



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Análise de Sensibilidade De Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição

Henrique Júnior Ferreira

João Monlevade, MG
2019

Henrique Júnior Ferreira

Análise de Sensibilidade De Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof. Juan Carlos Galvis

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2019

F383a Ferreira, Henrique Júnior.
Análise de sensibilidade de perdas técnicas em sistemas de distribuição
[manuscrito] / Henrique Júnior Ferreira. - 2019.

64f.:

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de
Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Redes elétricas. 3. Simulação
(Computadores). I. Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de
Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.316.1



ATA DE DEFESA

Aos 19 dias do mês de dezembro de 2019, às 13:00 horas, no bloco C deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo formando **Henrique Júnior Ferreira**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho e Juan Carlos Galvis Manso. O candidato apresentou a monografia intitulada: **Análise de Sensibilidade de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do candidato, com a nota média 7,73, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo formando.

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa	7,5
Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho	8,0
Juan Carlos Galvis Manso	7,7
Média	7,73

João Monlevade, 19 de dezembro de 2019.

Juan Carlos Galvis M.
Juan Carlos Galvis Manso
(Professor Orientador)

Henrique J. Ferreira
Henrique Júnior Ferreira
(Aluno)

Francisco Ricardo A.C. Baracho
Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho
(Professor Convidado)

Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa
Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa
(Professor Convidado)

Resumo

Este trabalho visa o estudo de sensibilidade das perdas técnicas com respeito ao desequilíbrio de corrente e fator de potência em sistemas de distribuição. Essa análise é feita relacionando, a variação percentual de desequilíbrio de corrente e fator de potência que circula na rede de média tensão e sua influência nas perdas técnicas do sistema. Esse estudo conta com quatro sistemas de distribuição sendo eles 10 - Barras IEEE, 13 - Barras IEEE, 33 - Barras IEEE e 69 - Barras IEEE. A metodologia se baseia no uso do Método de Monte Carlo para representar o comportamento aléatorio do desequilíbrio e fator de potência. A análise é feita utilizando uma integração entre os softwares OpenDSS (Open Distribution System Simulator) e MATLAB (MATrix Labotory). Diante das simulações realizadas, conclui-se que um mesmo sistema pode apresentar diferentes níveis de perdas, devido a influência do desequilíbrio de carga e fator de potência para um mesmo carregamento aparente, de modo que ao assumir o nível de desequilíbrio e fator de potência constantes no processo de cálculo de perdas, o cálculo pode levar a resultados que diferem da realidade variando de sistema para sistema. **Palavras-chave:** sensibilidade, perdas técnicas, OpenDSS, IEEE.

Abstract

This work aims to study the sensitivity of technical losses with respect to current and power factor imbalance in distribution systems. This analysis is made by relating the percentage variation of current unbalance and power factor that circulates in the medium voltage network and its influence on the system technical losses. This study has four distribution systems: 10 - IEEE Bars, 13 - IEEE Bars, 33 - IEEE Bars and IEEE 69 Bars. The methodology is based on the use of the Monte Carlo Method to represent the random behavior of the unbalance and power factor. The analysis is performed using an integration between OpenDSS (Open Distribution System Simulator) and MATLAB (MATrix Laboratory) software. Given the simulations performed, it is concluded that the same system can present different levels of losses, due to the influence of load and power factor unbalance for the same apparent load, so that assuming the constant level of power factor and unbalance In the loss calculation process, the calculation can lead to results that differ from reality by varying from system to system. **Keywords:** sensitivity , technical losses, OpenDSS , IEEE.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Percentual de Perdas Técnicas e Não Técnicas em relação a Energia Disponível	2
Figura 2 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição típico.	8
Figura 3 – Diagrama unifilar de conexão entre a rede subtransmissão e a subestação de distribuição.	9
Figura 4 – Diagrama unifilar de conexão entre a rede subtransmissão e a subestação de distribuição.	9
Figura 5 – Diagramas unifilares para dois arranjos de suprimento para uma Subestação de Distribuição.	11
Figura 6 – Representação Genérica de um Transformador Trifásico.	12
Figura 7 – Conexão Delta - Estrela Aterrada.	13
Figura 8 – Diagrama Unifilar - Rede Primária	14
Figura 9 – Modelo de linha curta para rede primária.	15
Figura 10 – Cargas com conexão Estrela e Estrela Aterrada.	17
Figura 11 – Cargas com conexão Estrela e Estrela Aterrada.	18
Figura 12 – Componentes Simétricas.	20
Figura 13 – Curva de distribuição uniforme.	24
Figura 14 – Curva de distribuição Normal.	25
Figura 15 – Fluxograma do Processo de Simulação	36
Figura 16 – Distribuição de Frequência de Desequilíbrio	39
Figura 17 – Distribuição de Frequência da Variação de Perdas	42
Figura 18 – Análise de Sensibilidade em Relação ao Desequilíbrio	44
Figura 19 – Distribuição de Frequência para o Fator de Potência	46
Figura 20 – Distribuição de Frequência para Variação de Perdas	48
Figura 21 – Análise de Sensibilidade em Relação ao Fator de potência	49
Figura 22 – Distribuição de Frequência para o Desequilíbrio - Sistema 10 Barras . .	51
Figura 23 – Diagrama Unifilar - Sistema 10 Barras	51
Figura 24 – Distribuição de Frequência para o Fator de Potência - Sistema 10 Barras	52

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Perdas Técnicas	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Revisão Bibliográfica	2
1.3.1	Metodologias para Cálculo de Perdas Técnicas	2
1.3.2	Estudos Relacionados ao Desequilíbrio de Tensão e Corrente e Fator de Potência	4
2	REVISÃO TEÓRICA	8
2.1	Representação do Sistema de Distribuição Radial	8
2.1.1	Sistema de Subtransmissão	8
2.1.2	Subestação de Distribuição	11
2.1.3	Transformadores	12
2.1.4	Rede Primária	14
2.1.5	Perdas em linhas trifásicas	16
2.2	Modelo de carga	17
2.2.1	Cargas do tipo PQ - Conexão em Estrela	17
2.2.2	Cargas do tipo PQ - Conexão em Delta	18
2.3	Componentes Simétricas	19
2.4	Índices de desequilíbrio de Tensão e Corrente	20
2.5	Definições sobre o Fator de Potência	22
2.6	Conceitos Estatísticos	23
2.6.1	Tipos de Variáveis Aleatórias	23
2.6.2	Probabilidade para Variáveis Contínuas	23
2.6.3	Curva de distribuição Uniforme	23
2.6.4	Curva de distribuição Normal	24
2.7	Análise de Sistemas	26
2.7.1	Método de Monte Carlo	27
2.7.2	Geradores pseudoaleatórios	28
3	METODOLOGIA	30
3.1	Método para o Desbalanço de Carga	30
3.1.1	Cargas Trifásicas Inicialmente Equilibradas	31
3.2	Método para variação do Fator de Potência	32
3.3	Construção dos Cenários Utilizados	34
3.4	Processo de Simulação - Método de Monte Carlo	35

3.4.1	Análise dos Dados	35
3.5	Fluxograma Geral - Método de Monte Carlo	36
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	38
4.1	Análise de Sensibilidade de Perdas Técnicas em Relação ao Dese- quilíbrio	39
4.2	Análise de Sensibilidade em Relação ao Fator de Potência	46
4.3	Fator de Potência e Desequilíbrio Resultante em Barras do Sistema	51
5	CONCLUSÕES	53
	REFERÊNCIAS	55
A	APÊNDICE - SISTEMA DE 10 BARRAS	57
B	APÊNDICE - SISTEMA DE 14 BARRAS	58
C	APÊNDICE - SISTEMA DE 34 BARRAS	60
D	APÊNDICE - SISTEMA DE 69 BARRAS	63

1 Introdução

A disponibilidade e a qualidade da energia elétrica são dois pontos centrais no desenvolvimento econômico e social, que representam um papel importante tanto nos grandes centros urbanos quanto em áreas mais afastadas. Considerando o tempo e os custos envolvidos na construção de novas unidades geradoras, linhas de transmissão e distribuição, e em um cenário de demanda em constante crescimento no Brasil (EPE, 2017), as concessionárias necessitam cada vez mais otimizar o aproveitamento da capacidade de sua infraestrutura e direcionar recursos para a expansão e melhorias ao sistema.

Associado ao fornecimento e qualidade do serviço, o viés econômico também é um fator importante, onde privatizações e competitividade no setor elétrico levam as concessionárias a maximizarem a geração de renda (MÉFFE, 2001), fazendo com que a eficiência do sistema e o estudo das perdas técnicas seja um ponto chave, pois está diretamente relacionado ao retorno de investimentos e ao uso inteligente da capacidade do sistema.

Segundo (NETO; COELHO, 2013) as perdas técnicas no sistema correspondem a uma grande parcela dos custos envolvidos na matriz de distribuição de energia. A minimização desta parcela iria tanto contribuir na melhoria de aspectos operacionais quanto aspectos econômicos, permitindo que investimentos sejam feitos de forma justificada e assertiva com o objetivo de maximizar a geração de receita e também se adequarem aos agentes regulatórios.

De acordo com (MÉFFE, 2001), no ano de 1996 as perdas de energia elétrica no Brasil eram da ordem de 16% de toda a energia consumida no país, que era de cerca de 55 TWh. Assumindo que as perdas poderiam ser reduzidas para 10%, o resultado seria uma economia de R\$ 1 bilhão por ano com o preço de R\$ 50,00/ MWh.

Em uma audiência pública realizada pela Comissão de Minas e Energia (LIMA, 2018), em 2016 as perdas elétricas na rede de distribuição corresponderam em aproximadamente 14% da energia injetada para o segmento.

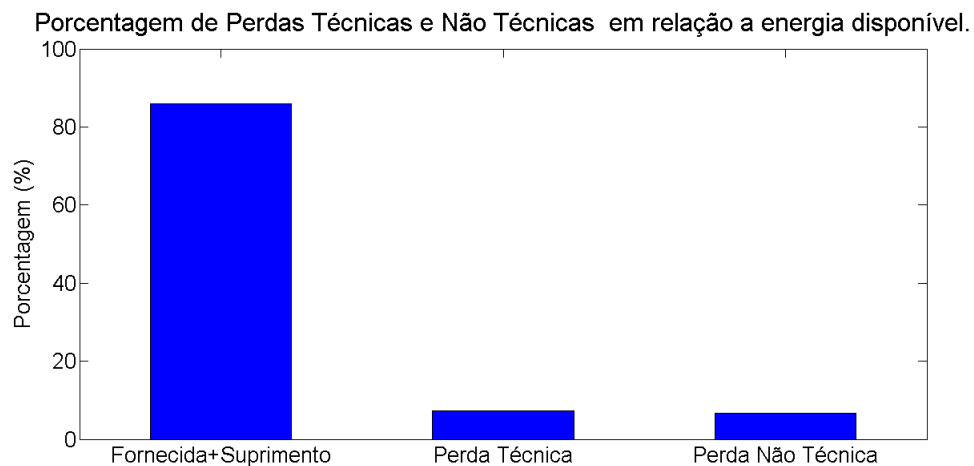
1.1 Perdas Técnicas

De forma geral, as perdas de energia e de demanda na operação do sistema podem ser decompostas em perdas técnicas e em perdas não técnicas respectivamente. As perdas técnicas correspondem a perdas inerentes ao transporte de energia desde a geração até a entrega ao consumidor. As perdas não técnicas correspondem a energia que é entregue pela concessionária, porém por algum motivo não é faturada e também não é dissipada pelo sistema como as perdas técnicas. A origem das perdas não técnicas estão geralmente

relacionadas a erros de medição, furto de energia e falta de pagamento por parte do consumidor (NETO; COELHO, 2013).

Na Figura 1 se mostra que a porcentagem de Perdas Técnicas é de 7.27% e Não Técnicas de 6.72% considerando a rede de distribuição e a rede básica com relação a soma da energia fornecida, suprida e livre no Brasil resultando em 86.01% (LIMA, 2018).

Figura 1 – Percentual de Perdas Técnicas e Não Técnicas em relação a Energia Disponível



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2018).

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo, avaliar por meio de uma análise de sensibilidade, o impacto do desequilíbrio de cargas e o fator de potência em relação às perdas técnicas de distribuição de média tensão, fazendo uso do fator de desequilíbrio $\%VUF$ *Voltage Unbalance Factor*, e do Fator de Potência por Deslocamento *Displacement Power Factor*.

A análise é feita por meio de simulações estocásticas usando o método de Monte Carlo para estimar de forma probabilística, as perdas técnicas considerando a natureza aleatória do desequilíbrio de carga e a flutuação do fator de potência presente nos sistemas.

1.3 Revisão Bibliográfica

1.3.1 Metodologias para Cálculo de Perdas Técnicas

Nesta seção será feita a revisão de alguns trabalhos relacionados ao estudo e cálculo de perdas técnicas, abordando exemplos de metodologias de cálculo de perdas técnicas que não consideram as variações de desequilíbrio de carga e flutuações do fator de potência, com a intenção de mostrar a necessidade de se investigar a influência destas características em relação às perdas técnicas.

Diante da bibliografia pesquisada, nota-se que grande parte dos estudos realizados para o cálculo de perdas técnicas são destinadas a dois tipos de situações. A primeira delas é quando se tem uma considerável escassez de dados nos quais o cálculo se dá por meio de estimativas como demonstrado nos trabalhos (QUEIROZ et al., 2012) e (SHENKMAN, 1990). A segunda situação retrata um cenário apostado, que é quando se tem um amplo conjunto de dados da infraestrutura e carregamento do sistema, no qual estes dados são utilizados para o cálculo das perdas, (MÉFFE, 2001).

Em (QUEIROZ et al., 2012), os autores discutem a evolução das metodologias de cálculo de perdas técnicas baseadas em *losses factor* (LF) e *equivalent hours* (EH) ao decorrer dos anos, e apontam dificuldades no seu uso. Dentre as dificuldades a mais relevante se trata da natureza estocástica da demanda máxima parâmetro chave no processo de estimação das perdas e como o processo de integração das curvas de carga podem mascarar o real valor da demanda máxima por sutis mudanças no processo de integração.

Apesar da abordagem por LF e EH serem antigas e tenham sido evoluídas ao longo dos anos, ela ainda se trata de uma estimativa das perdas de energia e deve ser evitada sempre que possível, porém mesmo com os avanços em tecnologias de medição e poder de processamento moderno estas metodologias ainda são comumente usadas.

(QUEIROZ et al., 2012) propõem uma metodologia alternativa sugerindo um novo coeficiente chamado *Loss Coefficient* que utiliza a demanda média em vez da demanda máxima para estimar as perdas, contornando as incertezas associadas a imprevisibilidade da demanda máxima e ao valor obtido devido ao processo de integração devido a média se manter constante. Apesar da utilidade do método desenvolvido, os autores não consideram o desequilíbrio de carga entre fases em sua formulação, onde a curva típica utilizada pode ser assumida como um demanda trifásica equilibrada.

A metodologia desenvolvida por (SHENKMAN, 1990) se coloca como uma alternativa a estimação de perdas de energia por meio do fator de perdas, e garante bons resultados mesmo se comparado a metodologias que fazem uso de cálculo direto obtendo erros inferiores a 1% além de ter um bom desempenho computacional, devido aos poucos parâmetros necessários. A metodologia faz uso de momentos estatísticos com respeito as curvas de carga, assumindo as características estocásticas das curvas de consumidores típicos que compartilham o mesmo trecho do sistema para o transporte de energia. Apesar de a metodologia utilizar de recursos estatísticos para o cálculo de perdas, a mesma não considera a imprevisibilidade do fator de potência e desequilíbrio das cargas representadas pelas curvas, onde todo o desenvolvimento é feito considerando que as curvas de cargas representam barramentos trifásicos em perfeito equilíbrio.

Em (MÉFFE, 2001), o autor compara várias metodologias para efetuar o cálculo de perdas técnicas. As metodologias comparadas envolvem estimativas de perdas em função de fatores de perdas, fatores de carga e demanda máxima de um determinado sistema. Ainda nesse trabalho também é proposta uma metodologia de cálculo perdas dividida

por segmento de distribuição, baseando-se em curvas de cargas típicas para representar classes de clientes. A metodologia proposta apresenta resultados fiéis em comparação a dados coletados em campo, em contraste com resultados de metodologias comparadas que apresentaram erros de até 414.28% .

De forma complementar em (MOURA et al., 2008), são levantadas algumas questões sobre metodologias usadas para o cálculo de perdas técnicas por segmento. As questões mais relevantes abordadas remetem o estudo do período de integração associado às curvas de cargas típicas como representação do consumidor, o envelhecimento dos medidores analógicos e a sua não sensibilidade a algumas cargas. Neste mesmo trabalho é proposto um método simplificado de cálculo de perdas técnicas e sugestões para o cálculo das perdas, ao se trabalhar com intervalos e níveis de sensibilidade em vez de um cálculo puramente determinístico.

Em (NETO; COELHO, 2013) é desenvolvida uma metodologia para a apuração de perdas técnicas e não técnicas, utilizando momentos estatísticos como média e desvio padrão, aliado a uma análise de sensibilidade das perdas técnicas com relação a variação de carga do sistema. A metodologia é testada em um sistema real situado na região sul do Brasil, onde o mesmo é composto por 605 barras e 4129 consumidores. Suas perdas técnicas e perdas totais foram estimadas com uma probabilidade de 99.99% de estarem situadas em um intervalo representado por uma curva de distribuição normal.

Em (HONG, 2014) é proposto um método para obter a sensibilidade das perdas técnicas nodais, com base em sua demanda fazendo uso do modelo LMP utilizado no mercado de energia por atacado. O método é testado em um sistema de 8500 barras, e apresenta erros inferiores a 10% para vários pontos afastados da subestação.

1.3.2 Estudos Relacionados ao Desequilíbrio de Tensão e Corrente e Fator de Potência

O estudo realizado em (GOSBELL et al., 2002) investiga as principais causas de erros no cálculo do desequilíbrio, erros que estão normalmente associados a limitações dos instrumentos de medição, onde baixas taxas de amostragem podem levar a erros de até 40% no cálculo de desequilíbrio quando tensões de linha são usadas. Os autores também apontam que o desequilíbrio de tensão e corrente está presente de forma mais pronunciada em sistemas de baixa e média tensão devido a grandes cargas monofásicas, no qual o desequilíbrio é caracterizado por amplitudes e ângulos desiguais entre fases com respeito a frequência fundamental e por níveis de distorções harmônicas desiguais entre fases.

Os autores apontam duas classes de causas do para o desequilíbrio identificadas como estruturais e funcionais. Causas estruturais estão relacionadas a assimetria nas impedâncias de linhas de transmissão, distribuição, cabos e transformadores pois normalmente

é julgado não necessário ou economicamente inviável manter o sistema simétrico. As causas funcionais estão relacionadas frequentemente ao condicionamento de cargas ligadas ao sistema, onde o cenário mais comum é que as cargas sejam alocadas ao longo de todas as fases de forma que todas as fases apresentem um carregamento médio semelhante, mas mesmo assim apresentam diferenças instantâneas significativas devido a natureza randômica das cargas.

Em (ALBADI et al., 2015) é apresentado um estudo de caso considerando medições realizadas no MIS (Main Interconnected Network) situado em Oman. Nesse trabalho são apresentados diferentes índices usados para quantificar o nível de desequilíbrio de corrente e tensão revisados na seção 2.5, e dados coletados do sistema são confrontados com as recomendações estipuladas por diferentes comunidades. Neste trabalho também é mencionado como principal causa de tensões desequilibradas a assimetria estrutural presente no sistema junto a correntes desequilibradas que provocam quedas irregulares nos barramentos. As causas apontadas para o desequilíbrio de corrente se resumem na má distribuição de cargas monofásicas, especialmente em consumidores dos tipos residenciais e comerciais devido ao seu mal dimensionamento provocando sobrecarga em fases específicas do sistema.

