema. A barra em falta não é sensível por ser o local exato da falta.

Supondo que a barra 3 esteja em falta; com a finalidade de exemplificar a análise dos resultados, conclui-se que a barra 2 é o ponto do sistema que apresenta a menor variação na tensão de afundamento, ou seja, mesmo que o gerador presente seja substituído por outro, o afundamento não vai mudar significativamente nesta barra.

O mesmo procedimento foi efetuado para faltas fase-terra, embora as equações sejam mais extensas, isso não impediu a obtenção dos resultados mostrados na Tabela 3.

**Tabela 3 Razão Percentual de Sensibilidade para Falta Fase-Terra.**

Barra k	Falta na B1	Falta na B2	Falta na B3	Falta na B4	Falta na B5
S(1) / S(5)	0,0%	15,7%	15,8%	8,1%	-
S(2) / S(5)	6,3%	0,0%	10,5%	7,3%	-
S(3) / S(5)	18,9%	22,4%	0,0%	5,7%	-
S(4) / S(5)	63,4%	67,0%	63,1%	0,0%	-
S(5) / S(5)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-

Esta análise serve para verificar quais barras tem seu valor de afundamento mais ou menos alterado no caso de troca do gerador. Portanto, não significa que a barra menos sensível em relação à reatância será a melhor barra para a alocação de cargas sensíveis.

## 4.2 SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE

### 4.2.1 Classificação das Barras Quanto à Frequência dos Afundamentos de Tensão

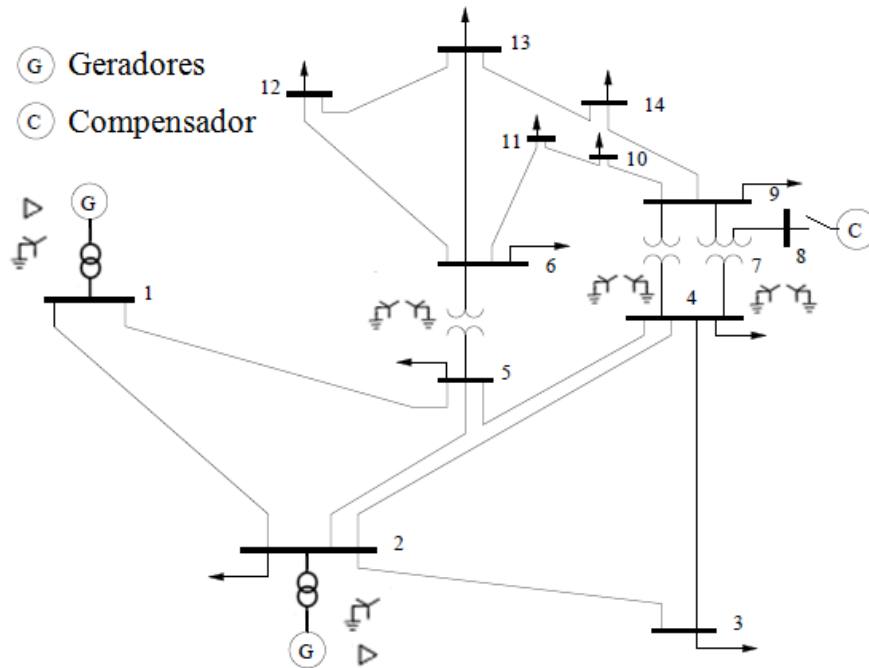
Para exemplificar a aplicação da metodologia em um sistema de maior porte típico citado na literatura, o sistema IEEE 14 barras modificado foi simulado seguindo a metodologia mostrada no Item 3.2.3. Esta simulação tem por objetivo aplicar a metodologia proposta no Capítulo 3 para um caso específico, no qual se quer avaliar o impacto da inserção de uma unidade geradora em uma barra específica do sistema. Será feito o cômputo dos afundamentos, com faltas ocorrendo em todas as barras do sistema.

As equações para as tensões de afundamento foram obtidas para este sistema de 14 barras da mesma forma que no sistema teste de 05 barras para faltas trifásicas e fase-terra em todas as barras do sistema, totalizando 28 equações diferentes para afundamentos de tensão em função da reatância do gerador neste caso.

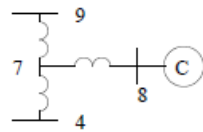
O estudo realizado para um gerador de reatância conhecida estabeleceu um valor numérico fixo em p.u. para a reatância da máquina, por consequência, todas as equações para os afundamentos em cada barra e para cada tipo de falta geram um número complexo de saída que representa seu módulo e fase.

Primeiramente, o sistema mostrado na Figura 19 foi simulado e a análise mostrada no Capítulo 3 foi realizada. Não foram consideradas as capacitâncias shunts e as cargas foram desprezadas. Foram consideradas a tensão base de 138kV e a potência base de 100MVA. Os dados do sistema foram obtidos de (SHARMA, *et al.*, 2014), (KODSI; CAÑIZARES, 2003), (CONEJO; GALIANA; KOCKAR, 2001) e (UNIVERSIDADE DE WASHINGTON, 2016). Os valores de reatância dos transformadores e da reatância do novo gerador foram estimados com base em (BAYLISS; HARDY, 2012) e (STEVENSON; GRAINGER, 1994). Os dados das linhas encontram-se na Tabela 8 do Anexo A.

Figura 19 Sistema de 14 barras do IEEE modificado.



Equivalente do Transformador



Fonte: (UNIVERSIDADE DE WASHINGTON, 2016).

Dados dos geradores:

Gerador da barra 1:  $X_d'' = 0,23 p. u.$

Gerador da barra 2:  $X_d'' = 0,13 p. u.$

Dados dos transformadores:

