

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS - EESC

GABRIEL FRAGA TORREZAN

Análise do Desequilíbrio de Tensão em um Sistema de Distribuição

São Carlos

2018

GABRIEL FRAGA TORREZAN

Análise do Desequilíbrio de Tensão em um Sistema de Distribuição

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Assoc. Mário Oleskovicz

São Carlos

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

T694a Torrezan, Gabriel Fraga
 Análise do desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição / Gabriel Fraga Torrezan; orientador Mário Oleskovicz. São Carlos, 2018.

 Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

 1. Sistema de distribuição. 2. Qualidade da energia elétrica. 3. Desequilíbrio de tensão. 4. Fator K. I.
 Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gabriel Fraga Torrezan

Título: "Análise do desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 03 / 07 / 2018,

com NOTA 40 (dez, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Mário Oleskovicz - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP

Mestre Stanley Eidi Tokuno - Eng. CPFL/Campinas

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

AGRADECIMENTOS

Agradeço a toda minha família, especialmente, meus pais Emilio e Eunice, por estarem ao meu lado em todos os momentos, ajudando-me a superar os desafios e ensinando a ser uma pessoa melhor. E também meu irmão, e grande amigo, Pedro, pelo suporte e conselhos dados ao longo destes anos, mas principalmente pela amizade e companheirismo, que fizeram meus dias melhores. A pessoa que me tornei hoje, foi graças a vocês.

Aos meus amigos, com quem dividi a trajetória da faculdade, Caio, Ivan, Lucas e Renan, sempre me lembrarei dos momentos juntos, das risadas, das dificuldades que superamos e agradeço toda ajuda que me deram, ao longo destes anos. Obrigado meus amigos.

Agradeço ao professor e orientador Mário Oleskovicz pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho e todo ensinamento ao longo destes anos, através da Iniciação Científica e Trabalho de Conclusão de Curso. Agradeço também ao André Pessoa pelas dicas e sugestões, que ajudaram no desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

TORREZAN, G. F. **Análise do Desequilíbrio de Tensão em um Sistema de Distribuição**. 2018. 82 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

A fim de mensurar o desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição, geralmente, calcula-se o fator de desequilíbrio K . Contudo, para o cálculo deste fator, existem diversos métodos recorrentes na literatura. O presente projeto analisou o comportamento de um sistema elétrico de distribuição em relação ao desequilíbrio de tensão, procurando melhor entender, caracterizar, simular, quantificar as variáveis envolvidas e apresentar uma proposta de melhoria para o sistema em estudo. Neste sentido, o objetivo inicial do projeto foi o de executar uma revisão bibliográfica sobre o problema, bem como dos conceitos envolvidos, caracterizando-os de maneira sucinta. Posteriormente, simulou-se um sistema de distribuição desequilibrado via OpenDSS e, a partir dos dados obtidos sobre as tensões trifásicas, os métodos de análise do Fator K mais recorrentes na literatura foram implementados. Desta quantificação, buscou-se melhor representar o grau de desequilíbrio manifestado no sistema, sendo possível comparar os valores apresentados pelos métodos empregados, e apontar aquele mais preciso e eficiente para o contexto delineado. Após a comparação dos métodos, analisou-se o impacto de cada uma das cargas presentes no sistema sobre o desequilíbrio de tensão, visando identificar individualmente suas influências. Finalmente, propôs-se um novo ajuste no regulador de tensão presente no sistema, de modo a amenizar o desequilíbrio de tensão originalmente observado.

Palavras-chaves: Sistema de distribuição; Qualidade da energia elétrica; Desequilíbrio de tensão; Fator K .

ABSTRACT

TORREZAN, G. F. **Analysis of the Unbalanced Voltage in a Distribution System**. 2018. 82 p. Term paper. São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, Brazil, 2018.