Segundo (WANG; YANG, 2000), o desequilíbrio do sistema tem origem tanto em aspectos estruturais como a assimetria de impedâncias de linhas, transformadores e cabos quanto a aspectos funcionais, no qual se refere como causa principal grandes cargas monofásicas e cargas bifásicas e trifásicas desequilibradas, também apontam o desequilíbrio como uma das principais causas das perdas técnicas no sistema de transmissão. Os autores além de mencionar a escassez de estudos sobre o assunto, indica que mesmo os esforços realizados para manter uma distribuição uniforme de cargas entre as fases apenas garantem um equilíbrio médio de carregamento mas não garante o equilíbrio instantâneo. A metodologia proposta se baseia na construção de um modelo para as tensões de linha no qual reproduz o comportamento estocástico do desequilíbrio, onde o modelo construído utiliza dados coletados em sítio e é validado por meio de simulações de Monte Carlo.

O trabalho desenvolvido em (OCHOA et al., 2005) mostra dentre outros assuntos como o aumento do desequilíbrio até limites aceitáveis, pode aumentar as perdas do sistema mantendo a potência aparente constante. Em um sistema de baixa tensão quando 15% da potência aparente é retirada de uma das fases e depositada em outra provocou um aumento de 4.1% das perdas em relação ao mesmo sistema com o mesmo carregamento em condição de perfeito equilíbrio. Apesar do trabalho relacionar o aumento do desequilíbrio ao aumento de perdas o mesmo não trata a natureza estocástica das cargas nem sua influência ao desequilíbrio do sistema.

Uma investigação sobre a propagação do desequilíbrio devido a pontos de cargas desequilibradas é desenvolvida em (LIU; MILANOVIĆ, 2014), os autores utilizam duas modelagens idealizadas para reproduzir o desequilíbrio de carga. O primeiro modelo consi-

dera a sobrecarga de uma das fases provocado por aumento da potência ativa e reativa de forma proporcional garantindo um fator de potência constante. O segundo modelo varia apenas a potência ativa e enquanto mantém a potência aparente constante, isso provoca alterações tanto em magnitude quanto no fator de potência resultando em dois tipos de perturbações.

Ainda em (LIU; MILANOVIĆ, 2014) é desenvolvido uma estimativa probabilística de desequilíbrio por meio de simulações de Monte Carlo, os autores indicam que diante a falta de dados a melhor maneira de reproduzir uma carga desequilibrada é alterando o seu fator de potência permitindo que a potência aparente varie, essa abordagem provoca variações no fator de potência e na amplitude das cargas. Os autores consideram que a abordagem probabilística na análise de desequilíbrio é a forma mais indicada pra este fim, pois devido ao aumento das incertezas associadas a natureza das cargas, diante de um cenário emergente com novas tecnologias dependentes do sistema, mencionando a inserção da geração distribuída e o crescente aumento no uso de veículos elétricos e poucos trabalhos relacionados ao seu estudo. Ambas tecnologias possuem aleatoriedade não apenas em sua demanda, mas também possui aleatoriedades espaciais devido ao deslocamento dos veículos e a geração distribuída estar relacionada a incidência solar que pode variar de região pra região.

Uma revisão sobre o uso de banco de capacitores para correção de fator de potência é realizada em (SHWEDHI; SULTAN, 2000). Os autores mencionam alguns pontos positivos em relação a correção, como diminuição de perdas em linhas de distribuição e transmissão, melhora da capacidade de carga do sistema, melhora na regulação de tensão e redução de custos no fornecimento de energia, e ressaltam os cuidados envolvidos na instalação do banco, devido aos fenômenos de ressonância e distorções harmônicas associadas.

Um estudo de caso realizado em (AL-NASEEM; ADI, 2003), mostra o impacto da correção do fator de potência em uma subestação de manobra. A correção do fator de potência também é realizada ligando um banco de capacitores ao barramento de média tensão da subestação, dados foram monitorados e comparados antes e depois da correção. No período de medição antes da correção o barramento de média tensão apresentava um fator de potência médio de 0.75, que após a instalação do banco obteve uma melhora de 21% apresentando um fator de potência médio de 0.95. A melhora do fator de potência resultou em uma diminuição de 26% na potência aparente suprida pelo barramento havendo uma diminuição de $372kVA$ para $296kVA$, e uma conseqüente redução de perdas de 36%.

Uma metodologia para correção de fator de potência é proposta em (GAMPA; DAS, 2016), a correção é feita a partir de instalação de bancos capacitivos levando em conta sua localização e dimensionamento. O objetivo da metodologia é promover a redução de perdas, obter melhorias nos perfis de tensão e elevar o fator de potência da subestação para o valor unitário. A metodologia proposta faz uso de uma combinação de lógica fuzzy multi-objetiva e algoritmo genético, na qual é testada em dois sistemas de distribuição, um com 51 barras e outro de 69 barras. A metodologia conseguiu uma redução de perdas na ordem de $20kW$ e $50kW$ para os sistemas de 51 e 69 barras respectivamente.

As referências aqui apresentadas atingem uma redução de perdas devido a diminuição da potência reativa circulante no sistema com a instalação de bancos capacitivos, de modo que a correção do fator de potência esta associada a diminuição da potência aparente das cargas e uma consequente diminuição das correntes envolvidas, mas elas não abordam em como o fator de potência de uma carga com potência aparente constante afeta as perdas no sistema.

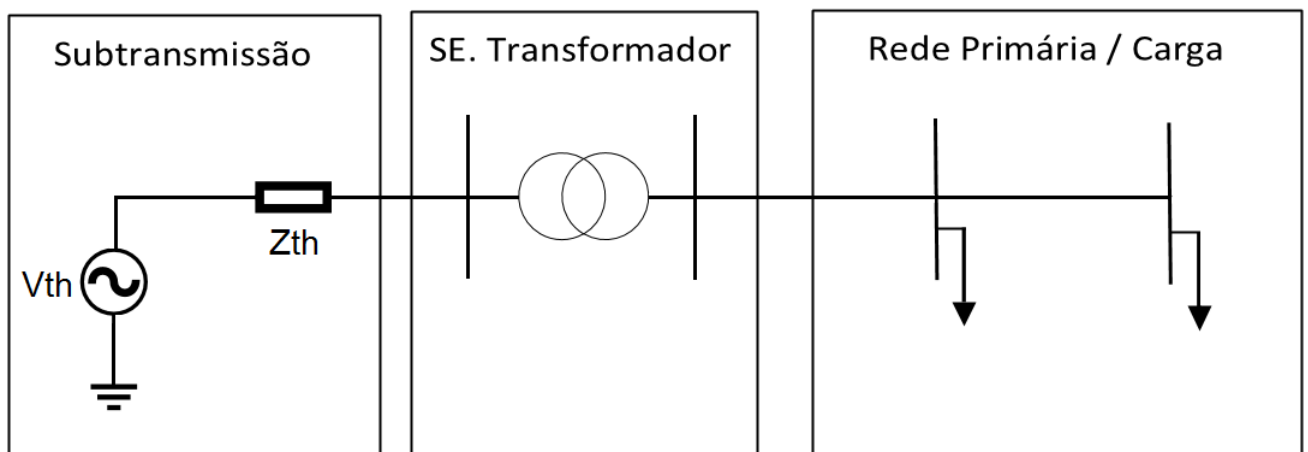
2 Revisão Teórica

Neste capítulo são tratados os conceitos teóricos usados neste trabalho e a modelagem dos elementos do sistema e de cargas utilizados.

2.1 Representação do Sistema de Distribuição Radial

A Figura 2 mostra o diagrama unifilar de um sistema de distribuição fictício contendo uma SE (subestação) de distribuição, alimentada por uma linha de subtransmissão. A SE por sua vez se conecta a rede de distribuição primária onde a mesma se conecta aos pontos de carga. Essa topologia é meramente ilustrativa outras configurações podem ser encontradas em (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Figura 2 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição típico.

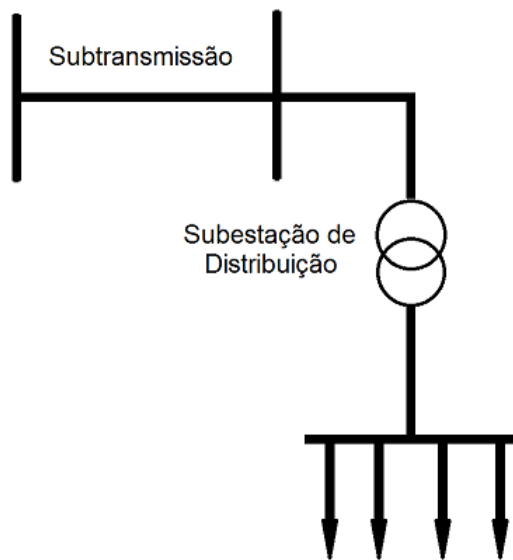


Fonte: Elaborado pelo autor.

2.1.1 Sistema de Subtransmissão

Os sistemas de subtransmissão atuam como intermediários no transporte de energia entre a subestação de subtransmissão e as subestações de distribuição, além de atender clientes a nível de subtransmissão, como grandes centros industriais. Normalmente os sistemas de subtransmissão operam com tensões de $138kV$ ou $69kV$, transferindo blocos de energia na faixa entre $20MW$ a $150MW$ (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A Figura 3 mostra o diagrama unifilar de uma conexão entre o sistema de subtransmissão e uma subestação de distribuição.

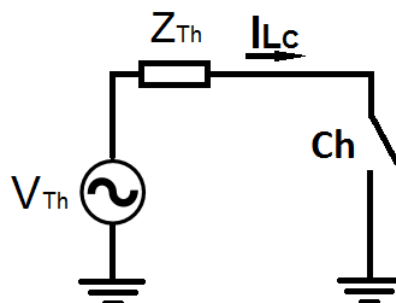
Figura 3 – Diagrama unifilar de conexão entre a rede subtransmissão e a subestação de distribuição.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A figura 4 mostra o diagrama unifilar de um circuito equivalente de Thevenin a partir uma barra de alta tensão de uma subestação de distribuição, considerando que o sistema seja equilibrado e opere em regime permanente, contendo apenas tensões e correntes de sequência positiva. A tensão V_{Th} é a tensão da barra em vazio, e a impedância Z_{Th} é a impedância vista a partir dos terminais da barra. A partir do circuito equivalente podemos obter a corrente de linha de curto circuito I_{Lc} para a barra de alta tensão, conectando ao terra através da chave Ch . Aplicando a lei das tensões de Kirchhoff, obtemos a equação 2.1.

Figura 4 – Diagrama unifilar de conexão entre a rede subtransmissão e a subestação de distribuição.



Fonte: Elaborada pelo autor.

$$I_{Lc} = \frac{V_{Th}}{Z_{Th}} \quad (2.1)$$

De acordo com (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005), a potência de curto circuito trifásico $S_{3\phi}$ para uma dada barra do sistema, é definida pela equação 2.2, onde V_L representa a tensão nominal de linha e I_{LC} a corrente de linha durante o curto circuito.

$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_{LC} \quad (2.2)$$

A partir das bases S_b , V_b e I_b podemos expressar a potência de curto circuito trifásico em por unidade. Assumindo o valor de V_b igual ao valor da tensão de linha nominal V_L , obtemos a potência de curto circuito em pu definida pela equação 2.3, onde $I_{C_{pu}}$ é o valor da corrente de curto circuito em pu (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

$$S_{3\phi_{pu}} = \frac{S_{3\phi}}{S_b} = \frac{\sqrt{3}V_L I_{LC}}{\sqrt{3}V_b I_b} = I_{C_{pu}} \quad (2.3)$$

A potência complexa de curto circuito trifásico é definida pela equação 2.5, onde $\bar{S}_{3\phi_{pu}}$, $\bar{V}_{L_{pu}}$ e $\bar{I}_{L_{pu}}^*$ denotam a potência de curto circuito trifásico, fasor da tensão nominal de linha e fasor conjugado da corrente de curto circuito dados em pu respectivamente, (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

$$\bar{S}_{3\phi_{pu}} = \bar{V}_{L_{pu}} \bar{I}_{L_{pu}}^* \quad (2.4)$$

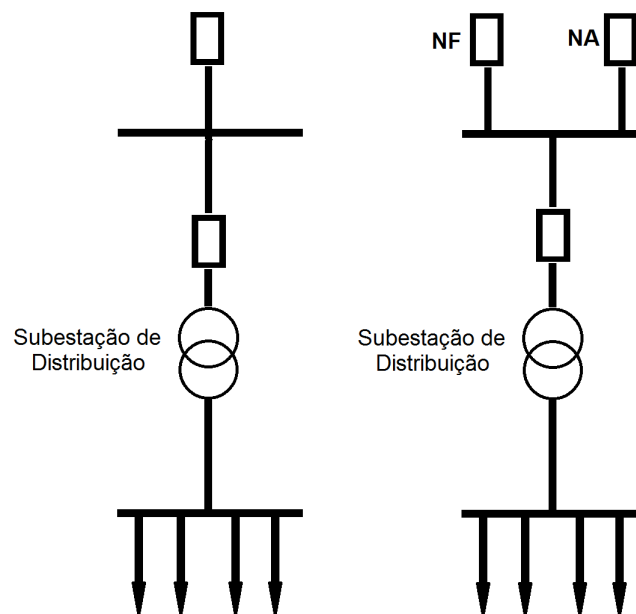
A potência complexa de curto circuito definida pela equação 2.5, quando tomada em uma barra no lado de alta tensão em uma subestação de distribuição, representa o equivalente do sistema visto a partir dessa barra englobando todo o sistema incluindo geração, transmissão e subtransmissão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A equação 2.5 pode expressa na forma fasorial em função da tensão $\bar{V}_{Th_{pu}}$ e impedância $\bar{Z}_{Th_{pu}}$ de Thevenin dados em pu , assumindo $\bar{V}_{L_{pu}} = 1\angle 0^\circ$, obtemos a relação entre a potência de curto circuito trifásica e o equivalente de Thevenin dados em pu .

$$\bar{S}_{3\phi_{pu}} = \bar{V}_{L_{pu}} \bar{I}_{L_{pu}}^* = \left(\frac{\bar{V}_{Th_{pu}}}{\bar{Z}_{Th_{pu}}} \right)^* \quad (2.5)$$

2.1.2 Subestação de Distribuição

As subestações de distribuição são supridas pela rede de subtransmissão, e tem como objetivo adequar a tensão de subtransmissão em tensão de distribuição primária. Normalmente a subestação distribuição é projetada de acordo com a potencial instalada, contendo um ou mais transformadores. Para regiões com baixa densidade de carga um transformador com potência nominal na faixa de 10MVA é usualmente empregado devido ao baixo custo associado (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A Figura 5 exibe dois diagramas unifilares para dois arranjos contendo apenas um transformador usualmente empregados em regiões de baixa densidade de carga.

Figura 5 – Diagramas unifilares para dois arranjos de suprimento para uma Subestação de Distribuição.



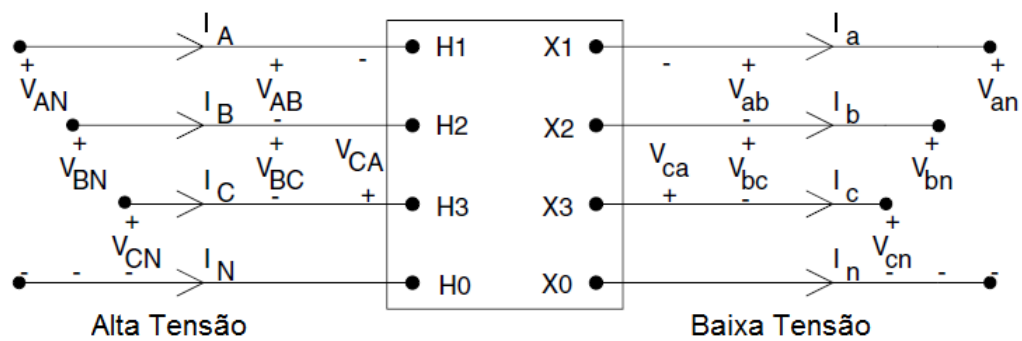
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o primeiro arranjo, o transformador da subestação conta com apenas uma linha de suprimento vindo da rede de subtransmissão, apesar de ter um baixo custo associado oferece pouca confiabilidade em caso de falha na linha de suprimento (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). O segundo arranjo agora dispõem de um circuito duplo de suprimento vindo da rede de subtransmissão, que em condições normais de operação, uma linha de suprimento é aberta pela chave indicada como *NA* e outra linha opera com a chave normalmente fechada *NF*, em caso de falhas as chaves são permutadas e garantem o suprimento da subestação (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

2.1.3 Transformadores

A Figura 6 adaptada de (KERSTING, 2006), mostra uma representação genérica para um transformador trifásico. As tensões V_{AN} , V_{BN} e V_{CN} representam as tensões de fase aplicadas ao enrolamento de alta tensão e de forma recíproca V_{an} , V_{bn} e V_{cn} representam as tensões de fase para o enrolamento de baixa tensão. As conexões representadas pelas letras H e X representam os enrolamentos trifásicos de alta e baixa tensão respectivamente.

Figura 6 – Representação Genérica de um Transformador Trifásico.



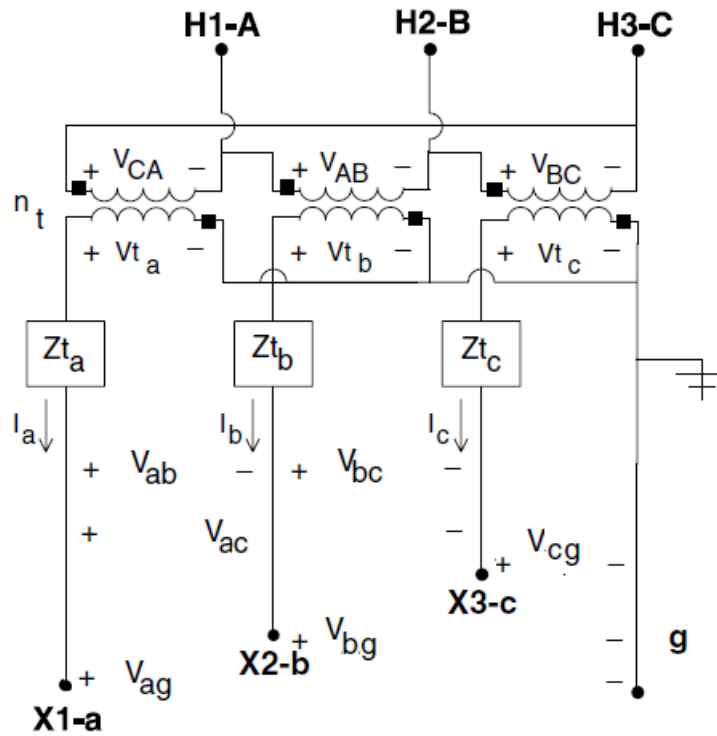
Fonte:(KERSTING, 2006).

O transformador trifásico pode ser ligado em diferentes configurações segundo (KERSTING, 2006). As configurações mais comuns encontradas em sistemas radiais de distribuição são as configurações listadas a seguir.

- Delta - Estrela Aterrado
- Estrela - Delta
- Estrela Aterrado - Estrela Aterrado
- Delta - Delta
- Estrela Aberto - Delta Aberto

A Figura 7 mostra a conexão interna dos enrolamentos considerando o transformador trifásico genérico da Figura 6.

Figura 7 – Conexão Delta - Estrela Aterrada.



Fonte:(KERSTING, 2006).