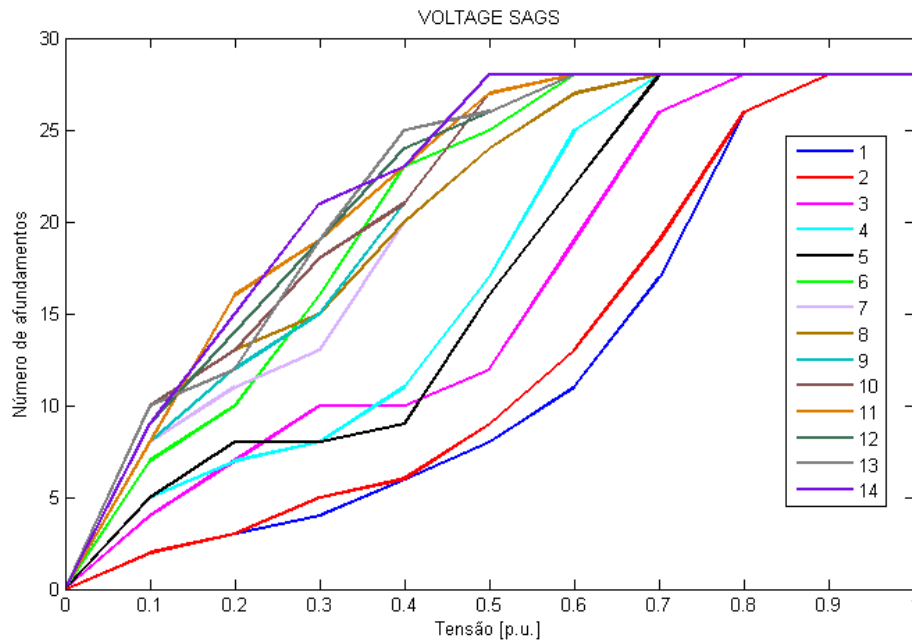
Transformador da barra 1:  $X = 0,14 p. u.$

Transformador da barra 2:  $X = 0,12 p. u.$

Os números de afundamentos registrados para cada barra, considerando faltas trifásicas e fase-terra em todas as barras, foram obtidos, os resultados são dados pela Figura

20. Em cada intervalo é contabilizado o número de afundamentos nas barras que possuem magnitude menor que o limite superior daquele mesmo intervalo.

**Figura 20 Número acumulado de afundamentos para cada barra.**



**Fonte: o autor (2016).**

Os resultados mostram que a barra 14 apresenta os valores mais baixos de tensão para um número relativamente grande de faltas, sendo considerada a pior barra sob o ponto de vista de afundamentos de tensão.

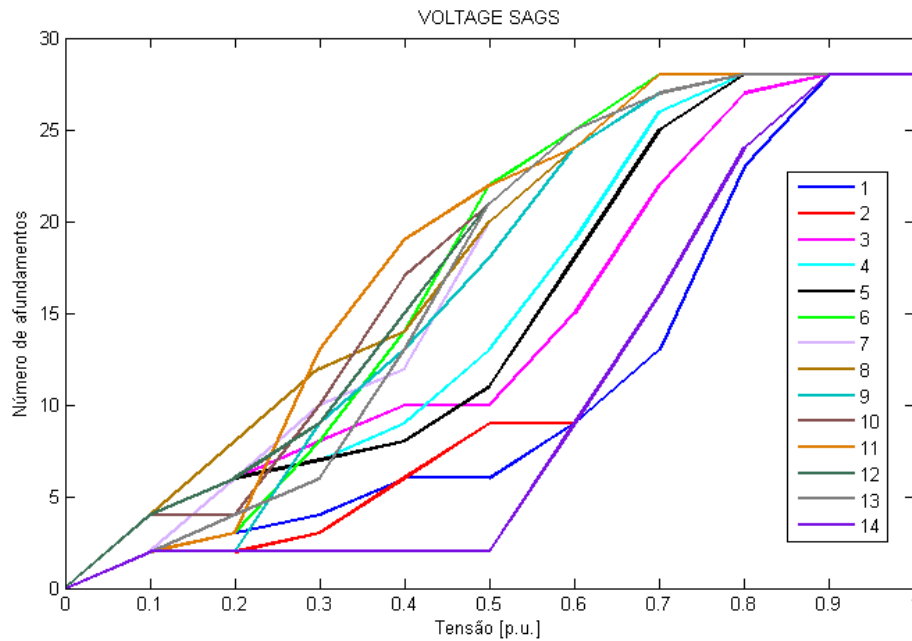
Tendo em vista esse resultado, foi considerada a conexão de um novo gerador na barra 14, com a finalidade de melhorar o nível de tensão nas barras. O novo gerador e o transformador usado na sua conexão com a rede apresentam as reatâncias a seguir:

-Gerador da barra 14:  $X_d'' = 0,15 p.u.$

-Transformador da barra 14:  $X = 0,12 p.u.$ , conexão delta-estrela aterrado.

Os resultados da análise com o novo gerador acoplado são mostrados na Figura 21.

**Figura 21 Número acumulado de afundamentos para cada barra com o Novo Gerador na Barra 14.**



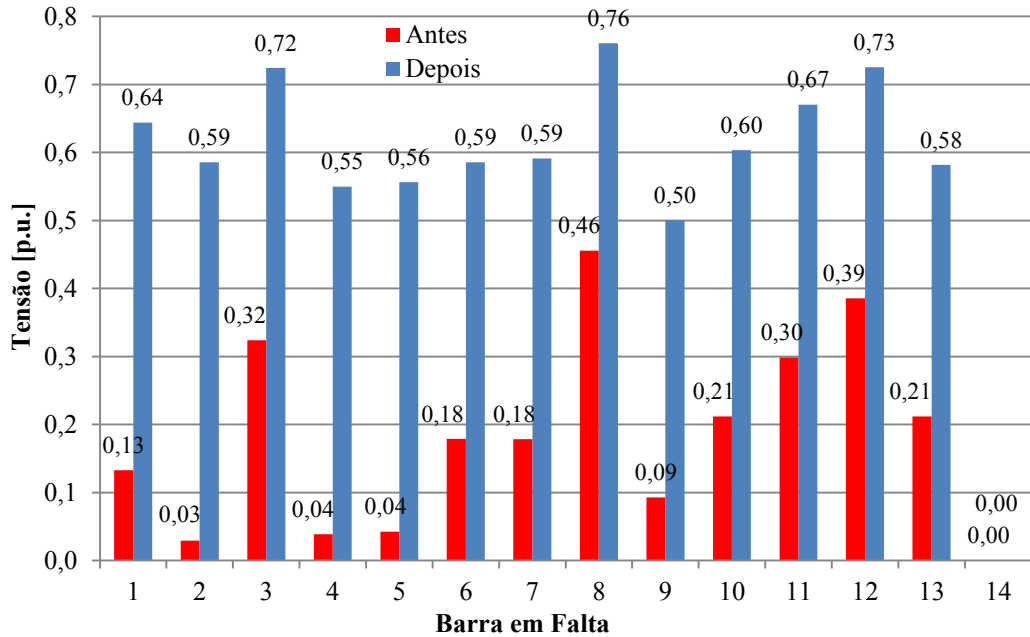
**Fonte: o autor (2016).**

Analisando os resultados, pode-se observar a melhora propiciada pela adição de um novo gerador ao sistema, considerando o número de afundamentos de tensão causados por faltas trifásicas e fase-terra, visto que as curvas da Figura 21 relacionam um maior número de afundamentos relacionados a tensões mais altas se comparadas às da Figura 20.