In order to measure the voltage unbalance in a distribution system, usually, it is applied the K-factor methodology. However, it is important to emphasize that there are other recurring methods in literature to calculate this factor. Regarding this particular study, the project analyzed the performance of an electrical distribution system in relation to the voltage unbalance, with the purpose of better understanding, characterizing, simulating, and quantifying the related variables, as well as presenting an improvement to the system under analysis. In this respect, the initial objective of this project was to prepare a bibliographic review on the subject, as well as the related concepts, by describing them concisely. Subsequently, the data obtained via OpenDSS simulation of an unbalanced distribution system was analyzed by applying the recurring K-factor methodology in literature. From this analysis, it was possible to compare the results of the unbalanced system and, consequently, indicate the more precise and efficient values for the studied context. After comparing all four methods, it was analyzed the impact of each load existing in the unbalanced voltage system, aiming to identify its individual influence. At last, it was proposed a new adjustment on the voltage regulator, in order to minimize the voltage unbalance originally observed in the system.

Key words: Distribution system; Power quality; Unbalanced voltage; K-factor.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Exemplo de Circuit	39
Figura 2 - Exemplo de LineCode	39
Figura 3 - Exemplo de linha monofásica, bifásica e trifásica.....	40
Figura 4 - Exemplo de carga trifásica desequilibrada e equilibrada	41
Figura 5 - Exemplo de capacitores trifásico e monofásico.....	42
Figura 6 - Exemplo de transformador.....	42
Figura 7 - Exemplo de regulador na fase A.....	43
Figura 8 - Exemplo de chave.....	44
Figura 9 - Solução aplicada na simulação	44
Figura 10 - Comandos para exposição dos resultados.....	44
Figura 11 - Diagrama unifilar do SD de 13 Nós.....	45
Figura 12 - Distribuição das linhas aéreas.....	46
Figura 13 - Distribuição das linhas subterrâneas.....	46
Figura 14 – Tensões de fase trifásicas na barra 671	50
Figura 15 - Curvas com zoom para comparação (Barra 632 - Fase A).....	51
Figura 16 - Curvas com zoom para comparação (Barra 634 - Fase A).....	52
Figura 17 - Curvas com zoom para comparação (Barra 675 - Fase A).....	52
Figura 18 - Diagrama fasorial das tensões de fase da barra 675	56
Figura 19 - Diagrama de blocos para os cálculos do Fator K.....	57
Figura 20 - Comparação entre os cálculos do Fator K para cada um dos métodos aplicado ...	59
Figura 21 - Diagrama unifilar com o caminho selecionado	60
Figura 22 - Valores normalizados do Fator K	61
Figura 23 - Erros médios normalizados do ângulo da tensão de fase e do módulo da tensão de linha	64
Figura 24 - Comparação entre os erros dos padrões de tensão e os Fatores K (valores normalizados)	65
Figura 25 - Impacto da carga 675a sobre o Fator K	67
Figura 26 - Tensão de fase das barras do sistema.....	68
Figura 27 - Posição do tap determinada através do software OpenDSS	69
Figura 28 - Fluxograma do ajuste da posição de tap ótima.....	71
Figura 29 - Tensão em regime permanente do sistema com ajuste do regulador da fase b na posição +3.....	72

Figura 30 – Comparação entre os Fatores K (calculado pelo método CIGRÉ) antes e depois do ajuste do tap do RT da fase b.....72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Configuração das linhas aéreas e subterrâneas.....	46
Tabela 2 - Dados das linhas	47
Tabela 3 - Dados dos transformadores	47
Tabela 4 - Dados dos bancos de capacitores	48
Tabela 5 - Dados do regulador trifásico	48
Tabela 6 - Dados da carga distribuída	49
Tabela 7 - Dados das cargas concentradas	49
Tabela 8 - Valores de tensão para barra 671	50
Tabela 9 - Comparação entre os valores simulados e os resultados disponibilizados.....	51
Tabela 10 - Resultados da simulação do sistema de 13 barras via OpenDSS.....	55
Tabela 11 - Fator K resultante devido à aplicação dos quatro métodos nas barras trifásicas do sistema em análise (valores em %).....	58
Tabela 12 - Valores máximos e mínimos para as metodologias segundo as barras escolhidas	61
Tabela 13 - Erros médios da fase e do módulo da tensão de linha para as barras selecionadas	63
Tabela 14 - Tempo computacional das metodologias para cálculo do Fator K	65
Tabela 15 - Impacto das cargas presentes no sistema sobre o Fator K	67
Tabela 16 - Comparação entre os Fatores K através do método CIGRÉ antes e depois do ajuste do tap do regulador da fase b	73