As relações de transformação para a configuração Delta - Estrela Aterrada, são dadas pelas equações 2.6 e 2.7. As tensões V_{LL} e V_{LN} representam as tensões de linha do lado de alta e tensões fase do lado de baixa respectivamente.

$$a_t = \frac{V_{LL_{Alta}}}{V_{LL_{Baixa}}} = \frac{n_t}{\sqrt{3}} \quad (2.6)$$

$$n_t = \frac{V_{LL_{Alta}}}{V_{LN_{Baixa}}} = a_t \sqrt{3} \quad (2.7)$$

A relação a_t dada pela equação 2.6 é a relação de transformação entre a tensão de linha do lado de alta em relação a tensão de linha do lado de baixa, enquanto que a relação n_t é a transformação entre os enrolamentos do lado de alta para os enrolamentos do lado de baixa. Para a conexão Delta - Estrela as tensões de fase no lado de baixa tensão estão adiantas em um ângulo de 30° em relação às tensões de fase do lado de alta tensão, pois as tensões induzidas no secundário do transformador estão em fase com tensões de linha do primário.

As tensões de fase que aparecem nos terminais do lado de baixa tensão matriz Vg_{abc} , podem ser obtidas a partir da equação matricial 2.8, onde as matrizes Z_{abc} e I_{abc} representam as impedâncias e correntes do enrolamento secundário e a matriz Vt_{abc} representa a tensão induzida, que para a operação em vazio temos que as tensões induzidas Vt_{abc} são iguais as tensões nos terminais Vg_{abc} .

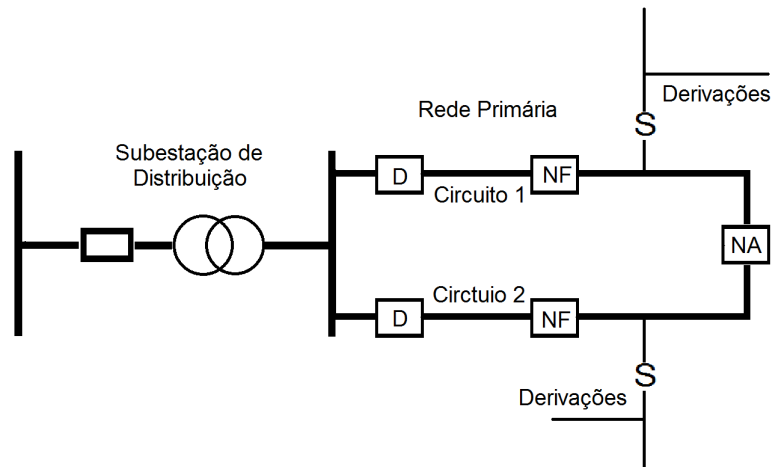
$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_{Vg_{abc}} = \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix}_{Vt_{abc}} - \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix}_{Z_{abc}} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{I_{abc}} \quad (2.8)$$

2.1.4 Rede Primária

As redes primárias operam normalmente com tensões nominais de linha de $13.8kV$ e conseguem transferir um máximo de $12MVA$ quando condutores de seção $336.4MCM$ são usados (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A rede primária é alimentada diretamente no lado de baixa tensão de uma subestação de distribuição, e é responsável pelo abastecimento da rede secundária de distribuição através das estações transformadoras ETs.

A Figura 8 mostra um diagrama unifilar de uma rede primária com um tronco principal contendo dois circuitos indicados pela figura, a notação D indicam disjuntores na saída do barramento da subestação de distribuição, as notações NF e NA indicam chaves de manobra normalmente fechadas e abertas respectivamente usadas para transferir a carga entre os circuitos para situações de falha ou manutenção. A Figura 8 também mostra duas derivações a partir do tronco principal contendo um fusível indicado pela letra S , derivações que se ramificam e abastecem as estações transformadoras para rede secundária não mostrados pelo diagrama.

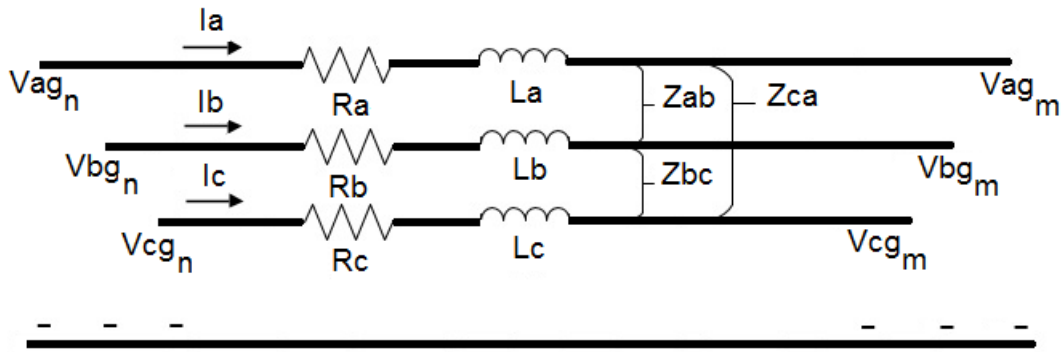
Figura 8 – Diagrama Unifilar - Rede Primária



Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo de linha considerado neste trabalho é o modelo de linha curta. A Figura 9 mostra uma linha conectada entre duas barras indicadas pelas letras n e m , a linha apresenta impedâncias próprias dadas por $Z = R + jL$, e por impedâncias mútuas indicadas por Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} .

Figura 9 – Modelo de linha curta para rede primária.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As tensões de linha para a barra n mostrada na Figura 9, são dadas pela equação matricial 2.9. Os termos V_{queda} representam a queda de tensão presente em cada fase da linha trifásica, e são obtidos pela multiplicação matricial entre a matriz de impedância Z_{abc} da linha e a matriz de correntes de linha I_{abc} como mostrado pela equação 2.10.

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{am} \\ V_{bm} \\ V_{cm} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} V_{queda_a} \\ V_{queda_b} \\ V_{queda_c} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\begin{bmatrix} V_{queda_a} \\ V_{queda_b} \\ V_{queda_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}_{Z_{abc}} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{I_{abc}} \quad (2.10)$$

2.1.5 Perdas em linhas trifásicas

A perda de energia ativa para uma linha trifásica curta pode ser derivada através da equação 2.10 com se segue. Segundo (JOHNSON; HILBURN; JOHNSON, 1994), a potência aparente complexa é definida pelo produto fasorial entre fasor da tensão vezes o fasor conjugado da corrente como mostra a equação 2.11, onde e_f representa o valor *rms*.

Definindo o vetor linha I_{abc}^* pela equação 2.12, onde os termos são os conjugados complexos das correntes de linha, podemos multiplicar I_{abc}^* em ambos os lados da equação 2.10 e obtermos as equações 2.13 e 2.14, que expressam a potência complexa consumida pela linha.

$$S = V_{ef} I_{ef}^* = P + jQ \quad (2.11)$$

$$I_{abc}^* = [I_a^* \quad I_b^* \quad I_c^*] \quad (2.12)$$

$$[I_a^* \quad I_b^* \quad I_c^*] \begin{bmatrix} V_{queda_a} \\ V_{queda_b} \\ V_{queda_c} \end{bmatrix} = [I_a^* \quad I_b^* \quad I_c^*] \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}_m \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} I_a^* I_a & Z_{ab} I_a^* I_b & Z_{ac} I_a^* I_c \\ Z_{ba} I_b^* I_a & Z_{bb} I_b^* I_b & Z_{bc} I_b^* I_c \\ Z_{ca} I_c^* I_a & Z_{cb} I_c^* I_b & Z_{cc} I_c^* I_c \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Tomando apenas a parte real da equação 2.14 obtemos a potência ativa dissipada pela linha trifásica. Como as impedâncias induzidas não possuem partes reais, a equação de perdas ativas se resumem na equação 2.15, onde a perda relacionada a cada fase é proporcional ao quadrado do módulo da corrente de linha.

$$\begin{bmatrix} Perda_a \\ Perda_b \\ Perda_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} I_a^* I_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_{bb} I_b^* I_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_{cc} I_c^* I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a |I_a|^2 \\ R_b |I_b|^2 \\ R_c |I_c|^2 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

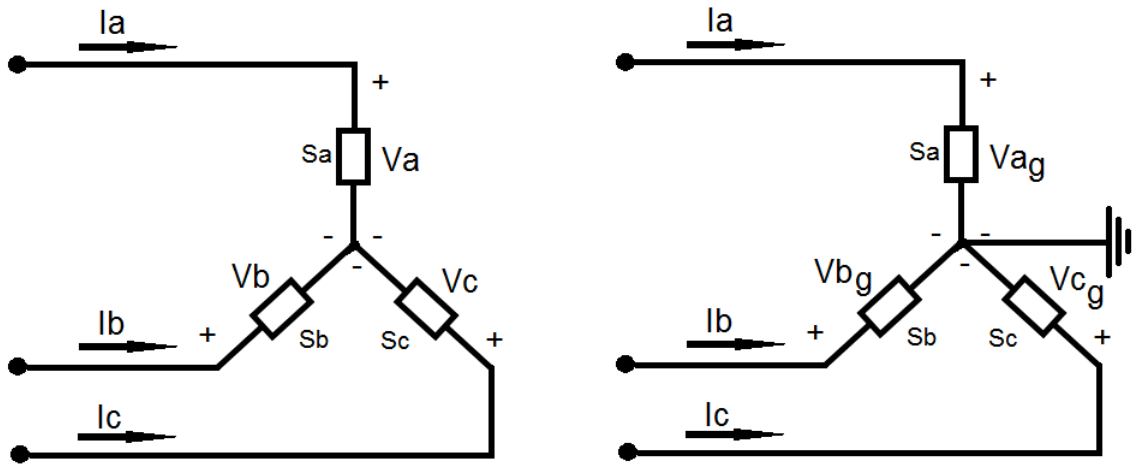
2.2 Modelo de carga

As cargas em um sistema de potência podem ser modeladas de diversas formas dependendo do propósito de estudo. Para este trabalho os sistemas usados utilizam o tipo de carga PQ, com potência ativa e reativa constante em relação a tensão. Outros modelos de carga podem ser encontrados em (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005) e (KERSTING, 2006).

2.2.1 Cargas do tipo PQ - Conexão em Estrela

A Figura 10 mostra a conexão de cargas trifásicas conectadas em estrela e em estrela aterrada.

Figura 10 – Cargas com conexão Estrela e Estrela Aterrada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Esse modelo de carga mantém a potência ativa P e a potência reativa Q constante, independentes das tensões sobre a carga. As equações 2.16 e 2.17 mostram as equações de tensão e corrente para a carga do tipo PQ conectada em estrela respectivamente, para a conexão estrela aterrada as tensões V_a , V_b e V_c são substituídas por V_{a_g} , V_{b_g} e V_{c_g}

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_a + jQ_a \\ P_b + jQ_b \\ P_c + jQ_c \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{|S_a|}{|V_a|} \angle \theta_a - \phi_a \\ \frac{|S_b|}{|V_b|} \angle \theta_b - \phi_b \\ \frac{|S_c|}{|V_c|} \angle \theta_c - \phi_c \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

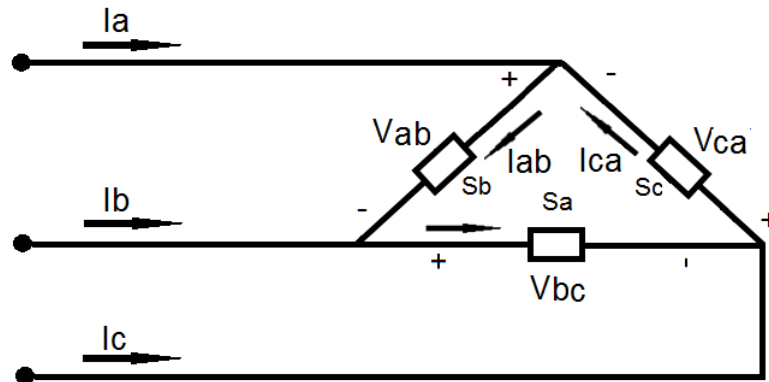
As correntes definidas pela equação 2.17, mostram que o módulo das correntes de carga são dependentes dos módulos de S_ϕ e V_ϕ onde subfixo ϕ indica a generalidade para potência complexa e tensões de fase. Assumindo que o módulo de V_ϕ permaneça aproximadamente constante, a medida que as potências de fase S_ϕ se alteram as correntes da carga se alteram de maneira proporcional.

O ângulo de defasamento da corrente em relação a tensão é definida pela diferença $\theta - \phi$, onde θ indica o ângulo da potência complexa de fase e ϕ indica o ângulo de fase da tensão, ao assumirmos que o ângulo de fase da tensão ϕ se mantenha constante, ao mudarmos o ângulo θ das potências de fase, automaticamente mudamos os ângulos de fase das correntes da carga.

2.2.2 Cargas do tipo PQ - Conexão em Delta

A Figura 11 mostra uma carga trifásica do tipo PQ conectada em Delta. As potências complexas são dadas pela equação 2.18 e as correntes de fase para são dadas pela equação 2.19. As correntes de linha são expressas pelas correntes de fase de acordo com a equação 2.20.

Figura 11 – Cargas com conexão Estrela e Estrela Aterrada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\begin{bmatrix} S_{ab} \\ S_{bc} \\ S_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{ab} + jQ_{ab} \\ P_{bc} + jQ_{bc} \\ P_{ca} + jQ_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

$$\begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle \theta_{ab} - \phi_{ab} \\ \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle \theta_{bc} - \phi_{bc} \\ \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle \theta_{ca} - \phi_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \sqrt{3} \angle -30^\circ \begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

De forma semelhante para o caso da carga trifásica conectada em estrela, qualquer perturbação causada nas potências S_{ab} , S_{bc} e S_{cb} provocam alterações nas correntes de linha I_a , I_b e I_c devido a relação entre as correntes de fase e linha dada pela equação 2.20.

2.3 Componentes Simétricas

De acordo com (STEVENSON, 1974), em 1918 uma das ferramentas mais utilizadas para tratar circuitos polifásicos em condições de desequilíbrio foi apresentada em (FORTESCUE, 1918). No trabalho (FORTESCUE, 1918), o autor prova que um sistema composto por n fasores em desequilíbrio, podem ser decompostos em n sistemas com fasores perfeitamente equilibrados em defasagem e amplitude, os quais são referidos como componentes simétricos.

As equações 2.21, 2.22 e 2.23 mostram como três fasores representando tensões desequilibradas podem ser decompostos por componentes simétricas, o mesmo se estende para correntes por substituição direta.

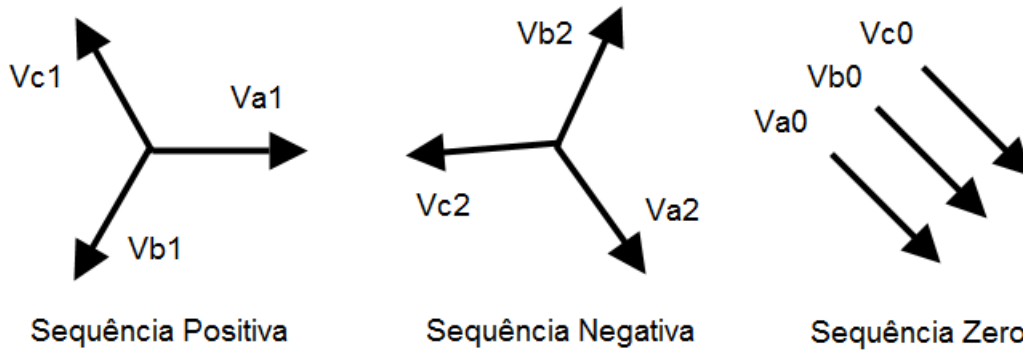
$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.21)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.22)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.23)$$

Os subscritos numéricos $_{1,2}$ e $_0$ indicam a sequência positiva, negativa e zero respectivamente. Considerando um sistema que tem suas fases orientadas no sentido abc , a componente de sequência positiva terá a mesma orientação dos fasores originais, enquanto que o componente de sequência negativa terá a orientação invertida em relação aos fasores originais acb . A sequência zero é uma sequência homopolar de modo que as três fases do componente não apresentam defasagem entre si mas, apresentam a mesma amplitude. A Figura 12 ilustra as componentes de sequência.

Figura 12 – Componentes Simétricas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As equações na forma matricial 2.24, são usadas para obter as componentes simétricas, onde $\alpha = 1\angle 120^\circ$. As demais fases de cada componente podem ser derivadas a partir das fases V_{a1} , V_{a2} e V_{a0} respectivamente utilizando o operador α (STEVENSON, 1974).

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

2.4 Índices de desequilíbrio de Tensão e Corrente

Os índices de desequilíbrio de tensão e corrente, estabelecem uma forma de quantificar os desequilíbrios de amplitude e fase em relação as tensões e correntes de um sistema relacionados a um valor percentual. Os índices aqui apresentados, foram concebidos ao longo dos anos especialmente no estudo dos seus efeitos em motores de indução e no impacto da qualidade da energia como um todo. Em (PILLAY; MANYAGE, 2001) são apresentadas três definições para quantificar o desequilíbrio de tensão representados pelas equações 2.25, 2.26 e 2.27, todas as equações tem com resultado um desequilíbrio percentual em relação a alguma medida de desequilíbrio ideal, como valores médios para os índices $LVUR$ e $PVUR$ e o fasor da sequência positiva VUF :

- % $LVUR$ *Line Voltage Unbalance Rate* - Definido por NEMA (National Equipment Manufacturer's Association), (PILLAY; MANYAGE, 2001)

$$\%LVUR = \frac{\text{desvio máximo de tensão a partir da tensão média de linha}}{\text{tensão de linha média}} \times 100 \quad (2.25)$$

A tensão média é assumida como a média aritmética das tensões de linha, enquanto que o desvio é a diferença entre o maior valor medido e o valor médio calculado.

- %PVUR *Phase Voltage Unbalance Rate*- Definido pelo IEEE, (PILLAY; MANYAGE, 2001)

$$\%PVUR = \frac{\text{desvio máximo de tensão a partir da tensão média de fase}}{\text{tensão média de fase}} \times 100 \quad (2.26)$$

- %VUF *Voltage Unbalance Factor* - Definido pelo IEC (International Electrotechnical Manufacturers Association), (PILLAY; MANYAGE, 2001)

$$\%VUF = \frac{\text{componente tensão de sequência negativa}}{\text{componente de tensão de sequência positiva}} \times 100 = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (2.27)$$

De acordo com (GOSBELL et al., 2002), os índices mais usados e amplamente aceitos são o %VUF definido pelo IEC e o %LVUR definido pelo NEMA. O índice definido pelo IEEE tem a mesma formulação que o índice definido pelo NEMA de acordo com as equações 2.25 e 2.26, exceto que o %LVUR faz uso das tensões de linha para o cálculo de desequilíbrio enquanto que %PVUR utiliza as tensões de fase.

Em (PILLAY; MANYAGE, 2001) podem ser encontrados exemplos numéricos da utilização do três índices anteriormente mencionados e também uma tabela comparativa entre os índices mais usados %VUF e %LVUR. Uma diferença importante com relação ao %VUF entre os demais índices é que o %VUF considera a defasagem das tensões implicitamente inseridas pelo uso das componentes simétricas, enquanto que %LVUR e %PVUR considera apenas as amplitudes das tensões.

A tabela 1, mostra a comparação de alguns pontos entre os dois padrões mais utilizados. Nesta tabela é visto que para pequenos valores de desequilíbrio a discrepância entre eles é muito sutil.