A Figura 22 mostra os resultados das tensões de afundamento na barra 14 para faltas em todas as barras, antes e depois da adição do novo gerador para uma falta trifásica à terra.



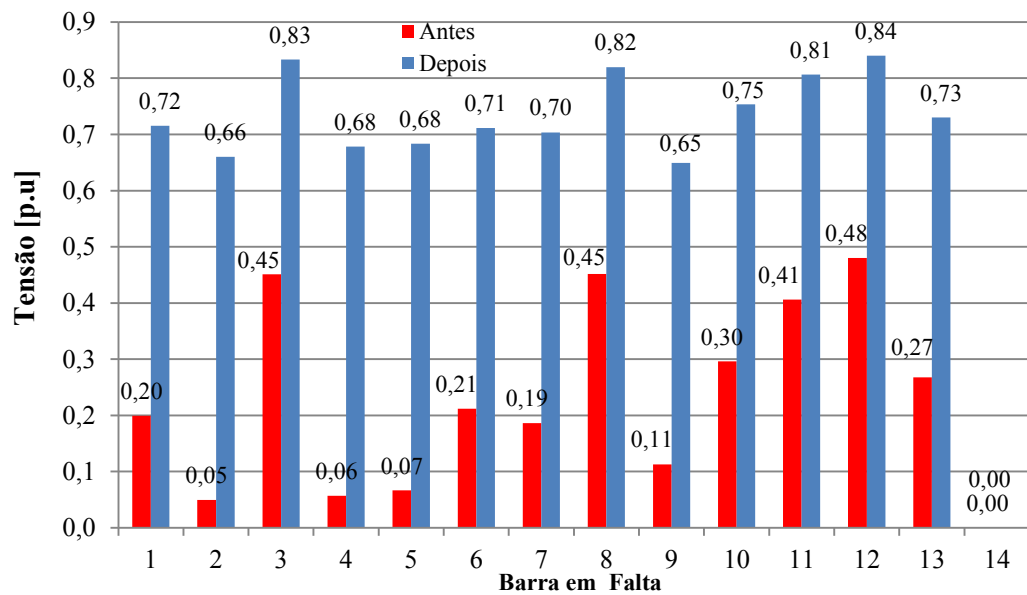
**Figura 22 Tensões na Barra 14 para Falta Trifásica, Antes e Depois da Inserção do Gerador.**



**Fonte: o autor (2016).**

A Figura 23 mostra a tensão na fase em falta da barra 14 devido a faltas Fase A - Terra em todas as barras, antes e depois da adição do novo gerador. Os valores de tensão para as outras duas fases em conjunto com a fase em falta estão na Tabela 9 do Anexo B.

**Figura 23 Tensões na fase A da barra 14 para Falta Fase A—Terra, Antes e Depois da Inserção do Gerador.**



**Fonte: o autor (2016).**

Em relação à falta trifásica, a falta fase-terra apresenta valores de tensão superiores, tanto na ausência quanto na presença do novo gerador na barra 14.

#### **4.2.2 Determinação da Reatância Máxima para a Redução do Número de Afundamentos de Tensão**

A obtenção das expressões analíticas, em termos da reatância do novo gerador, permitiu sua utilização sob a forma de inequações, com o objetivo de obter valores máximos de reatância que assegurem tensões de afundamento acima de um limiar pré-estabelecido.

A simulação anterior permitiu observar uma melhora no nível dos afundamentos de tensão promovida pelo acoplamento de um gerador na barra 14 do sistema. Para o sistema em análise, foi possível determinar a reatância máxima do gerador que assegura a operação de cargas sensíveis acima do limiar de tensão em cada barra do sistema, considerando faltas fase-terra em todas as barras, por terem maior probabilidade de ocorrência.

Sabe-se que a reatância da máquina interfere na capacidade de elevar a tensão nas barras, considerando a sua não desconexão do sistema durante a falta. Primeiramente, o sistema foi simulado sem o novo gerador no sistema, os valores registrados das tensões de afundamento em todas as barras, para faltas fase-terra em todas as barras estão mostrados na Tabela 4. Os casos destacados na cor verde correspondem a não ocorrência de afundamentos.

A Tabela 5 mostra os valores máximos de reatância do novo gerador, acoplado à barra 14, considerando o intervalo de excursão para a reatância do gerador entre 0,01 e 0,50 p.u. (valores realísticos). O limiar de tensão de 0,7 p.u. foi considerado como um limiar de sensibilidade a afundamentos para cargas sensíveis (LEE; ALBU; HEYDT, 2004), (TAN; RAMACHANDARAMURTHY, 2012), (DAVENPORT, 1990), (GUPTA; MILANOVIC, 2006) e (IEEE, 2004).

**Tabela 4 Tensão [p.u.] em cada barra para faltas em todas as barras.**

Barra	Barra em Falta													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	0,000	0,211	0,665	0,527	0,499	0,716	0,692	0,791	0,705	0,763	0,793	0,833	0,788	0,828
2	0,260	0,000	0,599	0,464	0,454	0,687	0,654	0,765	0,668	0,734	0,770	0,816	0,766	0,808
3	0,232	0,023	0,000	0,221	0,274	0,575	0,504	0,665	0,527	0,623	0,680	0,747	0,678	0,728
4	0,206	0,044	0,428	0,000	0,112	0,477	0,374	0,579	0,404	0,523	0,598	0,684	0,599	0,656
5	0,189	0,058	0,485	0,141	0,000	0,451	0,441	0,623	0,458	0,557	0,603	0,670	0,587	0,671
6	0,193	0,055	0,472	0,108	0,027	0,000	0,326	0,544	0,304	0,392	0,374	0,425	0,291	0,518
7	0,204	0,046	0,435	0,018	0,098	0,385	0,000	0,326	0,139	0,336	0,484	0,628	0,516	0,541
8	0,204	0,046	0,435	0,018	0,098	0,385	0,000	0,000	0,139	0,336	0,484	0,628	0,516	0,541
9	0,203	0,047	0,439	0,028	0,090	0,337	0,105	0,397	0,000	0,239	0,425	0,599	0,474	0,482
10	0,201	0,048	0,444	0,041	0,079	0,279	0,143	0,423	0,053	0,000	0,297	0,569	0,442	0,488
11	0,197	0,051	0,458	0,073	0,053	0,143	0,232	0,482	0,175	0,191	0,000	0,499	0,369	0,503
12	0,194	0,054	0,469	0,102	0,032	0,024	0,310	0,533	0,282	0,381	0,377	0,000	0,152	0,459
13	0,195	0,054	0,467	0,096	0,036	0,049	0,294	0,523	0,259	0,370	0,381	0,329	0,000	0,398
14	0,199	0,050	0,451	0,057	0,067	0,212	0,186	0,452	0,113	0,296	0,406	0,480	0,268	0,000