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

DT – Desequilíbrio de Tensão

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

REIs – Redes Elétricas Inteligentes

RMS – *Root Mean Square*

SD – Sistema de Distribuição

SG – *Smart Grids*

SEP – Sistema Elétrico de Potência

TD – *True Definition*

RT – Regulador de Tensão

TP – Transformador de Potencial

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	7
RESUMO	9
ABSTRACT	11
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	13
LISTA DE TABELAS	15
LISTA DE SIGLAS	17
SUMÁRIO.....	19
1. Introdução.....	21
1.1 Objetivos.....	22
1.2 Organização do Documento.....	22
2. Revisão Bibliográfica.....	25
2.1 Desequilíbrio de tensão.....	25
2.1.1 Aspectos Gerais	25
2.1.2 Método das Componentes Simétricas.....	26
2.1.3 O Método NEMA	27
2.1.4 O Método do CIGRÉ.....	27
2.1.5 O Método do IEEE	28
2.2 Estado da Arte.....	28
3. O Software OpenDSS.....	37
3.1 Aplicações do OpenDSS.....	37
3.2 Descrição dos Comandos Utilizados na Simulação.....	37
3.3 Circuit	38
3.3.1 LineCode	39
3.3.2 Linha.....	39
3.3.3 Carga.....	40
3.3.4 Capacitor.....	41
3.3.5 Transformador	42

3.3.6	Regulador de Tensão	43
3.3.7	Chave	43
3.3.8	Modo de Simulação	44
4.	O Sistema de Distribuição Teste Simulado e Validação	45
4.1	SD Teste Simulado	45
4.1.1	Características das Linhas	45
4.1.2	Características dos Transformadores	47
4.1.3	Características dos Bancos de Capacitores	48
4.1.4	Características do Regulador de Tensão	48
4.1.5	Características das Cargas	49
4.2	Validação da Simulação Realizada	49
4.2.1	Verificação do DT	50
4.2.2	Verificação do DT no Sistema Simulado	50
5.	Resultados e Análises	55
5.1	Resultados da Simulação	55
5.2	Cálculo dos Fatores K	56
5.2.1	Análise Comparativa dos Fatores K	58
5.3	Impacto das Cargas do Sistema Sobre o DT	66
5.4	Ajuste do Regulador de Tensão	68
5.4.1	Simulação com Variação do <i>Tap</i>	69
5.4.2	Resultados do Ajuste do <i>Tap</i>	71
6.	Conclusões	75
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

1. Introdução

O conceito de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) está relacionado a qualquer problema manifestado na tensão, corrente ou desvio na frequência, que resulta em falha ou má operação de equipamento dos consumidores (DUGAN *et al.* 2002). Tais perturbações podem gerar, por exemplo, mau funcionamento dos equipamentos conectados à rede elétrica e até interrupções no fornecimento da energia, resultando em um prejuízo elevado principalmente do ponto de vista industrial.

Como fato, tem-se que as concessionárias de energia são as responsáveis por distribuir a energia para os consumidores e por mantê-la dentro dos padrões de qualidade estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De acordo com o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, módulo 8) (ANEEL, 2018), os aspectos que são avaliados em regime permanente ou em situação transitória são: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variações de frequência. Para todos estes aspectos existem indicativos das faixas de tolerância que buscam permitir a operação do sistema dentro de padrões aceitáveis.

Sendo mais específico, para este projeto e no contexto da área da QEE, destaca-se o Desequilíbrio de Tensão (DT) que vem a ser caracterizado por uma diferença entre as fases das tensões, seja em módulo ou ângulo, uma vez que as três fases deveriam possuir a mesma magnitude, porém defasadas de 120° . Entretanto, no Sistema Elétrico de Potência (SEP) os valores medidos na prática são aproximações da situação ideal, resultado de diversos fatores que contribuem para o desequilíbrio. O DT é ocasionado principalmente por cargas monofásicas mal distribuídas entre as fases do SEP. Outro fator que ocasiona o DT é a presença de cargas não lineares no sistema. Vale frisar que tais cargas têm se tornado cada vez mais frequentes no SEP devido, principalmente, ao aumento do uso de equipamentos dependentes da eletrônica de potência. Sendo assim, trata-se de um efeito recorrente em Sistemas de Distribuição (SD), pois é neste sistema que, majoritariamente, tais cargas se encontram. Como efeitos indesejáveis, tem-se que a manifestação do DT pode diminuir a vida útil de equipamentos, podendo causar uma inadequada operação, e até a queima dos mesmos, gerando perdas para os consumidores e para as concessionárias como um todo (PAULILO, 2013).