Tabela 1 – Comparação entre %LVUR e %VUF

%LVUR	%VUF
2%	2 -2.3 %
5%	5 -5.8 %
10%	10.3 -11.6 %
20%	21-23.8 %

Fonte: Adaptada de (PILLAY; MANYAGE, 2001)

2.5 Definições sobre o Fator de Potência

As definições para o fator de potência mais aceitas segundo (SANKARAN, 2001), são divididas em *Displacement Power Factor* e em *True Power Factor*. O *Displacement Power Factor* representa o fator de potência devido ao deslocamento do ângulo de fase entre tensões e correntes puramente sinusoidais, as equações 2.28, 2.29 e 2.30 mostram as relações entre as potências e o fator de potência de descolamento $\cos \phi$.

$$P = S \cos \phi \quad (2.28)$$

$$Q = S \sin \phi \quad (2.29)$$

$$\phi = \arctan \frac{Q}{P} \quad (2.30)$$

Segundo (STEVENSON, 1974), a potência total trifásica é obtida pela soma das parcelas de potência de cada uma das três fases, de forma que o fator de potência trifásico pode ser obtido pela equação 2.31, onde P_a , P_b e P_c representam as potências ativas das três fases, enquanto que S_a , S_b e S_c representam as potências complexas das três fases.

$$FP_{3\phi} = \frac{P_a + P_b + P_c}{|S_a + S_b + S_c|} \quad (2.31)$$

Para a situação onde as tensões e correntes possuem componentes harmônicas, as definições para o fator de potência por deslocamento não são válidas, onde o *True Power Factor* definido pela equação 2.32, é dado pela relação entre a potência ativa e potência aparente incluindo todas as componentes harmônicas em questão mais a fundamental.

$$FP_{True} = \frac{P}{S} \quad (2.32)$$

Este trabalho faz uso apenas do fator de potência por deslocamento, que é o mesmo usado nas referências (AL-NASEEM; ADI, 2003), (SHWEDHI; SULTAN, 2000) e (LIU; MILANOVIĆ, 2014). Diferentes tipos de consumidores apresentam diferentes valores típicos para o fator de potência e apresentam variações ao longo do tempo, na metodologia usada em (LIU; MILANOVIĆ, 2014), as variações do fator de potência foram representadas por curvas de distribuição normais, tendo como média o valor típico para cada tipo de consumidor. Ainda em (LIU; MILANOVIĆ, 2014), com base em dados coletados de um sistema de distribuição foram estimados valores típicos para o fator de potência de 1.0, 0.95 e 0.8 correspondendo a cargas de iluminação, cargas diversificadas e motores de indução respectivamente.

2.6 Conceitos Estatísticos

Esta seção tem como objetivo discutir os conceitos estatísticos envolvidos neste trabalho, abordando as curvas de densidade de probabilidade usadas para modelar a natureza aleatória do desequilíbrio e fator de potência associado às cargas. Ainda nesta seção é discutido o uso do Método de Monte Carlo para a análise de sistemas estocásticos e assuntos relacionados como geradores de números pseudo aleatórios e experimentos aleatórios.

2.6.1 Tipos de Variáveis Aleatórias

Segundo (MORETTIN; BUSSAB, 2000), variáveis aleatórias podem ser classificadas em dois grandes grupos. O primeiro grupo é o grupo das variáveis discretas, onde as variáveis assumem valores predefinidos e discretos, como exemplo, uma variável discreta x que é definida por um conjunto contendo uma sequência de números inteiros variando de um até n , $\mathbb{Q} = \{n, x \in \mathbb{Z}; 1 \leq x \leq n\}$. A variável aleatória discreta x só pode assumir valores inteiros dentro do conjunto na qual ela pertence, de forma que qualquer número que não pertença a este conjunto tem probabilidade nula de ser escolhido.

Se a variável x fosse uma variável aleatória contínua o conjunto poderia ser definido da seguinte maneira, $\mathbb{Q} = \{n, x \in \mathbb{R}; 1 \leq x \leq n\}$, agora x pertence ao conjunto universo real \mathbb{R} e pode assumir qualquer valor entre o intervalo $[1, n]$.

2.6.2 Probabilidade para Variáveis Contínuas

De acordo com (MORETTIN; BUSSAB, 2000), uma variável contínua aleatória é representada por uma função de densidade de probabilidade $f(x)$ definida pela equação 2.33, e a função de densidade de probabilidade possui uma função distribuição de probabilidade acumulada dada por $P(a \leq x \leq b)$. A função de distribuição de probabilidade acumulada é definida pela equação 2.33, que representa a chance de uma variável assumir algum valor dentro do intervalo $[a, b]$.

$$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)dx \quad (2.33)$$

2.6.3 Curva de distribuição Uniforme

A curva de distribuição uniforme é um modelo simples de distribuição de probabilidade, onde todo o universo amostral apresenta a mesma densidade de probabilidade (Figura 13). As equações 2.34, 2.35, 2.36 e 2.37 expressam a função de distribuição uni-

forme, função de distribuição acumulada F.D.A, média e variância respectivamente.

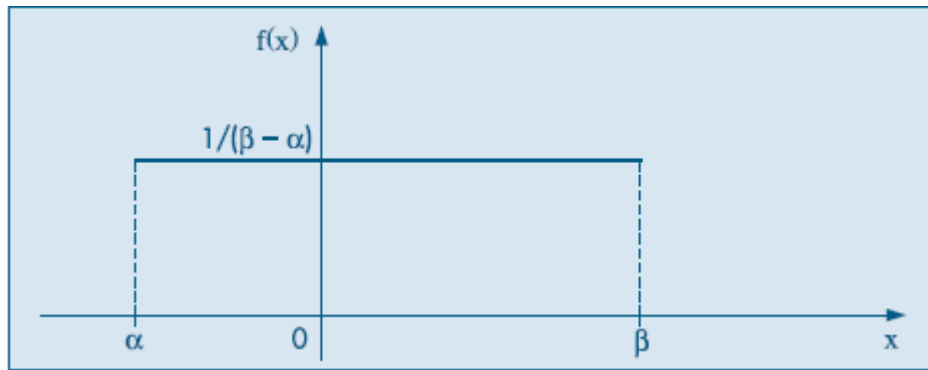
$$f(x, \alpha, \beta) = \begin{cases} \frac{1}{\beta - \alpha}; & \text{se } \alpha \leq x \leq \beta \\ 0; & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.34)$$

$$P(X < x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x < \alpha \\ \frac{x - \alpha}{\beta - \alpha}, & \text{se } \alpha \leq x < \beta \\ 1, & \text{se } x \geq \beta \end{cases} \quad (2.35)$$

$$E(x) = \frac{\alpha + \beta}{2} \quad (2.36)$$

$$Var(x) = \frac{(\beta - \alpha)^2}{12} \quad (2.37)$$

Figura 13 – Curva de distribuição uniforme.



Fonte:(MORETTIN; BUSSAB, 2000).

2.6.4 Curva de distribuição Normal

A curva de distribuição normal é mostrada na Figura 14, onde a equação de distribuição de probabilidade é dada pela equação 2.38 e sua função de distribuição acumulada é dada por 2.39. As equações 2.40 e 2.41 expressam a média e a variância respectivamente.

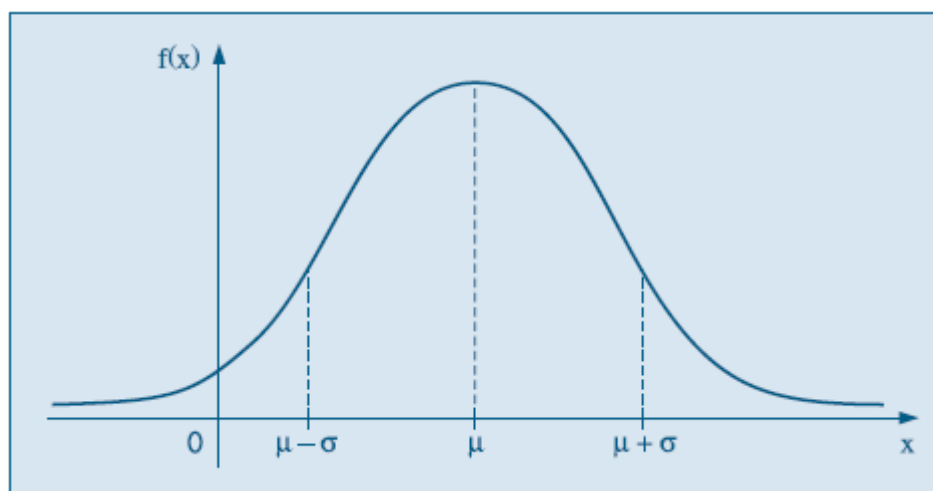
$$f(x, \mu, \sigma^2) = \left\{ \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp \frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}; -\infty \leq x \leq \infty \right. \quad (2.38)$$

$$P(a < x < b) = \int_a^b \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp \frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}; -\infty \leq x \leq \infty \quad (2.39)$$

$$E(x) = \mu \quad (2.40)$$

$$Var(x) = \sigma^2 \quad (2.41)$$

Figura 14 – Curva de distribuição Normal.



Fonte:(MORETTIN; BUSSAB, 2000).

A tabela 2 exibe o resultado da função de distribuição acumulada $F.D.A$ para uma função de distribuição normal para intervalos proporcionais ao desvio padrão σ .

Tabela 2 – Resultados para função de distribuição acumulada para uma curva normal

Intervalo	F.D.A
$\mu - \sigma, \mu + \sigma$	68.7 %
$\mu - 2\sigma, \mu + 2\sigma$	95.4 %
$\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma$	99.7 %

Fonte:(MORETTIN; BUSSAB, 2000).

2.7 Análise de Sistemas

Em (RUBINSTEIN; KROESE, 2016), o primeiro passo definido para o estudo de um sistema é obter sua modelagem para representar seu comportamento, modelagem obtida geralmente por funções matemáticas ou por meio de gráficos. Estes modelos são baseados em duas premissas conflitantes, que são simplicidade e realismo. O modelo deve representar o sistema de forma satisfatória abordando os aspectos mais importantes e mantendo uma fácil manipulação e entendimento.

Segundo (BILLINTON; ALLAN, 1992), podemos fazer uso de soluções determinísticas ou soluções estocásticas para a solução de problemas. A solução determinística consiste em obter soluções de forma direta a partir de um modelo matemático baseado no sistema, onde a precisão e coerência dos resultados dependem intimamente do modelo e conjunto de parâmetros utilizados. A solução de problemas estocásticos se baseia em métodos probabilísticos para se obter soluções, e normalmente faz uso de métodos numéricos em seu processo de solução. As soluções numéricas resolvem o sistema a partir de numerosas aproximações, e a solução é obtida quando algum parâmetro associado atinge a convergência. Simulações estocásticas também conhecidas como simulações de Monte Carlo, obtêm estimativas de soluções após numerosas simulações, quando um conjunto de entradas ou parâmetros é definido como variáveis aleatórias, este conjunto é definido por um intervalo de interesse e uma correspondente função de distribuição de probabilidade associada. As estimativas obtidas são analisadas por ferramentas estatísticas fornecendo curvas de probabilidade, valores médios, variância e trazem uma visão mais abrangente do real comportamento do sistema.

Os métodos para a solução e validação de modelos, como por exemplo resolução matemática direta, estão disponíveis de formas variadas, onde cada método de solução é indicada pela natureza do problema (RUBINSTEIN; KROESE, 2016). No que diz respeito ao resultado obtido a partir do modelo determinístico, a solução obtida será sempre a mesma considerando o mesmo conjunto de entradas. Este tipo de solução apresenta vantagens e desvantagens dependendo do problema a ser analisado, mas normalmente um profundo conhecimento do sistema é exigido para a elaboração tanto do modelo determinístico quanto na identificação das entradas de interesse, para que o problema seja representado de forma satisfatória e seus resultados sejam coerentes (BILLINTON; ALLAN, 1992), algo que é facilmente contornado pela simulação estocástica onde vários padrões e incertezas são facilmente incorporados no processo de solução.

De acordo com (BILLINTON; ALLAN, 1992), ambas as abordagens determinísticas e estocásticas são extremamente poderosas e válidas, mas há alguns pontos a se considerar devido as características de cada uma;

- Técnicas de simulação geralmente demandam mais tempo para se obter resultados, em contraste com a rapidez de soluções puramente analíticas.
- Soluções por modelo determinístico sempre resultam no mesmo valor, dado um mesmo conjunto de parâmetros e entradas, enquanto que os resultados obtidos por simulação são randômicos devido a natureza das suas entradas, apesar de mais precisa, a solução determinística pode ser muitas vezes irreal.
- Os modelos usados em soluções determinísticas são normalmente simplificados, levando ao surgimento de discrepâncias entre os valores obtidos e o valor real, enquanto que a abordagem por simulação permite facilmente a incorporação das características do sistema no processo de solução.

2.7.1 Método de Monte Carlo

De acordo com (RUBINSTEIN; KROESE, 2016), o termo Monte Carlo teve suas origens na Segunda Guerra Mundial quando Von Neumann and Ulam usavam o termo como código para tratar de assuntos relacionados à bomba atômica, nos quais se referiam as simulações usadas para tratar a difusão de nêutrons em materiais nucleares.

Em (BILLINTON; ALLAN, 1992), o método de Monte Carlo é descrito como destinado a sistemas inteiramente estocásticos, onde variáveis determinísticas como o tempo não fazem parte do mesmo. Apesar de um sistema não ser puramente estocástico, ele ainda pode ser analisado como um, e tal análise é precipitadamente associada ao método de Monte Carlo.

Um exemplo retirado de (BILLINTON; ALLAN, 1992), ilustra como um método de Monte Carlo é aplicado a um sistema aleatório para se obter uma curva de probabilidade em função do número de repetições. O exemplo trata de lançamentos repetitivos de uma moeda, no qual a variável investigada é a probabilidade de uma das faces aparecer virada pra cima após o lançamento. A tabela 3 mostra o resultado do experimento considerando apenas 20 de 100 lançamentos, onde $P(cara)$ e $P(coroa)$ são definidas pelas equações 2.42 e 2.43 respectivamente.

$$P(cara) = \frac{n_{cara}}{n_{total}} \quad (2.42)$$

$$P(coroa) = \frac{n_{coroa}}{n_{total}} \quad (2.43)$$

Tabela 3 – Experimento aleatório

Tentativa	P(cara)	P(coroa)
1	0	1
2	0	1
3	0	1
4	0	1
5	0.20	0.80
6	0.33	0.67
7	0.43	0.57
8	0.50	0.50
9	0.44	0.54
10	0.40	0.60
11	0.45	0.55
12	0.42	0.58
13	0.38	0.62
14	0.36	0.64
15	0.33	0.67
16	0.38	0.62
17	0.41	0.59
18	0.44	0.56
19	0.42	0.58
20	0.45	0.55

Fonte: Adaptado de (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Neste exemplo, um gerador pseudoaleatório fornece números para o intervalo $[0, 1]$, quando o número gerado x está contido no intervalo $0 < x < 0.5$ o resultado é cara, caso contrário coroa. A partir disso podemos calcular a probabilidade de forma computacional sem ter que utilizar o sistema físico, mas o mesmo não acontece para sistemas complicados e difíceis de deduzir, situação que é claramente contornada pelo uso de simulações. Uma observação importante é que com o aumento das repetições, as variações em torno da probabilidade real tende a diminuir.

2.7.2 Geradores pseudoaleatórios

As simulações realizadas neste trabalho fazem uso de geradores pseudoaleatórios para reproduzir o comportamento aleatório dos níveis de desequilíbrio e fator de potência provocados pelas cargas e assim reproduzir aleatoriedade do sistema físico. Os Geradores pseudoaleatórios são funções determinísticas que apresentam um comportamento quase aleatório e satisfazem testes de aleatoriedade. Geradores congruentes são um exemplo de geradores amplamente utilizados e conhecidos para a geração de uma sequência pseudoaleatória, visto seu baixo custo computacional e fácil implementação (BILLINTON;

ALLAN, 1992). A equação 2.44 mostra a equação recursiva usada.

$$X_{i+1} = (AX_i + C) \bmod B \quad (2.44)$$

- X_{i+1} é o valor atual da sequência
- X_i é o valor anterior da sequência, em que X_0 é chamado de semente
- A é o termo multiplicativo
- C é o incremento
- B é o módulo, e determina o valor máximo da sequência

Todas as constantes são inteiras e não negativas, apesar de a sequência gerada passar em testes de aleatoriedade esta sequência irá se repetir após um determinado número de chamadas, ciclo que é determinado pelas escolhas das constantes, as escolhas também influenciam em sua pseudoaleatoriedade, já que ciclos e intervalos muito curtos tornam a geração previsível e viciada.

Usualmente geradores pseudoaleatório geram uma sequência no intervalo $[0, 1]$ utilizando a equação 2.45. Onde U_i é o valor normalizado, X_i é o valor gerado pela sequência e B é o valor do módulo usado pela sequência, já que nenhum valor gerado pela sequência é maior que B .

$$U_i = \frac{X_i}{B} \quad (2.45)$$

3 Metodologia

As análises de sensibilidade de perdas para sistemas de distribuição radial em relação ao desequilíbrio de corrente e fator de potência, serão realizadas submetendo o sistema a estímulos que reproduzam perturbações no nível de equilíbrio de correntes e fator de potência que circulem na rede primária de distribuição, tais grandezas são normalmente consideradas constantes nos procedimentos de cálculo de perdas onde a análise de sensibilidade visa investigar o impacto nas perdas devido à imprevisibilidade desses fatores.

Como citado anteriormente em (ALBADI et al., 2015) e (LIU; MILANOVIĆ, 2014), a principal fonte de desequilíbrio está associada a cargas monofásicas mal distribuídas entre fases, cargas trifásicas desequilibradas e a própria natureza estocástica nos padrões de uso das cargas, na qual a metodologia aqui descrita irá usar as cargas como fonte das perturbações.

Na metodologia usada por (LIU; MILANOVIĆ, 2014), algumas categorias de clientes tais como cliente residencial, comercial e industrial possuem valores típicos para fatores de potência e cada cliente possui uma curva normal de probabilidade associada, com o valor médio situado nos fatores de potência típicos de cada classe. A abordagem empregada neste trabalho não faz distinção dos tipos de clientes e suas peculiaridades, de modo que o objetivo é avaliar como o sistema se comporta uma dada cenário de cargas e, além disso, a metodologia proposta por (LIU; MILANOVIĆ, 2014), assume que a potência aparente varie junto ao fator de potência, onde neste trabalho o fator de potência é variado mantendo a potência aparente constante para que se reproduza as incertezas no fator de potência para um carga trifásica.

Para as simulações, as conexões originais das cargas serão mantidas onde os sistemas podem conter tanto cargas ligadas em Delta quanto em Estrela, e os tipos de carga definidos na seção 2.1.5 serão mantidos.

3.1 Método para o Desbalanço de Carga

O método usado para provocar o desequilíbrio de carga considera dois pontos principais. O primeiro ponto é que a potência aparente total trifásica de carga deve permanecer constante, já que o sistema deve manter o mesmo nível carregamento. O segundo ponto trata o fator de potência monofásico e trifásico das cargas, que devem permanecer constantes e iguais o fator de potência original.

Essas considerações mesmo que sejam improváveis de ocorrerem em uma situação real, já que o fenômeno de desequilíbrio das cargas tende a ocorrer junto a outras perturbações como descrito em (LIU; MILANOVIĆ, 2014), garantem que a única perturbação

sobre o sistema seja o aumento do desequilíbrio das cargas permitindo avaliar somente a influência do desequilíbrio no sistema. Para que esses dois pontos sejam atendidos, o desequilíbrio deve satisfazer as equações 3.1 para a potência ativa e 3.2 para a potência reativa, onde m_{ij} é a quantidade de desequilíbrio para uma fase i de uma carga j , P_j e Q_j indicam a potência total trifásica da carga.

$$P_j = P_a(1 + m_{aj}) + P_b(1 + m_{bj}) + P_c(1 + m_{cj}) \quad (3.1)$$

$$Q_j = Q_a(1 + m_{aj}) + Q_b(1 + m_{bj}) + Q_c(1 + m_{cj}) \quad (3.2)$$

Para os diferentes sistemas utilizados as cargas bifásicas e monofásicas serão omitidas da configuração base. Essas alterações são necessárias para produzir um cenário perfeitamente equilibrado ou algo suficientemente próximo para todos os sistemas utilizados, pois cargas monofásicas e bifásicas provocam desequilíbrio de maneira compulsória, uma abordagem alternativa seria transforma-las em cargas trifásicas equilibradas mas a remoção para aspectos de simulação produziria o mesmo comportamento.