**Tabela 5 Valores Máximos de Reatância [p.u.] com o Novo Gerador na Barra 14.**

Barra do Consumidor	Barra em Falta													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-	-	0,34	-	-	NA	0,50	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	-	-	-	-	-	0,50	0,02	NA	0,10	NA	NA	NA	NA	NA
3	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-	-	0,50	NA	0,50	0,02
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,03	-
5	-	-	-	-	-	-	-	0,18	-	-	-	0,50	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	0,09	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-	-
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,22	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	0,18	-	-	-	-	-	-
13	-	-	0,05	-	-	-	-	0,26	-	-	-	-	-	-
14	0,17	0,09	0,50	0,11	0,12	0,17	0,15	0,50	0,07	0,29	0,50	0,50	0,22	-

Os 16 casos onde não ocorreram afundamentos severos, na ausência do gerador, estão destacados na Tabela 5 na cor verde, onde NA significa não se aplica. Portanto, as análises realizadas nos itens a seguir não são válidas para estes casos. O elemento 0,02 (destacado em amarelo) indica que o acoplamento do gerador na barra 14 passa a causar afundamento na barra 3 devido a falta fase-terra na barra 14 para valores de reatância do gerador maiores que 0,02; foi possível observar um único caso em que isso acontece neste estudo de caso.

Com a finalidade de exemplificar as conclusões que podem ser tiradas a partir dos resultados mostrados na Tabela 5, pode-se analisar a suportabilidade para um consumidor sensível na barra 5 da seguinte forma:

- 1) Toma-se a 5ª linha da tabela.
- 2) Toma-se a 8ª coluna da tabela, obtém-se o valor de 0,18 p.u.

Isto significa que valores de reatância do gerador de no máximo 0,18 p.u asseguram a tensão na fase em falta acima de 0,7 p.u na barra 5 para uma falta na barra 8.

Analogamente, para uma falta na barra 12 (coluna 12), o valor máximo de reatância corresponde a 0,50 p.u e para faltas em quaisquer outras barras (demais colunas) não existe um valor de reatância que assegure a tensão na barra 5 acima de 0,7 p.u na fase em falta.

Tendo em vista a Tabela 5, e levando em conta essas considerações, duas análises são propostas a partir destes resultados e mostradas a seguir. Vale lembrar que estas análises são válidas para o caso do acoplamento do gerador ser feito na barra 14.

Observa-se que, em muitos casos, um gerador não é capaz de eliminar todos os afundamentos de magnitude inferior ao limiar. Porém, esta análise permite prever, para faltas em determinadas barras, qual deveria ser a reatância máxima do gerador para mitigar os afundamentos em outras barras.

A seleção de geradores, cujas reatâncias estejam contidas em uma determinada faixa de valores, permite que os afundamentos sejam eliminados em algumas barras e, conseqüentemente, algumas barras possam ser eliminadas da área de vulnerabilidade.

Usando a Tabela 5 como referência, o procedimento a seguir permite obter os resultados da análise proposta acima.

Para cada linha  $k$  da tabela:

- 1) Registram-se o(s) índice(s) da(s) barra(s) em falta em que um valor de reatância máxima é obtido;
- 2) Computa-se o número de registros efetuados;
- 3) Registra-se o menor dos valores máximos de reatância.

A Tabela 6 mostra quantas e quais barras podem ser eliminadas da região de vulnerabilidade, além do valor máximo de reatância que torna isso factível para cada barra.

**Tabela 6 Barras eliminadas da região de vulnerabilidade.**

Barra	Número de barras eliminadas da região de vulnerabilidade	Barras eliminadas	Reatância máxima [p.u.]
1	2	03 e 07	0,34
2	3	06, 07 e 09	0,02
3	3	08, 11 e 13	0,50
4	2	12 e 13	0,03
5	2	08 e 12	0,18
6	1	08	0,09
7	1	12	0,50
8	1	12	0,50
9	1	12	0,50
10	1	12	0,22
11	0	-	-
12	1	08	0,18
13	2	03 e 08	0,05
14	13	Todas exceto a 14	0,07

A observação destes resultados permite que se realizem as análises nos itens a seguir.

- **Determinação do Ponto de Falta com Maior Probabilidade de Mitigação**

Embora não seja possível escolher o ponto de ocorrência da falta, pode ser feita a seguinte análise para uma falta na barra 12. Tomando-se a 12ª coluna da Tabela 5, observa-se que foi possível obter tensões acima de 0,7 p.u. em 10 das 14 barras do sistema. Em 3 destes casos, não se registraram afundamentos, mesmo na ausência do gerador. Logo, tem-se a mitigação de 07 afundamentos relativos a faltas fase-terra na barra 12. Isto revela que os afundamentos de tensão em outras barras, devidos a faltas na barra 12, são mais facilmente mitigados do que aqueles devidos a faltas em outras barras do sistema. Qualquer valor de reatância inferior a 0,22 p.u assegura tensões acima de 0,7 p.u para as barras 04, 05, 07-10 e 14 mostradas na tabela, este valor corresponde ao limite superior do conjunto intersecção das soluções das 07 inequações obtidas para este caso.

Por outro lado, os afundamentos provocados por faltas nas barras 1, 2, 4 e 5 não foram mitigados com a inserção de um gerador na barra 14.

Considerando estes resultados, conclui-se que, se a falta ocorre na barra 12, um número maior de barras podem ter afundamentos mitigados pela presença do gerador na barra 14.

- **Determinação da Reatância Máxima do Novo Gerador para um Determinado Consumidor**

Considerando a hipótese de que se queira avaliar a barra 14 tendo em vista a possibilidade de alocar um consumidor sensível nesta barra do sistema, os resultados da Tabela 5 devem ser analisados da seguinte forma:

- 1) Toma-se a 14ª linha da Tabela 5, observa-se que foi possível obter um valor de reatância para faltas em todas as barras, com exceção da barra onde o gerador está acoplado (barra 14);

- 2) Considerando que os valores calculados são os máximos para cada barra em falta, tem-se que o valor de 0,07 p.u assegura a manutenção das tensões de afundamento para faltas em todas as barras acima do limiar de 0,7 p.u estabelecido anteriormente, não importa a barra de ocorrência da falta (exceto a barra 14).

Assim, pode-se determinar o valor máximo da reatância do gerador para que um consumidor sensível instalado na barra 14 não seja submetido a tensões de afundamento menores que 0,7 p.u, levando em consideração a possibilidade da falta ocorrer em qualquer outra barra.

### 4.2.3 Alocação de Gerador para Reduzir a Ocorrência de Afundamentos de Tensão

#### 4.2.3.1 Alocação de Gerador com Reatância Conhecida

O sistema de 14 barras mostrado na Figura 19 foi simulado com faltas trifásicas e fase-terra ocorrendo em todas as barras do sistema.

A metodologia proposta no item 3.2.5.1 foi utilizada para obter o número mínimo de afundamentos severos, considerando a alocação de um gerador adicional de reatância conhecida nas barras do sistema.

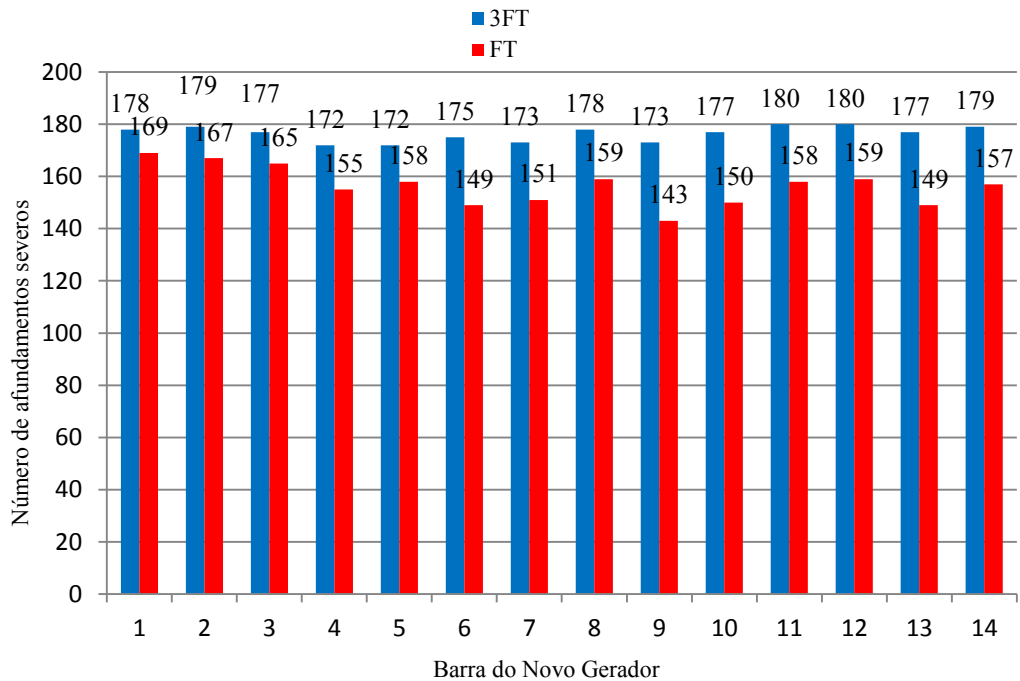
A Figura 24, mostra o número de afundamentos registrados em todo o sistema para cada barra de alocação do novo gerador e para cada tipo de falta, onde *3FT* corresponde às faltas trifásicas e *FT* às faltas fase-terra. Para cada barra de alocação do novo gerador, o número máximo de casos possíveis corresponde a  $14 \times 14 = 196$ .

Os resultados foram obtidos considerando um gerador conectado ao sistema por meio de um transformador configurado em delta do lado de gerador e estrela aterrado do lado do sistema, os dados do gerador e transformador utilizados encontram-se a seguir:

-Gerador:  $X_d'' = 0,15 \text{ p.u.}$  34,5kV 100MVA

-Transformador:  $X = 0,12 \text{ p.u.}$  34,5/138kV 100MVA

**Figura 24 Número de afundamentos severos.**



**Fonte: o autor (2016).**

Embora tenham sido registrados valores muito parecidos para alocação do gerador nas barras 4, 5 e 9 no caso de faltas trifásicas, registrou-se o menor número de afundamentos severos para alocação de um novo gerador na barra 9 no caso de faltas fase-terra.

De acordo com os resultados obtidos, a barra 9 é o melhor ponto de conexão do gerador adicional, com o objetivo de reduzir o número de afundamentos severos registrados no sistema.

Sem a presença do gerador, foram registrados 190 afundamentos severos no caso de faltas trifásicas e 180 no caso de faltas fase-terra. Para a alocação do gerador na barra 9, obtém-se uma redução de 9% no número de afundamentos severos para o caso de faltas trifásicas; no caso de faltas fase-terra, a redução foi de 21%.



#### 4.2.3.2 Relação entre o Número de Afundamentos Mitigados e a Reatância do Gerador no Ponto de Alocação

Sabendo que a barra 9 foi o ponto onde se registrou o menor número de afundamentos para um gerador de reatância conhecida, propôs-se avaliar a influência da reatância da máquina na capacidade de mitigar os afundamentos de tensão.

A Tabela 7 mostra os valores calculados de reatância máxima do gerador, acoplado à barra 9, que eliminam os afundamentos de tensão. Para isso, foi utilizada a metodologia explicada no item 3.2.5.2. As células em verde são os casos onde não ocorrem afundamentos na ausência do gerador, NA significa não se aplica.