O processo de sorteio usado na geração de cenários tem como ponto inicial sortear uma das fases ligada a carga para ser sobrecarregada, em seguida um novo sorteio reduz o percentual das cargas nas fases remanescentes considerando um dado intervalo previamente estipulado. Como a potência aparente deve se manter constante, a carga adicionada a fase que ira ser sobrecarregada recebe o percentual retirado das duas fases remanescentes, garantindo a conservação da potência aparente trifásica e fator de potência.

3.1.1 Cargas Trifásicas Inicialmente Equilibradas

Para cargas inicialmente equilibradas as constantes m_{ij} podem assumir valores arbitrários desde que a equação 3.3 seja satisfeita. Pois na condição de equilíbrio temos as relações 3.4 e 3.5.

$$\begin{cases} m_{aj} + m_{bj} + m_{cj} = 0 \\ -1 \leq m_{aj} \leq 2 \\ -1 \leq m_{bj} \leq 2 \\ -1 \leq m_{cj} \leq 2 \end{cases} \quad (3.3)$$

$$P_{ai} = P_{bi} = P_{ci} = P_{total}/3 \quad (3.4)$$

$$Q_{ai} = Q_{bi} = Q_{ci} = Q_{total}/3 \quad (3.5)$$

Um exemplo numérico é desenvolvido a seguir. Considere uma carga trifásica de potência aparente complexa dada por $S_{3\phi} = 1800W + j600Var$. Sobrecarregando a fase a escolhendo $m_a = 0.7$, de acordo com equação 3.3, implicaria que $m_b + m_c = -0.7$. Assumindo $m_b = -0.5$, resta $m_c = -0.2$. Substituindo os valores das constantes nas equações 3.1 e 3.2 obtemos os resultados a seguir.

$$\begin{aligned} P_{Total} &= 600(1.7)W + 600(0.5)W + 600(0.8)W \\ P_{Total} &= 1020W + 300W + 480W = 1800W \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} Q_{Total} &= 200(1.7)Var + 200(0.5)Var + 200(0.8)Var \\ Q_{Total} &= 340Var + 100Var + 160Var = 600Var \end{aligned} \quad (3.7)$$

Os fatores de potência monofásicos quando as constantes $m_a = m_b = m_c = 0$, são mostrados pela equação 3.8.

$$\cos \theta_a = \cos \theta_b = \cos \theta_c = \frac{600}{\sqrt{600^2 + 200^2}} = \frac{600}{632.455} = 0.948 \quad (3.8)$$

Os fatores de potência monofásicos permanecem constantes mesmo inserindo os valores das constantes $m_a = 0.7$, $m_b = -0.5$ e $m_c = -0.2$, como é mostrado pela equação 3.9.

$$\begin{aligned} \cos \theta_a &= \frac{1020}{\sqrt{1020^2 + 340^2}} = \frac{1020}{1075.17} = 0.948 \\ \cos \theta_b &= \frac{300}{\sqrt{300^2 + 100^2}} = \frac{300}{316.22} = 0.948 \\ \cos \theta_c &= \frac{480}{\sqrt{480^2 + 160^2}} = \frac{480}{505.96} = 0.948 \end{aligned} \quad (3.9)$$

As cargas trifásicas que são originalmente desequilibradas serão alteradas, conservando sua potência aparente mas redistribuindo sua potência entre as fases em porções iguais. Bancos capacitivos também serão omitidos pois afetam de forma significativa o fator de potência, e podem ser ligados de forma trifásica e monofásica contribuindo para o desequilíbrio.

3.2 Método para variação do Fator de Potência

A alteração do fator de potência é realizada mantendo constante o nível de desequilíbrio das cargas e a potência aparente monofásica e todas as cargas usadas na simulação são equilibradas, onde a única perturbação presente seja o fator de potência. As equações 3.10, 3.11 e 3.12 mostram as relações entre potência ativa, reativa e aparente de acordo com o fator de potência $\cos \theta$, ϕ e 3ϕ indicam a potência monofásica e trifásica respectivamente. Os cenários consideram o fator de potência sempre atrasado e as alterações do

fator de potência são realizadas alterando o valor dos ângulos θ_a , θ_b e θ_c definidos pelas equações 3.10 e 3.11, onde a potência trifásica da carga na forma fasorial é dada pela equação 3.13.

$$\begin{bmatrix} P_a \\ P_b \\ P_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_a \cos(\theta_a) \\ S_b \cos(\theta_b) \\ S_c \cos(\theta_c) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\begin{bmatrix} Q_a \\ Q_b \\ Q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_a \sin(\theta_a) \\ S_b \sin(\theta_b) \\ S_c \sin(\theta_c) \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$S_{3\phi} = S_a + S_b + S_c \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a I_a \angle \theta_a^* \\ V_b I_b \angle \theta_b^* \\ V_c I_c \angle \theta_c^* \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

O exemplo a seguir mostra uma carga inicialmente desequilibrada, tendo seu fator de potência monofásico alterado de $\cos \theta = 1$ para $\cos \theta = 0.95$, onde o ângulo inicial $\theta_{inicial} = 0^\circ$ é alterado para um ângulo final $\theta_{final} = 18.2^\circ$. As equações 3.14 e 3.15 mostram as potências ativas e reativas para uma carga trifásica de potência aparente igual a $S_{3\phi} = 760VA$, onde suas parcelas monofásicas são dadas por $S_a = 300VA$, $S_b = 180VA$ e $S_c = 280VA$. Para o fator de potência unitário temos as equações 3.14, 3.15 e 3.16.

$$P_{Total} = 300 \cos(0^\circ) + 180 \cos(0^\circ) + 280 \cos(0^\circ) \quad (3.14)$$

$$P_{Total} = 300W + 180W + 280W = 760W$$

$$Q_{Total} = 300 \sin(0^\circ) + 180 \sin(0^\circ) + 280 \sin(0^\circ) = 0; \quad (3.15)$$

$$S_{3\phi} = \sqrt{300^2 + 0} + \sqrt{180^2 + 0} + \sqrt{280^2 + 0} = 760VA; \quad (3.16)$$

As equações 3.17, 3.18 e 3.19 mostram a potência ativa, reativa e a potência aparente trifásica como a soma das parcelas monofásicas, quando os ângulos $\theta_a = \theta_b = \theta_c = 18.2^\circ$.

$$P_{Total} = 300 \cos(18.2^\circ) + 180 \cos(18.2^\circ) + 280 \cos(18.2^\circ) \quad (3.17)$$

$$P_{Total} = 284.99W + 170.99W + 265.99W$$

$$Q_{Total} = 300 \sin(18.2^\circ) + 180 \sin(18.2^\circ) + 280 \sin(18.2^\circ) \quad (3.18)$$

$$Q_{Total} = 93.70Var + 56.22Var + 87.45Var$$

$$\begin{aligned}
 S_{3\phi} &= \sqrt{284.99^2 + 93.70^2} + \sqrt{170.99^2 + 56.22^2} + \sqrt{265.99^2 + 87.45^2} \\
 S_{3\phi} &= 300VA + 180VA + 280VA = 760VA
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

3.3 Construção dos Cenários Utilizados

As simulações para a análise de desequilíbrio e para o fator de potência utilizam cenários nos quais indicam uma configuração específica de cargas variando apenas os parâmetros de desequilíbrio e fator de potência.

Os cenários produzidos para o desequilíbrio de carga obedecem as equações 3.1 e 3.2 definidas anteriormente, e de forma recíproca os cenários para a análise de fator de potência obedecem as equações 3.10 e 3.11. O primeiro passo na construção dos cenários é a escolha de cargas que se adequem aos métodos de perturbação descritos nas seções anteriores. Após a identificação das cargas é definida uma faixa de variação para a perturbação tanto para o desequilíbrio de carga, quanto para o fator de potência. A faixa determina os limites no qual a variação do desequilíbrio, e fator de potência serão sorteados. Para o caso do desequilíbrio, o sorteio do grau de desequilíbrio ocorre junto ao sorteio da fase que irá sofrer sobrecarga em relação as demais. A lista a seguir mostra os parâmetros associados aos cenários usados.

- N - Número total de cenários usados na simulação.
- N_{carga} - Número total de cargas que serão submetidas a variação de desbalanço ou fator de potência.
- FD - Função de distribuição de probabilidade associada ao gerador pseudoaleatório para o sorteio.
- $Faixa$ - Para a análise de desequilíbrio a faixa representa o desequilíbrio máximo entre duas fases de uma carga trifásica, considerando a diferença percentual entre a fase mais sobrecarregada e a de menor carga dentre as três. Para o fator de potência, o intervalo indica a faixa na qual os ângulos θ_a , θ_b e θ_c podem variar.

O valor de N é escolhido de forma experimental e sua escolha é normalmente influenciada pelo número de combinações possíveis para um dado problema e sua escolha tem impactos significativos no nível de detalhe dos resultados obtidos. As escolhas de N_{carga} e $Faixa$ também podem interferir na escolha de N .

Devido a cada sistema exibir um conjunto de cargas específico, a quantidade de cargas disponíveis para sofrer desequilíbrio varia de sistema para sistema, onde N_{carga} indica este número de cargas.

A função de distribuição de probabilidade FD indica o tipo de comportamento estocástico que é aplicado ao gerador pseudoaleatório, onde as funções mais comuns a serem utilizadas são a de distribuição uniforme 2.34 e distribuição normal 2.38

A faixa $Faixa$ indica o valor percentual máximo no qual o gerador pseudoaleatório pode trabalhar, que em outras palavras define o intervalo no qual as constantes m_{ij} e os ângulos θ_a , θ_b e θ_c serão produzidos.

3.4 Processo de Simulação - Método de Monte Carlo

O algoritmo desenvolvido para efetuar as simulações do sistema é resultado de uma integração entre o OpenDSS e o MATLAB. O OpenDSS contém toda estrutura para modelar os sistemas estudados e dispõe de ferramentas para descrever e solucionar o fluxo de potência, enquanto que o MATLAB permite desenvolver algoritmos específicos para controlar a execução do OpenDSS a partir da *Communication Object Interface* COM, que permite interagir diretamente com os objetos do OpenDSS, (DUGAN, 2016).

A simulação será realizada para cada cenário anteriormente produzido. Durante cada execução um fluxo de potência será realizado e os valores de perdas técnicas calculados. O índice de desequilíbrio $\%VUF$ definido pela equação 2.27, será usado para os fasores de corrente em vez de fasores de tensão como mostra a equação 3.20 onde I_L indica as correntes de linha, os fatores de potência serão calculados para cada barra do sistema de acordo com fator de potência por deslocamento de fase.

$$\%VUF = \frac{I_{L2}}{I_{L1}} \times 100 \quad (3.20)$$

3.4.1 Análise dos Dados

Após o término da simulação, os dados gerados surgem de forma aleatória dentro de uma faixa de resposta do sistema, sendo necessário um pós processamento para organizar e tornar possível a interpretação dos resultados.

O objetivo principal é obter a curva de sensibilidade entre o desequilíbrio e fator de potência trifásico definido pela equação 2.31, de algum ponto do sistema em relação as perdas técnicas. A curva nos mostrará de forma quantitativa qual é a variação percentual média das perdas com base no fluxo equilibrado e para fluxo de potência com fator de potência unitário para uma determinada faixa de resposta do sistema. A variação das perdas serão representadas por valores médios e desvios padrões associados e conseqüentemente uma faixa de possíveis valores para as perdas será obtida.

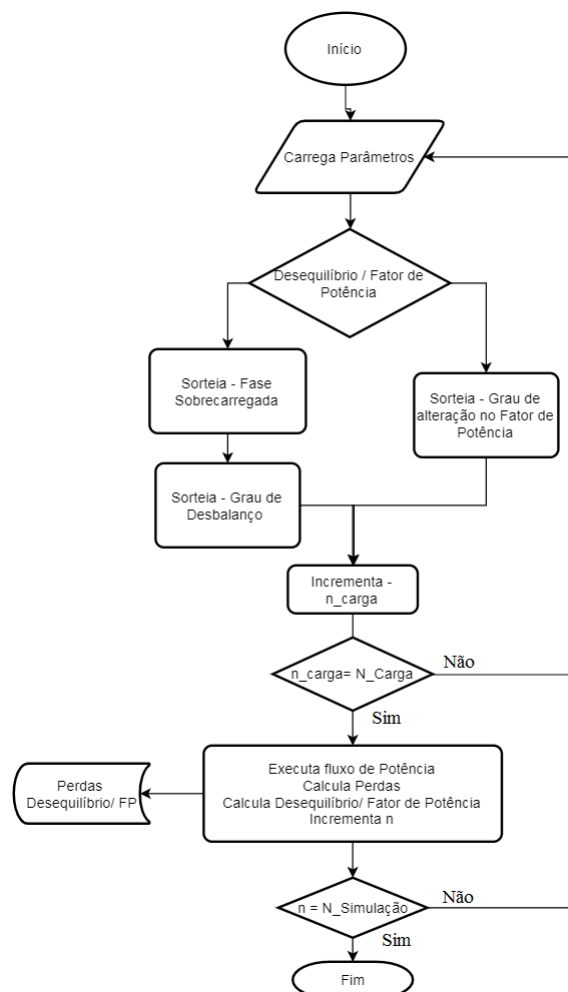
A obtenção do desequilíbrio pelo índice $\%VUF$ e fator de potência será feito tomando como referência alguma barra ou linha na qual se quer investigar. Para o presente trabalho a referência escolhida será a barra da subestação, pois do ponto de vista desse

barramento todo o sistema pode ser abstraído como uma só carga. De forma complementar histogramas também serão obtidos para algumas barras para permitir a interpretação da aleatoriedade do sistema de uma maneira mais ampla.

3.5 Fluxograma Geral - Método de Monte Carlo

A Figura 15, mostra o fluxograma referente ao processo de simulação para o sorteio de desequilíbrio e sorteio para o fator de potência, a seguir um passo a passo do processo de simulação é descrito.

Figura 15 – Fluxograma do Processo de Simulação



Fonte: Elaborado Pelo Autor.

- *Início* - A simulação tem início através de um script implementado via MatLab, através deste script os dados de rede para um dado sistema são adicionados a plataforma do OpenDSS, junto a comandos para realizar a exportação dos dados derivados da solução do fluxo de potência.
- *Carregar Parâmetros* - Esta etapa é responsável por carregar os parâmetros escolhidos para a simulação, parâmetros como número de simulações N , quantidade cargas sujeitas a variação do desequilíbrio e fator de potência N_{Carga} , a função de distribuição probabilidade usada para os sorteios de desequilíbrio e fator de potência FD e por fim as faixas de desequilíbrio de carga e variação do fator de potência $Faixa(\%)$.
- *Desequilíbrio/ Fator de Potência* - Nessa etapa é escolhida o tipo simulação a ser realizada, de modo que as variáveis e funções específicas de cada tipo simulação são inicializadas.
 - *Sorteio de Fase e Desequilíbrio* - Caso a simulação de desequilíbrio de carga seja escolhida, iniciasse o sorteio para escolha da fase que será sobrecarregada, em seguida os níveis de desequilíbrio serão sorteados conforme discutido na seção 3.1. Este processo é realizado apenas para uma carga dentre o total de cargas definido por N_{carga} .
 - *Sorteio do Fator de Potência* - A simulação por variação do fator de potência é feita por sorteio dos ângulos θ_a , θ_b e θ_c , como discutido na seção 3.2. Este processo será realizado para apenas uma carga por vez, dentre o total de cargas definido por N_{carga} .
- *Incrementa n_{carga}* - Incrementa o contador n_{carga} .
- $n_{carga} = N_{carga}$ - Ocorre uma tomada de decisão, se o contador n_{carga} for igual ao total de carga, o processo continua, caso contrário o processo é direcionado ao item *Carrega Parâmetros* até que todas as cargas sejam alteradas.
- *Executa o Fluxo de Potência* - Após todas as cargas terem sido alteradas, o cenário está construído e o fluxo de potência é executado. Neste processo o cálculo de perdas técnicas, nível de desequilíbrio e fator de potência são calculados para todas as linhas e barras do sistema e exportados pelo OpenDSS. Ao final do processo o contador de simulações n é incrementado.
 - *Perdas, Desequilíbrio ou Fator de Potência* - Esta etapa ocorre de maneira conjunta com a solução do fluxo de potência, e consiste em recolher os dados exportados pelo OpenDSS e organiza-los para uma análise posterior.
- $n = N$ - Compara o contador n com o número total de simulações N , se forem iguais o processo de simulação se encerra, caso contrário o processo volta ao item *Carrega Parâmetros*.

4 Resultados e Discussões

Este capítulo é destinado a apresentação e discussão dos resultados obtidos para os sistemas estudados. Inicialmente serão brevemente apresentados os sistemas utilizados, posteriormente serão apresentados os resultados para a análise de equilíbrio e na sequência a análise para o fator de potência.

Por último uma discussão sobre a propagação do desequilíbrio e fator de potência será realizada para o sistema de 10 barras, devido a sua organização ser mais didática e de fácil interpretação.

O sistema de 10 barras disponível em (VASCONCELOS et al.,), é um sistema que contém apenas cargas trifásicas equilibradas, alimentadas por uma tensão de nominal de $23kV$, e contém apenas cargas do tipo PQ.

O sistema de 14 barras é um alimentador sugerido pelo IEEE disponível em (GROUP et al., 2001). Esse sistema conta com quatro cargas trifásicas sendo apenas uma equilibrada, três cargas monofásicas e duas bifásicas, onde todas as cargas trifásicas são do tipo PQ. Possui uma subestação com um transformador de $5000kVA$ e trabalha com uma tensão de linha na rede primária de $4.16kV$. Para o propósito deste trabalho as cargas monofásicas e bifásicas foram retiradas na configuração original. Além disso, esse sistema é levemente carregado e possui dois bancos capacitivos sendo um trifásico com $600kVAR$ situado na barra 675, e um monofásico com $100kVAR$ na barra 611, esse bancos são suficientes para tornar o fator de potência próximo de zero para a maioria das barras e por esse motivo também será omitido para a análise de fator de potência.

O sistema de 34 barras é um alimentador sugerido pelo IEEE disponível em (KERSTING, 1991), esse sistema é inspirado em um sistema real situado no estado do Arizona. Ele conta com nove cargas trifásicas sendo apenas cinco equilibradas e mais algumas cargas monofásicas e bifásicas, onde as cargas são divididas em potência constante, corrente constante e impedância constante. Possui um transformador de $2500kVA$ na subestação, e trabalha com uma tensão de linha na rede primária de $24.9kV$.

Os dados de linhas e carregamento deste sistema podem ser encontrados em (BARAN; WU, 1989). Este sistema conta 69 barras e sua rede primária opera com uma tensão nominal de $12.66kV$. O sistema possui 73 linhas e um total de 48 cargas trifásicas equilibradas do tipo PQ.

A tabela a seguir mostra um resumo de alguns dados dos sistemas e parâmetros usados na simulação.