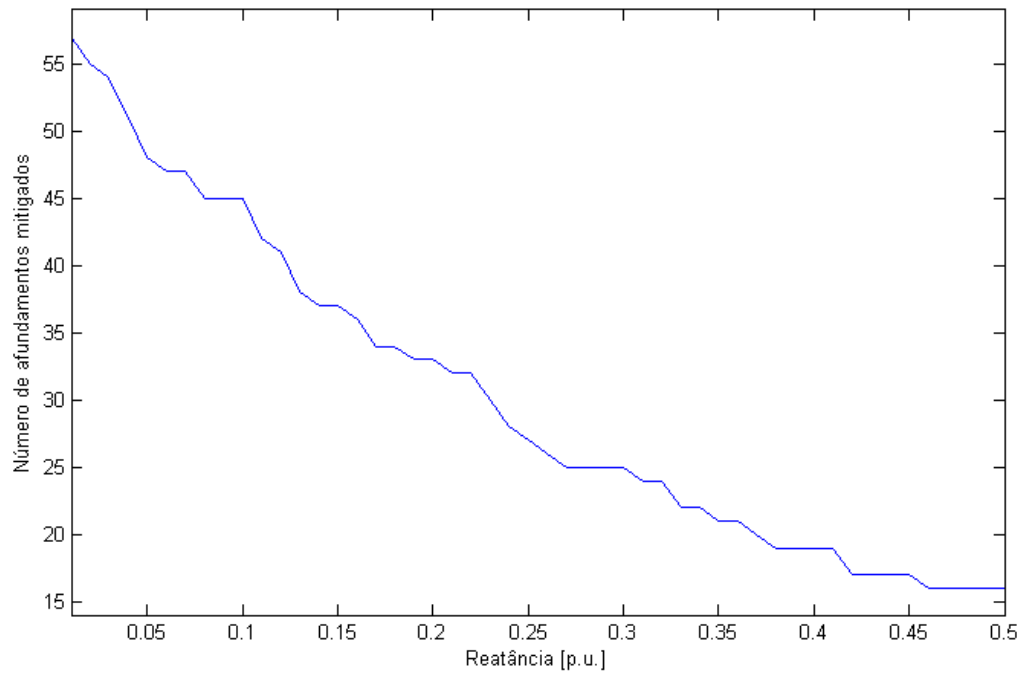
**Tabela 7 Valores Máximos de Reatância [p.u.] com o Novo Gerador na Barra 09.**

Barra	Barra em Falta													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-	-	0,47	-	-	NA	0,16	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	-	-	-	-	-	0,50	0,01	NA	-	NA	NA	NA	NA	NA
3	-	-	-	-	-	0,05	-	0,50	-	0,32	0,50	NA	0,50	NA
4	-	-	-	-	-	-	-	0,25	-	0,03	0,50	0,50	0,50	0,50
5	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-	0,04	0,32	0,50	0,12	0,50
6	-	-	0,02	-	-	-	-	0,24	-	-	-	-	-	-
7	-	-	0,12	-	-	0,03	-	-	-	-	0,23	0,50	0,41	0,50
8	-	-	0,12	-	-	0,03	-	-	-	-	0,23	0,50	0,41	0,50
9	0,04	-	0,36	-	-	0,07	-	0,10	-	-	0,18	0,50	0,37	0,34
10	0,01	-	0,30	-	-	-	-	0,11	-	-	-	0,50	0,10	0,26
11	-	-	0,16	-	-	-	-	0,16	-	-	-	-	-	0,10
12	-	-	0,04	-	-	-	-	0,22	-	-	-	-	-	-
13	-	-	0,07	-	-	-	-	0,20	-	-	-	-	-	-
14	-	-	0,22	-	-	-	-	0,13	-	-	-	-	-	-

Foram analisados 50 valores de reatância, começando em 0,01 até 0,50 com um passo de 0,01 p.u. Os resultados estão mostrados na Figura 25. Como esperado, quando menor o valor da reatância, maior será o efeito mitigador do novo gerador acoplado. Para o estudo de

caso analisado, a redução máxima é de 57 afundamentos sobre um número total de 180 afundamentos. Conforme aumenta a reatância do gerador, a redução do número de afundamentos diminui, chegando a 16 afundamentos para uma reatância de 0,5 p.u.

**Figura 25 Número de afundamentos mitigados em função da reatância do gerador com o Novo Gerador na Barra 09.**



**Fonte: o autor (2016).**

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo serão descritas as conclusões da pesquisa, assim como as sugestões de trabalhos futuros que podem advir da extensão da metodologia proposta na dissertação.

### 5.1 CONCLUSÕES

De acordo com a metodologia proposta, as magnitudes dos afundamentos de tensão foram expressas na forma de equações em termos da reatância de um gerador conectado no sistema. Estas expressões foram calculadas levando em consideração os diversos tipos de geradores que podem ser ligados ao sistema, uma vez que a reatância do gerador apresenta variações dependendo do tipo, tamanho e potência do gerador. A obtenção de equações para os afundamentos de tensão conferiu à análise um caráter preditivo.

A metodologia foi testada utilizando um sistema-teste de 05 barras, bem como o sistema de 14 barras do IEEE.

O emprego das expressões analíticas em um intervalo de reatâncias permitiu ter uma perspectiva do intervalo de valores que as correntes de falta e os afundamentos de tensão puderam assumir em caso de faltas trifásicas e fase-terra em todas as barras da rede, além de permitir distinguir as diferenças de tensões e correntes para cada tipo de falta. A análise matemática das expressões obtidas, com o cálculo de limites, permitiu obter os níveis para uma fonte ideal acoplada à rede e para o caso de sua desconexão, bem como verificar a capacidade mitigadora da inserção de novas fontes de energia no que se refere aos afundamentos de tensão causados por faltas.

Para o caso das análises propostas onde se assumiu um valor fixo de reatância, as simulações realizadas apresentaram uma simplificação em relação aos métodos tradicionais de avaliação usados para analisar questões relacionadas com afundamentos de tensão

causados por faltas; visto que, uma vez definida a topologia, estudos para geradores com reatâncias específicas podem ser feitos por meio de equações previamente determinadas.

O conhecimento do comportamento dos afundamentos de tensão para um gerador de reatância conhecida dá a oportunidade para uma melhor alocação das cargas no que diz respeito aos afundamentos de tensão.

A análise da frequência de ocorrência dos afundamentos permitiu classificar as barras de acordo com o número de afundamentos. Para faltas trifásicas e fase-terra, foi possível identificar as barras mais sujeitas a afundamentos severos e sugerir a alocação de um gerador de reatância específica na pior barra, sendo avaliado o efeito da alocação de gerador na mesma.

A determinação do valor máximo de reatância da máquina que assegura tensões acima de um limiar pré-estabelecido possibilitou obter uma relação entre a reatância do gerador acoplado à rede e sua capacidade de mitigar afundamentos de tensão causados por faltas.

A alocação de um gerador com reatância conhecida foi feita de modo a obter o menor número de afundamentos severos registrados no sistema. O estudo possibilitou quantificar a redução na ocorrência dos mesmos. Em seguida, foi possível quantificar e estabelecer a relação inversa entre o número de afundamentos mitigados e a reatância de um gerador instalado em um dado ponto do sistema, determinado com o objetivo de obter o menor número de afundamentos severos.

Com relação à análise de sensibilidade em relação à reatância do gerador, conclui-se que o método determina o grau de influência da reatância do gerador em alterar a tensão de afundamento para faltas trifásicas e fase-terra em todas as barras do sistema. No entanto, esta proposta de análise não é capaz de classificar a barra quanto à magnitude dos afundamentos de tensão.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Um modelo mais sofisticado pode ser desenvolvido a fim de estudar técnicas mitigadoras de afundamentos de tensão que empregam dispositivos de eletrônica de potência. Sob esse ponto de vista, a metodologia pode ajudar no melhor entendimento acerca da interação entre os diversos tipos de dispositivos usados na mitigação dos afundamentos (Statcom, DVR e SVC) e novas unidades geradoras. A influência que qualquer um destes dispositivos exerce nos demais e vice-versa poderá ser mais bem avaliada e conduzir a operação do sistema de modo mais controlável.

Por fim, a parametrização da matriz de impedâncias do sistema, em termos de uma variável que representa a impedância de um elemento ativo do sistema, abre um caminho para estudos acerca de sistemas de proteção adaptativa.

## REFERÊNCIAS

- AUNG M. T.; MILANOVIC J. V.; GUPTA C. P. Propagation of Asymmetrical Sags and the Influence of Boundary Crossing Lines on Voltage Sag Prediction. **IEEE Transactions on Power Delivery**: regular papers. [S.I.], v. 19, n. 4, p. 1819 - 1827, Oct. 2004.
- BABAEI S.; PARKHIDEH B.; CHANDORKAR M. C.; FARDANESH B.; BHATTACHARYA S. Dual Angle Control for Line-Frequency-Switched Static Synchronous Compensators Under System Faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [S.I.], v. 29, n. 6, p. 2723 - 2736. Jun. 2014.
- BAYLISS C. R.; HARDY B. J. **Transmission and Distribution Electrical Engineering**. 4. ed. Oxford: Elsevier, 2012.
- BOLLEN M. H. J. "Understanding Power Quality Problems: Voltages Sags and Interruptions". New York: IEEE Press, 2000.
- CAMILO L.; J. C. CEBRIAN; N. KAGAN; N. M. MATSUO. Impact Of Distributed Generation Units On The Sensivity Of Customers To Voltage Sags. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 18., 2005, Turin, Italy. **Proceedings...** Stevenage: IET, 2005. p. 1-4.
- CAMACHO A.; CASTILLA M.; MIRET J.; VASQUEZ J. C.; ALARCON-GALLO E. Flexible Voltage Support Control for Three-Phase Distributed Generation Inverters Under Grid Fault. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**: regular papers. [S.I.], v. 60, n. 4, p. 1429 - 1441, Apr. 2013.
- CONEJO A. J.; GALIANA F. D.; KOCKAR I. Z-bus loss allocation. **IEEE Transactions on Power Systems**: regular papers. [S.I.], v. 16, n. 1, p. 105 - 110, Feb. 2001.
- CONRAD L. E.; BOLLEN M. H. J. Voltage sag coordination for reliable plant operation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.I.], v. 33, n. 6, p. 1459 - 1464. Dec. 1997.
- CORNELIS A. PLET, TIMOTHY C. GREEN. Fault response of inverter interfaced distributed generators in grid-connected applications. **Electric Power Systems Research**, [S.I.], v. 106, n. 1, p. 21 - 28. Jan. 2014.
- DAVENPORT F. W. T. Voltage Dips and Short Interruptions in Medium Voltage Public Electricity Supply Systems, UNIPEDA/DISDIP Report, 1990.
- DÖRFLER F.; BULLO F. Kron Reduction of Graphs With Applications to Electrical Networks. **IEEE Transactions on Circuits and System I**: regular papers. [S.I.], v. 60, n. 1, p. 150-163, Jan. 2013.
- DUGAN R. C. **Electrical Power Systems Quality**. 2<sup>nd</sup> ed. [S.I.], McGraw-Hill. 2004.

- FILHO J. M. C.; LEBORGNE R. C.; DE ABREU J. P. G.; NOVAES E. G. C. Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 23, n. 3, p. 1472 - 1480. Jul. 2008.
- FREITAS W.; JOSE C. M. VIEIRA; ANDRE MORELATO; LUIZ C. P. DA SILVA; VIVALDO F. DA COSTA; FLAVIO A. B. LEMOS. Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. **IEEE Transactions on Power Systems**. [S.I.], v. 21, n. 1, p. 301-311, Feb. 2006.
- GOPI R. J.; RAMACHANDARAMURTHY V. K.; AU M. T.; ALI H. Analytical and Impedance Matrix Approach to Stochastic Assessment of Voltage Sags on Transmission Networks. In: IEEE REGION 10 CONFERENCE, 2009, Singapore. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009, p. 1- 6.
- GUPTA C. P.; MILANOVIC J. V. Probabilistic assessment of equipment trips due to voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**: regular papers. [S.I.], v. 21, n. 2, p. 711 - 718, Apr. 2006.
- HEINE P.; LEHTONEN M. Influence of subtransmission system characteristics on voltage sags. In: Harmonics and Quality of Power, 2002. 10th International Conference on. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. v. 2, p. 530 – 534.
- HU X.; ZHAO Y. Study of Impacts of Two Types' Distributed Generation on Distribution Network Voltage Sags. In: JOINT INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY AND IEEE POWER INDIA CONFERENCE, 2008, New Delhi. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2008. p. 1-5.
- IEEE. **IEEE Std. 1346-1998**. Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility With Electronic Process Equipment, 2004.
- KODSI S. K. M.; CAÑIZARES C. A. **Modeling and Simulation of IEEE 14 Bus System With Facts Controllers**. Universidade de Waterloo, Canadá, 2003. Technical Report #2003 – 3.
- LEE G-J. ALBU M. M.; HEYDT G. T. A power quality index based on equipment sensitivity, cost, and network vulnerability. **IEEE Transactions on Power Delivery**: regular papers. [S.I.], v. 19, n. 3, p. 1504 - 1510, Jul. 2004.
- LIM Y. S.; STRBAC G. Analytical approach to probabilistic prediction of voltage sags on transmission networks. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**. [S.I.], v. 149, n. 1, Jan. 2002.
- MCDONALD J.; SAHA, T. A. Sensitivity Method for Assessing the Impact of Generator/Transformer Impedance on Power System Fault Behaviour Impedance Matrix Building Algorithm. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION: ASIA PACIFIC, 2002, Yokohama. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. v. 1, p. 388-393.
- MILANOVIC J. V.; ZHANG Y. Modeling of FACTS Devices for Voltage Sag Mitigation Studies in Large Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 25, n. 4, p. 3044 -3052. Oct. 2010.