Tabela 4 – Parâmetros de Simulação para os Sistemas

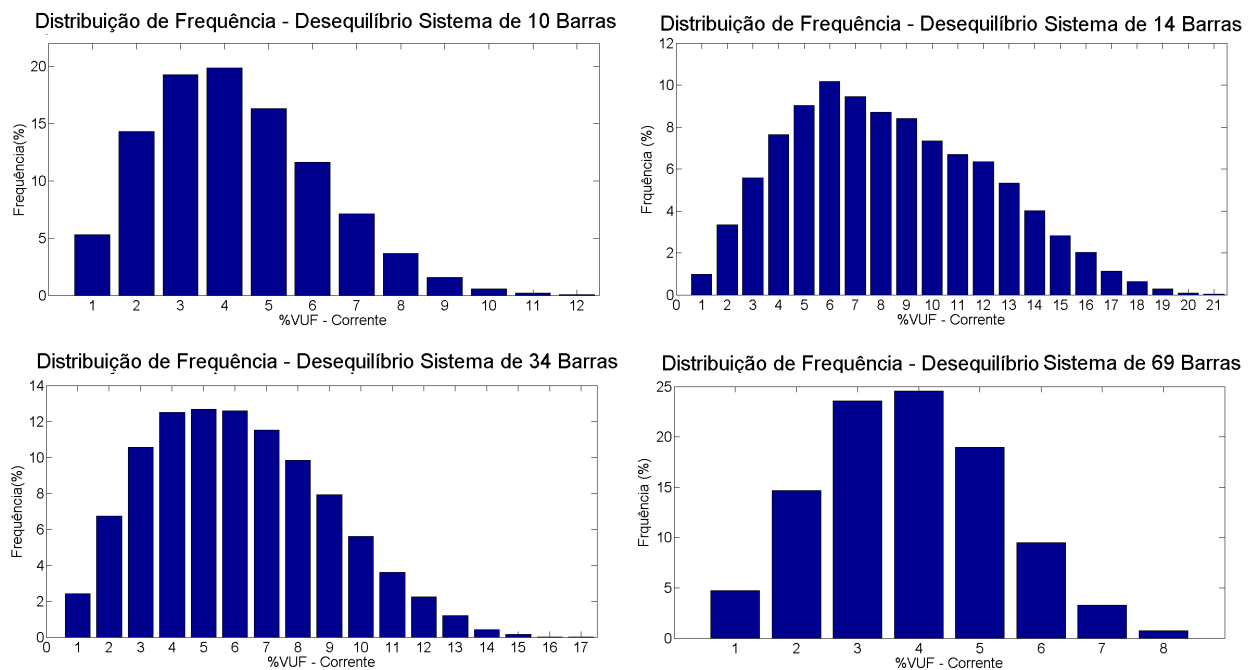
Parâmetros	Sistema 10 Barras	Sistema 14 Barras	Sistema 34 Barras	Sistema de 69 Barras
$N_{Simula\c{c}o\~{e}s}$	20000	20000	20000	20000
N_{Carga}	9	4	10	48
FD	Uniforme	Uniforme	Uniforme	Uniforme
$Faixa(\theta)$	$[0^\circ, 18.2^\circ]$	$[0^\circ, 18.2^\circ]$	$[0^\circ, 18.2^\circ]$	$[0^\circ, 18.2^\circ]$
$Faixa_{Desbalan\c{c}o}(\%)$	30%	30%	30%	30%
$Perdas_{FP=1}$	772.89KW	64.042KW	231.63KW	222.76KW
$Perdas_{Equilibrado}$	783.63KW	54.727 KW	174.47KW	224.96KW

Elaborada Pelo autor.

4.1 Análise de Sensibilidade de Perdas Técnicas em Relação ao Desequilíbrio

A Figura 16, exibe os histogramas relacionados a distribuição de frequência para o desequilíbrio em relação aos sistemas estudados, da esquerda para direita 10 Barras, 14 Barras, 34 Barras e 68 barras. Os valores de frequência estão dados em valores percentuais do total de simulações.

Figura 16 – Distribuição de Frequência de Desequilíbrio



Fonte: Elaborada pelo Autor.

Diante dos histogramas podemos observar que, para todos os sistemas a subestação operou em uma região de desequilíbrio, se dispersando em torno de valores médios. As subestações para os sistemas de 10, 14, 34, e 69 barras apresentaram um desequilíbrio médio de 3.7503%, 7.8315%, 5.6340 e 3.3360% respectivamente.

O sistema de 14 barras apresentou um desequilíbrio médio superior aos demais mesmo sendo submetido ao mesmo nível de desequilíbrio em suas cargas. Uma possível justificativa, se deve ao fato do sistema ser levemente carregado contendo apenas 4 cargas trifásicas, sendo a maior delas igual $S_{3\phi} = 1155KW + j600KVar$ em contraste com a menor $S_{3\phi} = 200KW + j116KVar$. Para cada cenário gerado, as cargas sobrecarregam as fases de forma aleatória, de maneira que um maior nível de desequilíbrio é obtido quando diferentes cargas sobrecarregam a mesma fase, como a contribuição das cargas para o desequilíbrio é muito desproporcional, mesmo que as cargas sobrecarreguem fases diferentes, uma baixa atenuação do desequilíbrio pode ocorrer devido ao grande deslocamento de carga causado carga de maior potência

As subestações para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras, apresentaram desvios padrões de 1.9194%, 3.8569%, 2.8249% e 1.4673% respectivamente para o nível de desequilíbrio, onde o sistema de 14 barras apresentou uma maior dispersão, reforçando a ideia de baixa ocorrência de atenuação, pois quando a intensidade do desequilíbrio de carga para a carga de maior potência ocorre, é provocado uma maior dispersão.

O sistema de 69 barras, foi o que apresentou os menores níveis de desequilíbrio e um menor desvio padrão associado, este sistema contém um grande número de cargas, o que contribui para a diversidade dos cenários gerados. Seu carregamento é bastante uniforme ao longo das barras, e suas cargas apresentam potências similares. Esse resultado reforça a ideia do cancelamento do nível de desequilíbrio, de modo que distribuição efetiva de sobrecarga entre as fases garantem valores médios menores para o desequilíbrio.

A Tabela 5, mostra os valores usados nos histogramas da Figura 16. Pela tabela fica claro que mesmo que os sistemas possam atingir grandes níveis de desequilíbrio, sua ocorrência é bastante insignificante mediante os níveis de desequilíbrio mais baixos.

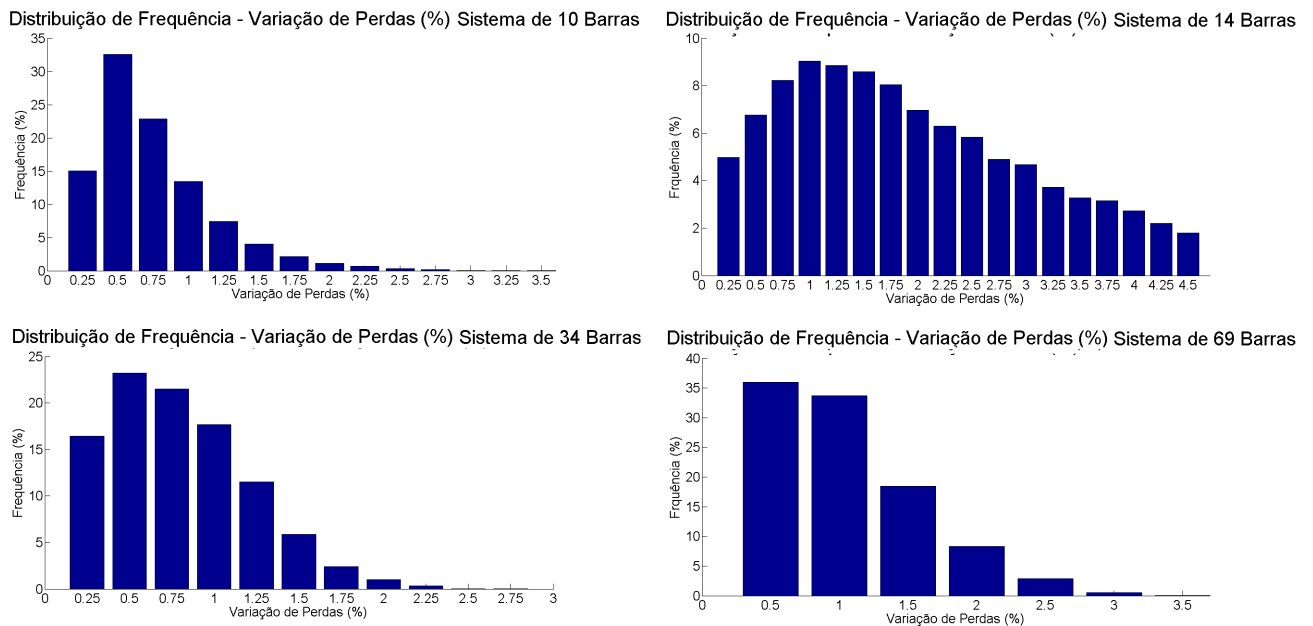
Tabela 5 – Distribuição de Frequência - Desequilíbrio

Sistema 10 Barras		Sistema 14 Barras		Sistema 34 Barras		Sistema 69 Barras	
%VUF	Frequência	%VUF	Frequência	%VUF	Frequência	%VUF	Frequência
1.0000	5.2999	1.0000	0.9767	1.0000	2.4119	1.0000	4.7348
2.0000	14.3112	2.0000	3.3338	2.0000	6.7462	2.0000	14.6843
3.0000	19.2947	3.0000	5.5763	3.0000	10.5513	3.0000	23.5738
4.0000	19.9041	4.0000	7.6294	4.0000	12.5087	4.0000	24.5538
5.0000	16.3325	5.0000	9.0347	5.0000	12.6785	5.0000	18.9591
6.0000	11.6587	6.0000	10.1759	6.0000	12.5886	6.0000	9.4745
7.0000	7.1431	7.0000	9.4434	7.0000	11.5150	7.0000	3.2848
8.0000	3.6881	8.0000	8.7108	8.0000	9.8372	8.0000	0.7350
9.0000	1.5701	9.0000	8.4168	9.0000	7.9147	-	-
10.0000	0.5478	10.0000	7.3354	10.0000	5.6077	-	-
11.0000	0.1898	11.0000	6.6876	11.0000	3.5953	-	-
12.0000	0.0516	12.0000	6.3587	12.0000	2.2321	-	-
-	-	13.0000	5.3172	13.0000	1.1984	-	-
-	-	14.0000	4.0116	14.0000	0.4195	-	-
-	-	15.0000	2.8206	15.0000	0.1598	-	-
-	-	16.0000	2.0232	16.0000	0.0250	-	-
-	-	17.0000	1.1212	17.0000	0.0100	-	-
-	-	18.0000	0.6329	-	--	-	-
-	-	19.0000	0.2890	-	--	-	-
-	-	20.0000	0.0797	-	--	-	-
-	-	21.0000	0.0249	-	--	-	-

Elaborada Pelo autor.

A Figura 17 exibe os histogramas para a distribuição de frequência em relação a variação de perdas, tanto a variação de perdas quanto a frequência são dadas em valores percentuais, os valores exatos estão disponíveis na Tabela 6. Os sistemas de modo geral apresentam variações de perdas em resposta aos cenários aplicados. Os valores médios para a variação de perdas para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras são respectivamente 0.6284%, 2.0852%, 0.4516% e 0.7905%. O sistema de 14 barras apresentou variação média de perdas maior que os demais, da mesma forma que apresentou maiores níveis de desequilíbrio como já discutido anteriormente, os demais sistemas apresentaram uma resposta bastante similar. Os desvios padrões associados são respectivamente 0.4249%, 1.5876%, 0.5503% e 0.5497% para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras.

Figura 17 – Distribuição de Frequência da Variação de Perdas



Fonte: Elaborada pelo Autor.

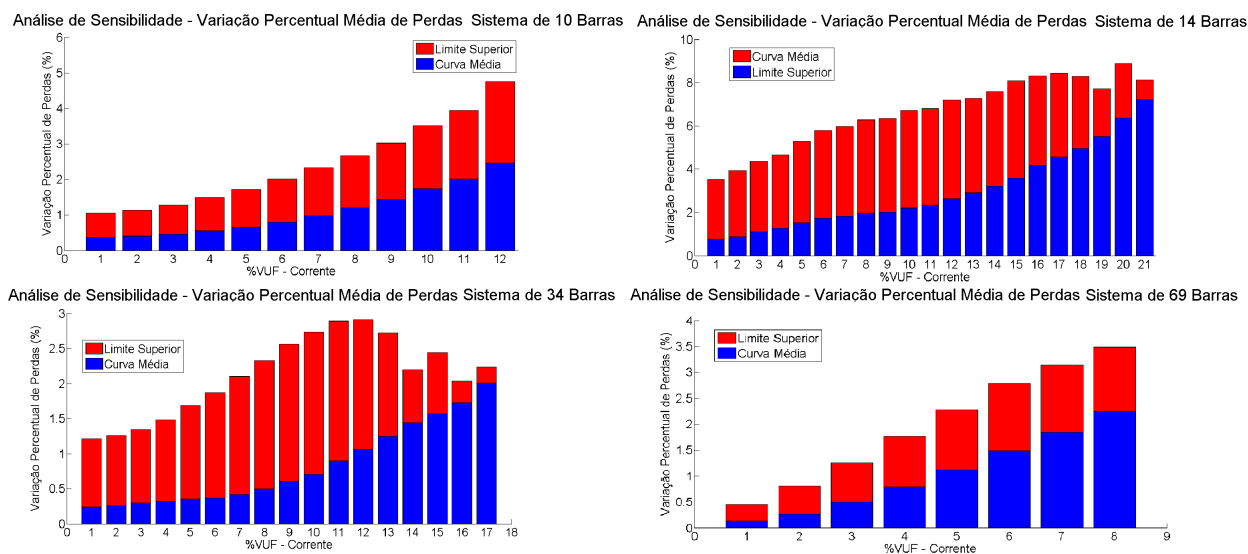
A Tabela 6 lista os pontos referentes a distribuição de frequência com relação a variação de perdas. A frequência foi abreviada somente pela letra F , enquanto que a variação de perdas foi abreviada por $\%Var.Perda$.

Tabela 6 – Distribuição de Frequência em relação a variação de perdas

Sistema 10 Barras		Sistema 14 Barras		Sistema 34 Barras		Sistema 69 Barras	
$\%Var.Perda$	F	$\%Var.Perda$	F	$\%Var.Perda$	F	$\%Var.Perda$	F
0.2500	15.0669	0.2500	4.9702	0.2500	16.4252	0.5000	35.9950
0.5000	32.5922	0.5000	6.7618	0.5000	23.1983	1.0000	33.7450
0.7500	22.8887	0.7500	8.2163	0.7500	21.5228	1.5000	18.4850
1.0000	13.4219	1.0000	9.0307	1.0000	17.6931	2.0000	8.3250
1.2500	7.4435	1.2500	8.8453	1.2500	11.5280	2.5000	2.8550
1.5000	4.0284	1.5000	8.5814	1.5000	5.8610	3.0000	0.5400
1.7500	2.1234	1.7500	8.0478	1.7500	2.3871	3.5000	0.0550
2.0000	1.1334	2.0000	6.9696	2.0000	0.9898	-	-
2.2500	0.6733	2.2500	6.2956	2.2500	0.3364	-	-
2.5000	0.3300	2.5000	5.8239	2.5000	0.0453	-	-
2.7500	0.1583	2.7500	4.8972	2.7500	0.0129	-	-
3.0000	0.0667	3.0000	4.6838	3.0000	-	-	-
3.2500	0.0400	3.2500	3.7291	3.2500	-	-	-
3.5000	0.0150	3.5000	3.2742	3.5000	-	-	-
-	-	3.7500	3.1506	3.7500	-	-	-
-	-	4.0000	2.7238	4.0000	-	-	-
-	-	4.2500	2.2015	4.2500	-	-	-
-	-	4.5000	1.7971	4.5000	-	-	-

Elaborada Pelo autor.

Figura 18 – Análise de Sensibilidade em Relação ao Desequilíbrio



Fonte: Elaborada pelo Autor.

A Figura 18 exibe as curvas de sensibilidade para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras seguindo da esquerda pra direita. As curvas em azul representam a variação percentual média de perdas enquanto que a curva em vermelho representa o limite máximo em que a variação de perdas pode atingir com probabilidade igual 99.7% definida pela Tabela 2.

Todos os sistemas apresentam um aumento da variação de perdas com o aumento do nível de desequilíbrio de corrente tomado em relação a barra da subestação. De acordo com as curvas todos os sistemas parecerem responder de forma aproximadamente linear até um nível de desequilíbrio em torno de 8% a 10%, sendo que para os sistemas de 34 e 14 barras ocorre um aumento mais acentuado a partir desses valores.

A diferença de resposta entre os sistemas, apesar de terem sido estimulados da mesma forma, está relacionada as características de cada um, considerando a disposição das cargas, nível de carregamento e impedâncias de linha. O sistema de 14 barras apresenta uma variação média maior que os outros sistemas para mesma faixa de desequilíbrio, se tomarmos como referência um nível de desequilíbrio em torno de 4%, as variações médias de perdas são de 1.4902%, 1.4794% e 1.7709% para os sistemas de 10, 34 e 69 barras respectivamente, em contraste com 4.6714% para o sistema de 14 barras. Devido ao nível de desequilíbrio da subestação ser fruto das contribuições de desequilíbrio de cada carga, a subestação pode apresentar níveis inferiores de desequilíbrio em relação a alguns trechos do sistema, onde os trechos com maior desequilíbrio contribuam mais para a variação de perdas, e o sistema de 14 barras apresentou uma maior dispersão nos níveis de desequilíbrio de acordo com a Figura 16. Esse comportamento é discutido para o sistema de 10 barras, na seção 4.3.

A Tabela 7 mostra os pontos utilizados nas curvas exibidas pela Figura 18. As abreviações %L.S e M% representam os pontos para o limite superior representados em vermelho e os valores médios para as variações percentuais em azul respectivamente.

Tabela 7 – Análise de Sensibilidade em Relação ao Desequilíbrio

10 Barras			14 Barras			34 Barras			69 Barras		
%VUF	%L.S	M%	%VUF	%L.S	M%	%VUF	%L.S	M%	%VUF	%L.S	M%
1.00	1.0503	0.3712	1.00	3.5314	0.7782	1.00	1.2150	0.2415	1.00	0.4532	0.1464
2.00	1.1356	0.4050	2.00	3.9433	0.8861	2.00	1.2557	0.2596	2.00	0.8051	0.2726
3.00	1.2875	0.4620	3.00	4.3530	1.1098	3.00	1.3465	0.2983	3.00	1.2617	0.4963
4.00	1.4902	0.5479	4.00	4.6714	1.2658	4.00	1.4794	0.3187	4.00	1.7709	0.7891
5.00	1.7224	0.6588	5.00	5.2888	1.5283	5.00	1.6862	0.3562	5.00	2.2780	1.1203
6.00	2.0132	0.8022	6.00	5.7966	1.7239	6.00	1.8729	0.3699	6.00	2.7915	1.4971
7.00	2.3293	0.9774	7.00	5.9717	1.8332	7.00	2.1039	0.4217	7.00	3.1426	1.8480
8.00	2.6772	1.1939	8.00	6.2797	1.9759	8.00	2.3240	0.5007	8.00	3.4940	2.2501
9.00	3.0232	1.4420	9.00	6.3438	2.0141	9.00	2.5598	0.6062	-	-	-
10.00	3.5069	1.7420	10.00	6.7101	2.1968	10.00	2.7335	0.7058	-	-	-
11.00	3.9543	2.0134	11.00	6.7910	2.3528	11.00	2.8901	0.9000	-	-	-
12.00	4.7567	2.4679	12.00	7.1858	2.6449	12.00	2.9082	1.0664	-	-	-
-	-	-	13.00	7.2685	2.9180	13.00	2.7209	1.2429	-	-	-
-	-	-	14.00	7.5932	3.2276	14.00	2.1942	1.4417	-	-	-
-	-	-	15.00	8.0759	3.5850	15.00	2.4430	1.5686	-	-	-
-	-	-	16.00	8.3148	4.1641	16.00	2.0317	1.7301	-	-	-
-	-	-	17.00	8.4311	4.5673	17.00	2.2404	2.0124	-	-	-
-	-	-	18.00	8.2951	4.9626	-	-	-	-	-	-
-	-	-	19.00	7.7120	5.5271	-	-	-	-	-	-
-	-	-	20.00	8.8884	6.3763	-	-	-	-	-	-
-	-	-	21.00	8.1258	7.2177	-	-	-	-	-	-

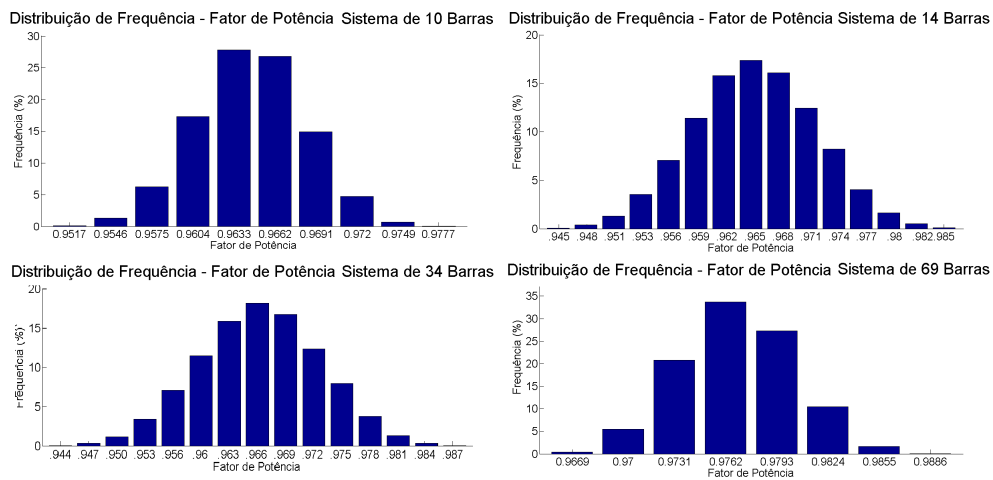
Elaborada Pelo autor.