MOSCHAKIS M. N.; HATZIARGYRIOU N. D. Analytical calculation and stochastic assessment of voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 21, n. 3, p. 1727 - 1734. Jul. 2006.

NIMPITIWAN N.; GERALD THOMAS HEYDT; RAJA AYYANAR; SIDDHARTH SURYANARAYANAN. Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 22, n. 1, Jan. 2007.

PETERSON W. L.; MAKRAM E. B.; BALDWIN T. L. A Generalized PC Based Bus Impedance Matrix Building Algorithm. In: ENERGY AND INFORMATION TECHNOLOGIES IN THE SOUTHEAST, 1989, Columbia. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 1989. v. 2, p. 432- 436.

PIUMETTO M.; GÓMEZ TARGARONA J. C. Characterization of Voltage Sags and its Impact on Sensitive Loads in a MV System with Distributed Generation for Single-phase Fault. **IEEE Latin America Transactions**, [S.I.], v. 11, n. 1, Feb. 2013.

PO-TAI CHENG; CHIAN-CHUNG HUANG; CHUN-CHIANG PAN; S. BHATTACHARYA. Design and implementation of a series voltage sag compensator under practical utility conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.I.], v. 39, n. 3, p. 844 - 853. May 2003.

QUAIA S.; TOSATO F. A Method for Analytical Voltage Sags Prediction. In: POWER TECH CONFERENCE PROCEEDINGS, 2003, Bologna. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2003. v. 4, não paginado.

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. 1<sup>st</sup> ed. New York. McGraw-Hill. 1999.

SHARMA P. R.; AHUJA R. K.; VASHISTH S.; HUDDA V. Computation of Sensitive Node for IEEE- 14 Bus system Subjected to Load Variation. **International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering**, [S.I.], v. 2, n. 6, p. 2321 – 5526. Jun. 2014.

STEVENSON JR, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 4. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

STEVENSON JR, W. D; GRAINGER, J. J. **Power System Analysis**. Singapore: McGraw-Hill, 1994.

TAN R. H. G.; RAMACHANDARAMURTHY V. K. Voltage Sag Acceptability Assessment Using Multiple Magnitude-Duration Function. **IEEE Transactions on Power Delivery**: regular papers. [S.I.], v. 27, n. 4, p. 1984 - 1990, Oct. 2012.

UNIVERSIDADE DE WASHINGTON. **Electrical Engineering, Power Systems Test Case Archive**. Disponível em: <<http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>>. Acesso em: 14 Mar. 2016.

VENMATHI M.; JITHA VARGESE; L.RAMESH; E. SHEEBA PERCIS. Impact of Grid Connected Distributed Generation on Voltage Sag. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE ENERGY AND INTELLIGENT SYSTEMS, 2011, Chennai. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. v. 1, p. 91- 96.



VAFAMEHR R. **Design of Electrical Power Supply System in an Oil and Gas refinery.** 2011. 70f. Tese (Master of Science Thesis in Electric Power Engineering) - Department of Energy and Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden, 2011.

WANG Q.; ZHOU N.; YE L. Fault Analysis for Distribution Networks With Current-Controlled Three-Phase Inverter-Interfaced Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 30, n. 3, p. 1532 - 1542. Jun. 2015.

ZHAN L.; BOLLEN M. H. J. Characteristic of Voltage Dips (Sags) in Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 15, n. 2, p. 827 - 832. Apr. 2000.

ZHENG L.; ZHANG Y.; LIN L. Studies On Voltage Sag In Distribution Network Containing Distributed Generations. In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE, 2012, Shanghai. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. v. 1, p. 1-5.

## ANEXO A

**Tabela 8 Dados das Linhas do Sistema IEEE 14 barras.**

Linha	Barra de Origem	Barra de Destino	Resistência [p.u.]	Reatância [p.u.]
1	1	2	0,0194	0,0592
2	1	5	0,0540	0,2230
3	2	3	0,0470	0,1980
4	2	4	0,0581	0,1763
5	2	5	0,0570	0,1739
6	3	4	0,0670	0,1710
7	4	5	0,0134	0,0421
8	4	7	0,0000	0,2091
9	4	9	0,0000	0,5562
10	5	6	0,0000	0,2520
11	6	11	0,0950	0,1989
12	6	12	0,1229	0,2558
13	6	13	0,0662	0,1303
14	7	8	0,0000	0,1762
15	7	9	0,0000	0,1100
16	9	10	0,0318	0,0845
17	9	14	0,1271	0,2704
18	10	11	0,0821	0,1921
19	12	13	0,2209	0,1999
20	13	14	0,1709	0,3480

## ANEXO B

**Tabela 9 Tensões nas Fases da Barra 14 para Falta Fase A – Terra, Antes e Depois da Inserção do Novo Gerador na Barra 14.**

Barra em Falta	Fase A		Fase B		Fase C	
	Antes V [p.u.]	Depois V [p.u.]	Antes V [p.u.]	Depois V [p.u.]	Antes V [p.u.]	Depois V [p.u.]
1	0,199	0,715	0,905	0,926	0,917	0,965
2	0,050	0,660	0,913	0,922	0,924	0,959
3	0,451	0,833	0,975	0,963	1,009	0,988
4	0,057	0,678	0,991	0,947	1,065	0,976
5	0,067	0,684	0,985	0,946	1,054	0,975
6	0,212	0,712	0,989	0,946	1,029	0,978
7	0,186	0,704	0,993	0,952	1,043	0,974
8	0,452	0,820	0,994	0,973	1,029	0,982
9	0,113	0,649	0,994	0,938	1,042	0,973
10	0,296	0,753	0,996	0,951	1,032	0,985
11	0,406	0,806	0,996	0,958	1,024	0,990
12	0,480	0,840	1,009	0,963	1,029	0,996
13	0,268	0,730	1,011	0,953	1,063	0,986
14	0,000	0,000	1,084	0,942	1,162	0,926