4.2 Análise de Sensibilidade em Relação ao Fator de Potência

A Figura 20 mostra a distribuição de frequência para o fator de potência trifásico tomados em relação a subestação para os sistemas estudados. Todos os sistemas, responderam de maneira similar a flutuação do fator de potência provocada pelos cenários. Os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras apresentaram um fator de potência médio de 0.9630, 0.9640, 0.9650 e 0.9753 respectivamente, com desvios padrões associados de 0.0038, 0.0063, 0.0067 e 0.0034.

Como o fator de potência é independente da magnitude da carga, mas proporcional a relação entre a potência aparente e a potência ativa, todos os sistemas apresentaram valores médios bastante próximos pra o fator de potência, apresentando baixos desvios padrões. Mesmo os sistemas possuindo carregamentos distintos entre si, o fator de potência trifásico da subestação contabiliza apenas a proporção de potência ativa que circula em seu barramento em relação a potência aparente trifásica, de modo que para os cenários aplicados, com as cargas variando o fator de potência entre $FP = 1$ e $FP = 0.95$, é natural pensar que o fator de potência da subestação trabalhe entre esses valores.

Figura 19 – Distribuição de Frequência para o Fator de Potência



Fonte: Elaborada pelo Autor.

A Tabela 8 mostra os pontos usados para a construção dos histogramas da Figura 20.

Tabela 8 – Distribuição de Frequência para o Fator de Potência

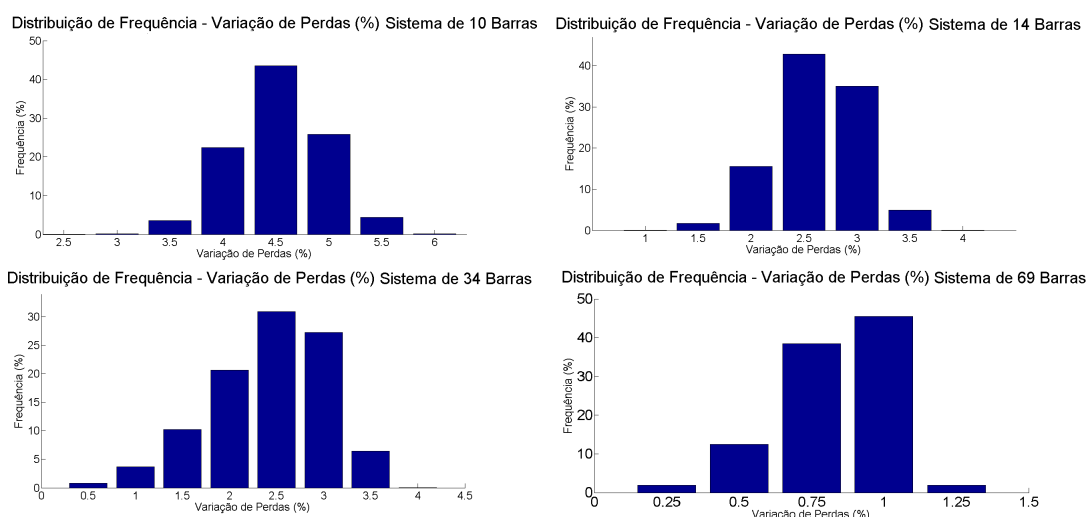
Sistema 10 Barras		Sistema 14 Barras		Sistema 34 Barras		Sistema 69 Barras	
$FP_{3\phi}$	Frequência	$FP_{3\phi}$	Frequência	$FP_{3\phi}$	Frequência	$FP_{3\phi}$	Frequência
0.9517	0.1200	0.9452	0.0550	0.9445	0.0450	0.9669	0.3750
0.9546	1.3150	0.9480	0.3950	0.9477	0.3600	0.9700	5.5050
0.9575	6.2550	0.9509	1.3150	0.9508	1.1350	0.9731	20.8300
0.9604	17.2800	0.9537	3.5350	0.9539	3.3900	0.9762	33.7350
0.9633	27.8000	0.9566	7.0800	0.9570	7.0600	0.9793	27.3250
0.9662	26.7850	0.9594	11.4150	0.9601	11.5000	0.9824	10.5000
0.9691	14.9150	0.9623	15.7850	0.9632	15.8450	0.9855	1.6650
0.9720	4.7650	0.9651	17.3700	0.9663	18.1250	0.9886	0.0650
0.9748	0.7050	0.9680	16.1050	0.9694	16.7350	-	-
0.9777	0.0600	0.9708	12.4450	0.9726	12.3750	-	-
-	-	0.9737	8.2150	0.9757	7.9800	-	-
-	-	0.9765	4.0350	0.9788	3.7450	-	-
-	-	0.9794	1.6350	0.9819	1.3100	-	-
-	-	0.9822	0.5150	0.9850	0.3400	-	-
-	-	0.9851	0.1000	-	-	-	-

Elaborada Pelo autor.

A Figura 20, mostra os histogramas para a distribuição de frequência em relação a variação de perdas, onde tanto a variação como a frequência estão dados em valores percentuais. Os valores médios de perdas para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras são 4.2755%, 2.3789% , 2.1699%, 0.7068% respectivamente, com desvios padrões associados de 0.4313%, 0.3959% , 0.6209%, 0.1893% . O sistema de 10 barras apresentou uma variação média superior aos demais sistemas. Os sistemas de 34 Barras e 14 Barras, apresentaram valores médios próximos mas diferindo em sua distribuição de acordo com o histograma da Figura 20. O sistema de 69 barras apresentou uma distribuição similar em relação aos sistemas de 14 e 34 barras, mas foi o que apresentou uma menor variação com relação as perdas, atingindo um máximo de 1% apesar de possuir um grande valor de frequência para essa variação.

A flutuação pode ser devida a alterações do módulo da corrente de linha, provocados pela variação do fator de potência das cargas. Esse comportamento deve variar de sistema para sistema, fazendo com que o módulo da corrente de linha tenha que se adequar para suprir as correntes com diferentes fases para as cargas, através de uma mesma linha. Cada sistema exhibe um arranjo específico quanto a localização e magnitude de cargas e impedâncias de linha, que justificam o comportamento específico para cada sistema em relação a variação das perdas.

Figura 20 – Distribuição de Frequência para Variação de Perdas



Fonte: Elaborada pelo Autor.

A Tabela 9, mostra os dados usados para a construção dos histogramas apresentados pela Figura 20, a letra *F* representa a frequência e a abreviação *%Var.Perda* corresponde a variação percentual de perdas.

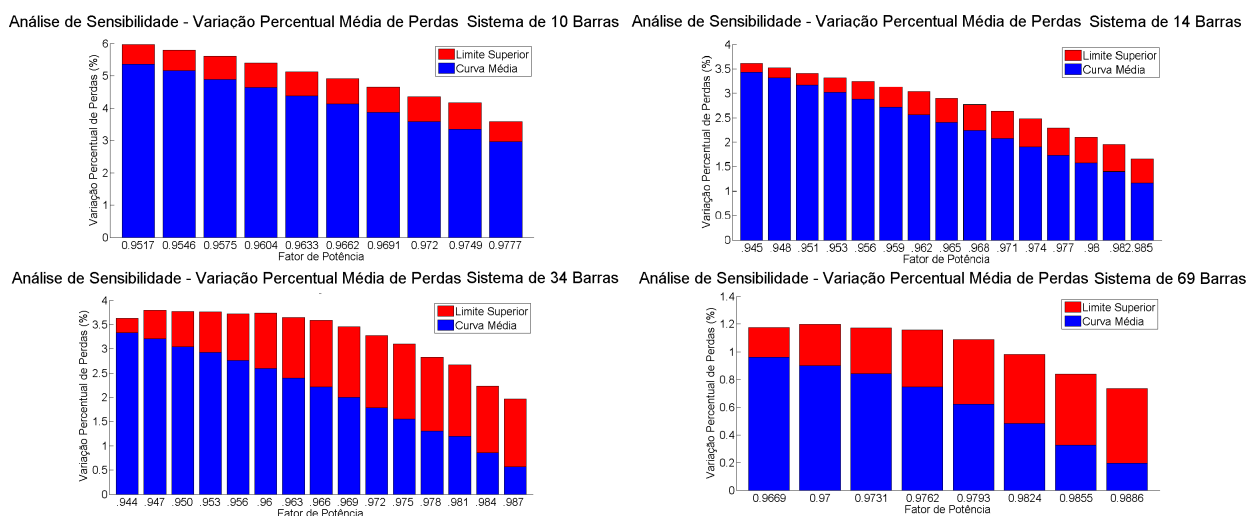
Tabela 9 – Distribuição de Frequência - Variação de Perdas

Sistema 10 Barras		Sistema 14 Barras		Sistema 34 Barras		Sistema 69 Barras	
%Var.Perda	F	%Var.Perda	F	%Var.Perda	F	%Var.Perda	F
0.5000	-	0.5000	-	0.5000	0.8162	0.2500	1.8585
1.0000	-	1.0000	0.0450	1.0000	3.7106	0.5000	12.4487
1.5000	-	1.5000	1.6700	1.5000	10.2003	0.7500	38.4030
2.0000	-	2.0000	15.5550	2.0000	20.6510	1.0000	45.4163
2.5000	0.0100	2.5000	42.7900	2.5000	30.8813	1.2500	1.8736
3.0000	0.1650	3.0000	35.0050	3.0000	27.2559	1.5000	-
3.5000	3.5350	3.5000	4.9300	3.5000	6.4347	1.7500	-
4.0000	22.3850	4.0000	0.0050	4.0000	0.0501	2.0000	-
4.5000	43.5450	4.5000	-	4.5000	-	2.2500	-
5.0000	25.8150	5.0000	-	5.0000	-	2.5000	-
5.5000	4.4250	5.5000	-	5.5000	-	2.7500	-
6.0000	0.1200	6.0000	-	6.0000	-	3.0000	-

Elaborada Pelo autor.

A Figura 21 exibe as curvas de sensibilidade de perdas técnicas em relação a variação do fator de potência, a curva em azul representa a variação percentual média enquanto que a curva em vermelho indica o limite máximo com 99.7% de probabilidade, de acordo com a Tabela 2. Para todos os sistemas a melhora do fator de potência trifásico em relação a subestação, ocorre junto a uma diminuição da variação de perdas. O sistema de 10 barras atinge um aumento médio de perdas de 5.3630% podendo atingir até 5.9192% no limite da faixa em vermelho, quando sua subestação trabalha com um fator de potência de 0.9517. Os sistemas de 14 e 34 Barras apresentam um comportamento similar para a variação média de perdas, atingindo valores médios de 3.6064% e 3.3370% para um fator de potência aproximado de 0.94. O sistema de 69 barras, além de atingir um fator de potência mínimo de 0.9669, apresentou um variação média máxima de 0.9607%.

Figura 21 – Análise de Sensibilidade em Relação ao Fator de potência



Fonte: Elaborada pelo Autor.

A Tabela 10, contém os pontos usados nas curvas de sensibilidade para o fator de potência exibida na Figura 21. Onde a letra $M\%$ indica a variação percentual média, e abreviação $\%L.S$ indica o limite superior dado em vermelho.

Tabela 10 – Análise de Sensibilidade em Relação ao Fator de potência

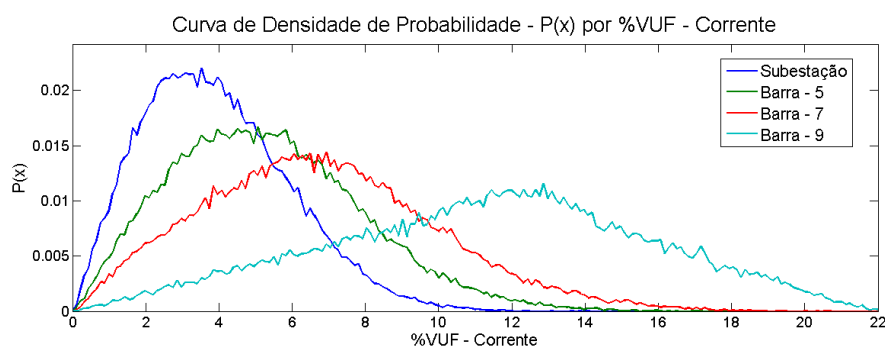
10 Barras			14 Barras			34 Barras			69 Barras		
$FP_{3\phi}$	$\%L.S$	M%	$FP_{3\phi}$	$\%L.S$	M%	$FP_{3\phi}$	$\%L.S$	M%	$FP_{3\phi}$	$\%L.S$	M%
0.9517	5.9692	5.3630	0.9452	3.6064	3.4361	0.9445	3.6344	3.3370	0.9669	1.1748	0.9607
0.9546	5.7929	5.1563	0.9480	3.5244	3.3163	0.9477	3.7967	3.2101	0.9700	1.1986	0.9009
0.9575	5.6088	4.8907	0.9509	3.4089	3.1676	0.9508	3.7692	3.0420	0.9731	1.1736	0.8410
0.9604	5.4012	4.6352	0.9537	3.3153	3.0220	0.9539	3.7622	2.9292	0.9762	1.1571	0.7473
0.9633	5.1302	4.3744	0.9566	3.2382	2.8772	0.9570	3.7210	2.7585	0.9793	1.0878	0.6226
0.9662	4.9135	4.1259	0.9594	3.1338	2.7199	0.9601	3.7420	2.5982	0.9824	0.9811	0.4819
0.9691	4.6463	3.8667	0.9623	3.0326	2.5619	0.9632	3.6494	2.3981	0.9855	0.8387	0.3270
0.9720	4.3521	3.5896	0.9651	2.9055	2.4037	0.9663	3.5926	2.2159	0.9886	0.7349	0.1967
0.9748	4.1705	3.3522	0.9680	2.7694	2.2382	0.9694	3.4567	2.0005	-	-	-
0.9777	3.5809	2.9681	0.9708	2.6287	2.0773	0.9726	3.2792	1.7874	-	-	-
-	-	-	0.9737	2.4811	1.9011	0.9757	3.1015	1.5538	-	-	-
-	-	-	0.9765	2.2884	1.7367	0.9788	2.8279	1.3073	-	-	-
-	-	-	0.9794	2.0993	1.5788	0.9819	2.6714	1.1996	-	-	-
-	-	-	0.9822	1.9548	1.3913	0.9850	2.2313	0.8561	-	-	-
-	-	-	0.9851	1.6505	1.1612	-	-	0.5645	-	-	-

Elaborada Pelo autor.

4.3 Fator de Potência e Desequilíbrio Resultante em Barras do Sistema

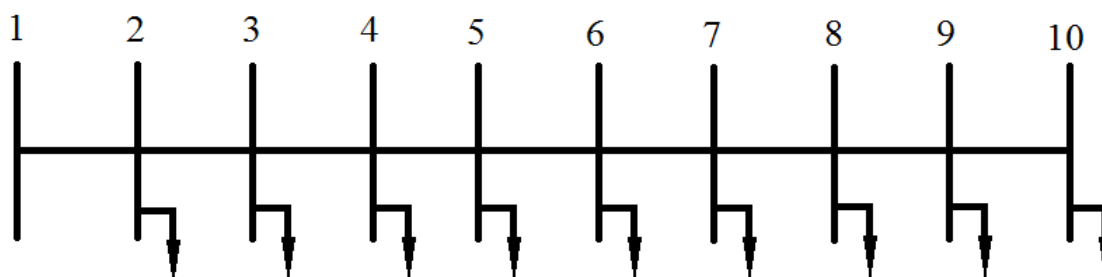
A Figura 22 mostra os histogramas para o índice de desequilíbrio $\%VUF$ para as correntes considerando algumas barras ao longo do sistema de 10 barras, Figura 23. Os histogramas exibidos mostram que a maior parte das combinações geram níveis similares de desequilíbrio, havendo concentração em torno de um valor médio e se dispersando com certo desvio padrão para todas as barras.

Figura 22 – Distribuição de Frequência para o Desequilíbrio - Sistema 10 Barras



Fonte: Elaborada pelo Autor.

Figura 23 – Diagrama Unifilar - Sistema 10 Barras



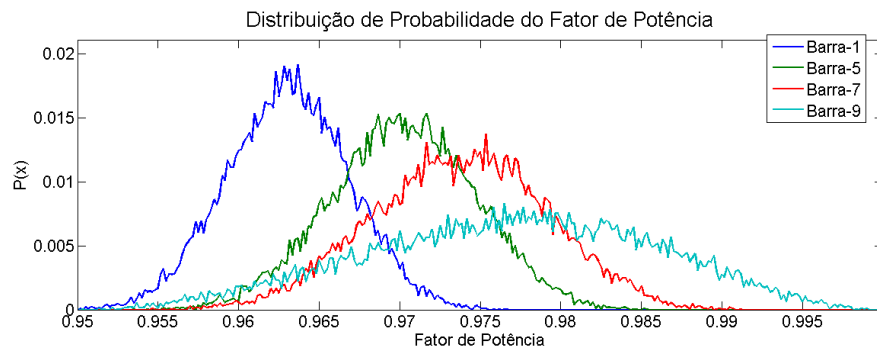
Fonte: Elaborada pelo Autor.

Os histogramas são exibidos partindo da barra da subestação até as barras mais afastadas, as barras mais próximas da subestação operam em faixas mais estreitas com uma menor dispersão para o índice de desequilíbrio. A curva em azul referente a subestação mantém seu desequilíbrio inferior a 10% em quase que a totalidade dos cenários utilizados, em contraste com o níveis de desequilíbrios maiores para as barras mais afastadas da subestação.

Diante da topologia do sistema de 10 Barras, onde as cargas se ligam diretamente ao tronco principal, todas as alterações que as cargas mais afastadas sofrem são refletidas

para as barras adjacentes no sentido da subestação. A intensidade da influência depende da magnitude da carga e do grau de desequilíbrio definido pelos cenários, e essa influência pode ser tanto construtiva ou destrutiva aumentando o nível de desequilíbrio ou o eliminando parcialmente. Esses resultados também nos mostram que mesmo que o barramento da subestação opere com baixos níveis de desequilíbrio, as barras mais afastadas podem estar operando com níveis de desequilíbrio consideravelmente maiores.

Figura 24 – Distribuição de Frequência para o Fator de Potência - Sistema 10 Barras



A Figura 24 mostra os histogramas com respeito ao fator de potência de algumas barras ao longo do sistema, iniciando pelo barramento da subestação. De maneira contrária ao desequilíbrio, a subestação opera sempre com fator de potência mais baixo que as demais barras. Isso se deve ao fato do fator de potência resultante ser composto pela contribuição dos fatores de potência individuais das barras. Essa interação se dá sempre de maneira construtiva refletindo fatores de potência menores para o barramento da subestação.

5 Conclusões

Diante das simulações realizadas, conclui - se que um mesmo sistema pode apresentar diferentes níveis de perdas devido à influência do desequilíbrio de carga e fator de potência para um mesmo carregamento aparente, onde a variação de perdas varia de sistema para sistema.

Diante os sistemas analisados, o aumento do desequilíbrio não contribuiu de forma significativa para o aumento das perdas, apesar de ambos apresentarem uma correlação. O sistema de 14 barras apresentou a maior variação de perdas, chegando a um aumento médio de perdas de 7.2177% para um nível de desequilíbrio máximo de 21%. Considerando que o desequilíbrio médio do sistema de 14 barras para os cenários aplicados é de 7.8315% e o desvio padrão igual a 3.8569%, indica que são raras as ocorrências de níveis máximos de desequilíbrio. Ainda para o sistema de 14 barras, o desequilíbrio médio de 7.8315% resultaria em um aumento médio de perdas de 5.9717%. Já para os sistemas 10, 34 e 69 barras, os valores médios de desequilíbrio foram de 3.7503%, 5.6340% e 3.3360% respectivamente, e variação média de perdas foram de 1.4902%, 1.8729% e 1.2617%. Diante desses resultados, o sistema de 14 barras apresenta uma maior sensibilidade em relação ao desequilíbrio de carga, característica atribuída ao seu leve carregamento e menor distribuição de cargas ao longo do sistema, considerando que todos os sistemas trabalharam em uma mesma faixa percentual para o desequilíbrio das cargas.

Com respeito ao fator de potência todos os sistemas apresentaram um aumento das perdas com a diminuição do fator de potência médio, mesmo mantendo uma potência aparente constante, variando de sistema para sistema com respeito aos dados de linha e distribuição de cargas e níveis de carregamento. O sistema de 10 barras apresentou uma variação média de perdas igual a 5.3630% para um fator de potência médio de 0.9517, dentre os sistemas analisados foi o que apresentou uma maior variação de perdas, em contraste com o sistema de 69 barras que obteve uma variação média de perdas de 0.9607% para um fator de potência médio igual a 0.9669. Todos os sistemas responderam a uma faixa semelhante para os fatores de potência, onde os fatores de potência médios são 0.9630, 0.9640, 0.9650 e 0.9753 com desvios padrões iguais a 0.0038, 0.0063, 0.0067 e 0.0067 para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras respectivamente. As variações médias de perdas para os fatores de potência médios são 4.3744%, 2.9055%, 3.5926% e 1.1571% para os sistemas de 10, 14, 34 e 69 barras respectivamente, o que representa um aumento considerável de perdas dada a alta probabilidade dos sistemas operarem com os valores médios, o que faz com que a flutuação do fator de potência seja um fator importante com relação as perdas dos sistemas analisados. O sistema de 69 barras apresentou um fator de potência médio inferior aos demais sistemas, e com isso uma menor variação média de perdas. Essa característica pode ser atribuída principalmente a grande quantidade de cargas

presente no sistema, contabilizando um total de 48, de modo que a contribuição individual de cada carga para o fator de potência resultante seja menor tanto pela quantidade de cargas quanto pela magnitude das mesmas.

A variação das perdas está totalmente relacionada ao regime e padrões de carga. Os cenários utilizados representaram uma situação hipotética para investigar o fenômeno, sendo que padrões mais precisos para sistemas específicos podem ser obtidos por meio de dados coletados em campo.

O nível do desequilíbrio ao longo de uma linha de média tensão, tomando como base o sistema de 10 barras que apresenta uma conexão mais simples, mostra como a influência do desequilíbrio de algumas barras mais afastadas da subestação podem refletir para as barras adjacentes no sentido contrário, e mostra que mesmo que a subestação trabalhe com baixos níveis de desequilíbrio, as barras mais afastadas podem estar com níveis extremamente altos, indicando uma necessidade de intervenção para redução do desequilíbrio.

Uma situação contrária ocorre para o fator de potência, onde a subestação apresenta um fator de potência mais baixo que os fatores de potência para barras mais afastadas, devido à soma das parcelas reativas das cargas ligadas ao longo da linha, para este caso onde não há qualquer tipo de compensação de potência reativa no sistema, o monitoramento do fator de potência da subestação pode ser um bom indicativo do perfil de carregamento para o sistema.

Referências

- AL-NASEEM, O. A.; ADI, A. K. Impact of power factor correction on the electrical distribution network of kuwait—a case study. *Online J Power Energy Eng*, v. 1, p. 173–176, 2003. 6, 22
- ALBADI, M. et al. Unbalance in power systems: Case study. In: IEEE. *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. [S.l.], 2015. p. 1407–1411. 5, 30
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on power Delivery*, IEEE, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989. 38, 63, 64
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability evaluation of engineering systems*. [S.l.]: Springer, 1992. 26, 27, 28, 29
- DUGAN, R. C. Opendss manual. *Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA*, 2016. 35
- EPE, E. d. P. E. Projeção de demanda de energia elétrica (2017-2026). *Nota técnica DEA*, 2017. 1
- FORTESCUE, C. *method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks' annual convention of the American institute of electrical engineers*. [S.l.]: June, 1918. 19
- GAMPA, S. R.; DAS, D. Optimum placement of shunt capacitors in a radial distribution system for substation power factor improvement using fuzzy ga method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 77, p. 314–326, 2016. 7
- GOSBELL, V. J. et al. Sources of error in unbalance measurements. 2002. 4, 21
- GROUP, D. et al. Ieee 13 node test feeder. *IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee*, 2001. 38, 58, 59
- HONG, M. An approximate method for loss sensitivity calculation in unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1435–1436, 2014. 4
- JOHNSON, D. E.; HILBURN, J. L.; JOHNSON, J. R. *Fundamentos de análise de circuitos elétricos*. [S.l.]: Livros Tecnicos e Cientificos, 1994. 16
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005. 8, 10, 11, 14, 17
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991. 38, 60, 61, 62
- KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. [S.l.]: CRC press, 2006. 12, 13, 17

- LIMA, D. A. *Perdas de Energia*. 2018. <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2018/audiencia-publica-16-05-2018>. 1, 2
- LIU, Z.; MILANOVIĆ, J. Probabilistic estimation of voltage unbalance in mv distribution networks with unbalanced load. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 30, n. 2, p. 693–703, 2014. 5, 6, 22, 30
- MÉFFE, A. *Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2001. 1, 3
- MORETTIN, P. A.; BUSSAB, W. O. *Estatística Básica*. [S.l.]: Editora Saraiva, 2000. 23, 24, 25
- MOURA, F. et al. Xviii seminário nacional de distribuição de energia elétrica sendi 2008-06 a 10 de outubro olinda-pernambuco-brasil. 2008. 4
- NETO, E. A. A.; COELHO, J. Probabilistic methodology for technical and non-technical losses estimation in distribution system. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 97, p. 93–99, 2013. 1, 2, 4
- OCHOA, L. F. et al. Evaluation of distribution system losses due to load unbalance. In: *15th PSCC*. [S.l.: s.n.], 2005. v. 6, p. 1–4. 5
- PILLAY, P.; MANYAGE, M. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, v. 21, n. 5, p. 50–51, 2001. 20, 21
- QUEIROZ, L. M. et al. Energy losses estimation in power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 27, n. 4, p. 1879–1887, 2012. 3
- RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. *Simulation and the Monte Carlo method*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. v. 10. 26, 27
- SANKARAN, C. *Power quality*. [S.l.]: CRC press, 2001. 22
- SHENKMAN, A. Energy loss computation by using statistical techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 5, n. 1, p. 254–258, 1990. 3
- SHWEDHI, M.; SULTAN, M. Power factor correction capacitors; essentials and cautions. In: IEEE. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)*. [S.l.], 2000. v. 3, p. 1317–1322. 6, 22
- STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974. 19, 20, 22
- VASCONCELOS, F. et al. Estudos dos efeitos da alocação de bancos de capacitores na magnitude de tensão e nas perdas ativas em sistemas de distribuição. 38, 57
- WANG, Y.-J.; YANG, M.-J. Probabilistic modeling of three-phase voltage unbalance caused by load fluctuations. In: IEEE. *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 00CH37077)*. [S.l.], 2000. v. 4, p. 2588–2593. 5

A Apêndice - Sistema de 10 Barras

As Tabelas 11 e 12, mostram o dados de linha e carga para o sistema de 10 barras.

Tabela 11 – Dados de Linha - Sistema de 10 Barras

Barra k	Barra j	R [ohm]	X[ohm]
1	2	0.1233	0.4127
2	3	0.014	0.6051
3	4	0.7463	1.205
4	5	0.6984	0.6084
5	6	1.9831	1.7276
6	7	0.9053	0.7886
7	8	2.0552	1.164
8	9	4.7953	2.716
9	10	5.3434	3.0264

Fonte: (VASCONCELOS et al.,)

Tabela 12 – Dados de Carga - Sistema de 10 Barras

Barra	Potência Ativa KW	Potência Reativa KVAR
1	0	0
2	1840	460
3	980	340
4	1790	446
5	1598	1840
6	1610	600
7	780	110
8	1150	60
9	980	130
10	1640	200

Fonte: (VASCONCELOS et al.,)

B Apêndice - Sistema de 14 Barras

As Tabelas de 13 a 19, mostram os dados do sistema de 14 Barras. As colunas indicadas por S_D (*Simulação Desequilíbrio*) e S_{FP} (*Simulação Fator de Potência*), indicam se houve ou não alguma alteração do item em específico para o processo de simulação. As abreviações *Rem.* e *Equi.* indicam se as cargas foram removidas ou equilibradas.

Tabela 13 – Configurações de Linha (Overhead Line)

Config	Phasing	Phase/ACSR	Neutral/ACSR	Spacing ID
601	BACN	556, 500, 26/7	4/0 6/1	500
602	CABN	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	CBN	1/0	1/0	505
604	ACN	1/0	1/0	505
605	CN	1/0	1/0	510

Fonte: (GROUP et al., 2001)

Tabela 14 – Configurações de Linha (Underground Line Configuration)

Config	Phasing	Cable	Neutral	Spacing ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	AN	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: (GROUP et al., 2001)

Tabela 15 – Dados dos Transformadores (Transformer Data)

	KVA	KV - high	Kv - low	$R - \%$	$X - \%$
Substation	5,000	115 - D	4.16 Gr . Y	1	8
FM-1	500	4.16 - Gr W	0.48 - Gr W	1.1	2

Fonte: (GROUP et al., 2001)

Tabela 16 – Dados dos Capacitores (Capacitor Data)

Node	Ph-A - kVAr	Ph-B - kVAr	Ph-C - kVAr	S_D	S_{FP}
675	200	200	200	-	Removido
611	0	0	300	Removido	Removido

Fonte: (GROUP et al., 2001)

Tabela 17 – Dados de Linha(Line Segment Data)

Barra k	Barra j	ft	Config
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: (GROUP et al., 2001)

Tabela 18 – Spot Load Data

Node	Load Model	Ph-1 Kw	Ph-1 KVar	Ph-2 Kw	Ph-2 KVar	Ph-3 Kw	Ph-3 KVar	S_D	S_{FP}
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90	Equi.	Equi.
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0	Rem.	Rem.
646	D-Z	0	0	230	132	0	0	Rem.	Rem.
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0	Rem.	Rem.
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220	Equi.	Equi.
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212	Equi.	Equi.
692	D-I	0	0	0	0	170	151	Rem.	Rem.
611	Y-I	0	0	0	0	170	80	Rem.	Rem.
Total		1158	606	973	627	1135	753		

Fonte: (GROUP et al., 2001)

Tabela 19 – Distributed Load Data

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 Kw	Ph-1 KVar	Ph-2 Kw	Ph-2 KVar	Ph-3 Kw	Ph-3 KVar	S_D	S_{FP}
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68	Equi.	Equi.

Fonte: (GROUP et al., 2001)

C Apêndice - Sistema de 34 Barras

As Tabelas de 20 a 26, mostram os dados do sistema de 34 Barras. As colunas indicadas por S_D (*Simulação Desequilíbrio*) e S_{FP} (*Simulação Fator de Potência*), indicam se houve ou não alguma alteração do item em específico para o processo de simulação. As abreviações *Rem.* e *Equi.* indicam se as cargas foram removidas ou equilibradas.

Tabela 20 – Configurações de Linha (Overhead Line)

Config	Phasing	Phase/ACSR	Neutral/ACSR	Spacing ID
300	BACN	1/0	1/0	500
301	BACN	2#6/1	2#6/1	500
302	AN	4#6/1	4#6/1	510
303	BN	4#6/1	4#6/1	510
304	BN	2#6/1	2#6/1	510

Fonte:(KERSTING, 1991)

Tabela 21 – Dados dos Transformadores (Transformer Data)

	KVA	KV - high	Kv - low	R - %	X - %
Substation	2500	69 - D	24.9 - Gr .W	1	8
FM-1	500	24.9 - Gr W	4.16 - Gr W	1.9	4.08

Fonte:(KERSTING, 1991)

Tabela 22 – Dados de Linha(Line Segment Data)

Barra k	Barra j	ft	Config
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	303	302
824	828	840	303
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1

Fonte:(KERSTING, 1991)

Tabela 23 – Dados de Linha(Line Segment Data) - Continuação

Barra k	Barra j	ft	Config
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Fonte:(KERSTING, 1991)

Tabela 24 – Dados dos Capacitores (Capacitor Data)

Node	Ph-A - kVAr	Ph-B - kVAr	Ph-C - kVAr	S_D	S_{FP}
844	100	100	100	-	Rem.
848	150	150	150	-	Rem.
Total	250	250	250		

Fonte:(KERSTING, 1991)

Tabela 25 – Spot Load Data

Node	Load Model	Ph-1 Kw	Ph-1 KVar	Ph-2 Kw	Ph-2 KVar	Ph-3 Kw	Ph-3 KVar	S_D	S_{FP}
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16	-	-
840	Y-I	9	7	9	7	9	7	-	-
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105	-	-
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16	-	-
890	D-I	150	75	150	75	150	75	-	-
930	Y-Z	10	5	10	5	10	5	-	-
Total		344	224	344	224	359	229	-	-

Fonte:(KERSTING, 1991)

Tabela 26 – Distributed Loads

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 Kw	Ph-1 KVar	Ph-2 Kw	Ph-2 KVar	Ph-3 Kw	Ph-3 KVar	S_D	S_{FP}
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14	Rem.	Rem.
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0	Rem.	Rem.
818	82	Y-Z	34	17	0	0	0	0	Rem.	Rem.
820	82	Y-PQ	135	70	0	0	0	0	Rem.	Rem.
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0	Rem.	Rem.
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0	Rem.	Rem.
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2	Rem.	Rem.
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0	Rem.	Rem.
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0	Rem.	Rem.
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3	Equi.	Equi.
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0	Rem.	Rem.
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7	Equi.	Equi.
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55	Equi.	Equi.
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22	Equi.	Equi.
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0	Rem.	Rem.
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0	Rem.	Rem.
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0	Rem.	Rem.
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11	Rem.	Rem.
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0	Rem.	Rem.
Total	-	-	262	133	240	120	220	114	-	-

Fonte:(KERSTING, 1991)

D Apêndice - Sistema de 69 Barras

Tabela 27 – Dados de Linha e carga.

Node A	Node B	R ohms	X ohms	KW	KVAr
0	1	0.0005	0.0012	0.	0.
1	2	0.0005	0.0012	0.	0.
2	2e	0.	0.	0.	0.
2e	3	0.0015	0.0036	0.	0.
3	4	0.0251	0.0294	0.	0.
4	5	0.3660	0,1864	2.60	2.20
5	6	0.3811	0.1941	40.40	30.00
6	7	0.0922	0.0470	75.00	54.00
7	8	0.0493	0.0251	30.00	22.00
8	9	0.8190	0.2707	28.00	19.00
9	10	0.1872	0.0619	145.00	104.00
10	11	0.7114	0.2351	145.00	104.00
11	12	1.0300	0.3400	8.00	5.50
12	13	1.0440	0.3450	8.00	5.50
13	14	1.0580	0.3496	0.	0.
14	15	0.1966	0.0650	45.50	30.00
15	16	0.3744	0.1238	60.00	35.00
16	17	0.0047	0.0016	60.00	35.00
17	18	0.3276	0.1083	0.	0.
18	19	0.2106	0.0696	1.00	0.60
19	20	0.3416	0.1129	114.00	81.00
20	21	0.0140	0.0046	5.30	3.50
21	22	0.1591	0.0526	0 .	0.
22	23	0.3463	0.1145	28.00	20.00
23	24	0.7488	0.2475	0.	0.
24	25	0.3089	0.1021	14.00	10.00
25	26	0.1732	0.0572	14.00	10.00
2	27	0.0044	0.0108	26.00	18.60
27	28	0.0640	0.1565	26.00	18.60
28	29	0.3978	0.1315	00.00	00.00
29	30	0.0702	0.0232	00.00	00.00
30	31	0.3510	0.1160	00.00	00.00
31	32	0.8390	0.2816	14.00	10.00
32	33	1.7080	0.5646	19.50	14.00
33	34	1.4740	0.4873	6.00	4.00

Fonte:(BARAN; WU, 1989)

Tabela 28 – Distributed Load Data - Continuação

Node A	Node B	R ohms	X ohms	KW	KVAr
2e	27e	0.0044	0.0108	26.00	18.55
27e	28e	0.0640	0.1565	26.00	18.55
28e	65	0.1053	0.1230	00.00	00.00
65	66	0.0304	0.0355	24.00	17.00
66	67	0.0018	0.0021	24.00	17.00
67	68	0.7283	0.8509	1.20	1.00
68	69	0.0310	0.3623	00.00	00.00
69	70	0.0410	0.0478	6.00	4.30
70	88	0.0092	0.0116	00.00	00.00
88	89	0.1089	0.1373	39.22	26.30
89	90	0.0009	0.0012	39.22	26.30
3	35	0.0034	0.0084	00.00	00.00
35	36	0.0851	0.2083	79.00	56.40
36	37	0.2898	0.7091	384.70	274.50
37	38	0.0822	0.2011	384.70	274.50
7	40	0.0928	0.0473	40.50	28.30
40	41	0.3319	0.1114	3.60	2.70
8	42	0.1740	0.0886	4.35	3.50
42	43	0.2030	0.1034	26.40	19.00
43	44	0.2842	0.1447	24.00	17.00
44	45	0.2813	0.1433	00.00	00.00
45	46	1.5900	0.5337	00.00	00.00
46	47	0.7837	0.2630	00.00	00.00
47	48	0.3042	0.1006	100.00	72.00
48	49	0.3861	0.1172	00.00	00.00
49	50	0.5075	0.2585	1244.00	888.00
50	51	0.0974	0.0496	32.00	23.00
51	52	0.1450	0.0738	00.00	00.00
52	53	0.7105	0.3619	227.00	162.00
53	54	1.0410	0.5302	59.00	42.00
10	55	0.2012	0.0611	18.00	13.00
55	56	0.0047	0.0014	18.00	13.00
11	57	0.7394	0.2444	28.00	20.00
57	58	0.0047	0.0016	28.00	20.00
Total	-	-	-	3802.19KW	2694.60KVAr

Fonte:(BARAN; WU, 1989)



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "Análise de responsabilidade de Redes Técnicas em sistemas de Distribuição" é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 23 de Dezembro de 2019 .

Henrique Júnior Ferreira
Nome completo do(a) aluno(a)