Analisando o contexto apresentado, conclui-se que o DT muitas das vezes é inerente ao SD e é cada vez mais recorrente. Deste modo, pesquisas relacionadas ao DT que visem melhor compreender e quantificar o problema como um todo, desde sua origem, até métodos de minimiza-lo, são de suma importância.

1.1 Objetivos

Com base no contexto apresentado, o presente trabalho teve como objetivo geral o de analisar e estudar o comportamento de um sistema elétrico de distribuição em relação ao desequilíbrio de tensão, procurando melhor entender, caracterizar, simular, quantificar as variáveis envolvidas e propor um modo de amenizar o DT no sistema em estudo.

Neste sentido, o objetivo inicial do projeto foi o de executar uma revisão bibliográfica sobre o problema, bem como dos conceitos envolvidos, caracterizando-os de maneira sucinta.

Posteriormente, simulou-se um sistema de distribuição desequilibrado via OpenDSS e, a partir dos dados obtidos sobre as tensões trifásicas, os métodos de análise do Fator K mais recorrentes na literatura foram implementados.

Desta quantificação, buscou-se melhor representar o grau de desequilíbrio manifestado no sistema, sendo possível comparar os valores apresentados pelos métodos empregados, e apontar aquele mais preciso e eficiente para o contexto delineado.

Além da análise das metodologias correlatas, estudou-se o impacto que cada uma das cargas presentes no sistema tem sobre o DT, ou seja, como tal distúrbio se comporta frente às diferentes cargas. Após a análise do Fator K no sistema, propôs-se uma alteração no regulador de tensão a fim de reduzir o impacto do DT no sistema.

1.2 Organização do Documento

Este trabalho contém basicamente sete capítulos, sendo os mesmos: Introdução; Revisão Bibliográfica; O Software OpenDSS; O Sistema de Distribuição Teste Simulado e Validação; Resultados e Análises; e Conclusão.

A Introdução apresenta uma sucinta descrição sobre QEE, bem como o problema de desequilíbrio de tensão, e o objetivo do presente trabalho.

O Capítulo 2 (Revisão Bibliográfica) aborda os principais aspectos associados ao DT, como: definição do problema, causas do distúrbio, consequências para o sistema elétrico, os métodos aplicados para mitiga-lo, e as metodologias recorrentes na literatura para a

quantificação do DT. Além disso, apresenta alguns trabalhos no que diz respeito ao estado da arte, em que são descritos resumidamente alguns artigos que abordam o tema em questão, e que serviram como embasamento teórico para a elaboração do trabalho.

O software utilizado para a modelagem do sistema elétrico é descrito no Capítulo 3: O *Software* OpenDSS. Nele são apontadas algumas aplicações do OpenDSS, bem como algumas informações acerca do seu desenvolvimento. Além disso, foi apresentada e explicada brevemente a modelagem dos elementos do circuito, ou seja, como cada um deles pode ser representado no software.

No Capítulo 4 (O Sistema de Distribuição Teste Simulado e Validação) será apresentado o sistema de distribuição estudado, descritas suas principais características e parâmetros de seus elementos, como, por exemplo: linhas, cargas, capacitores e transformadores. Por fim, os resultados foram validados com os valores de outras duas referências.

Em Resultados e Análises (Capítulo 5) são expostos os resultados obtidos através da simulação e o procedimento aplicado para a quantificação do DT. Através destes resultados foi feita uma comparação entre as metodologias estudadas, analisado o impacto de cada uma das cargas do sistema sobre o DT e proposta uma metodologia para amenizar o desequilíbrio de tensão, através do ajuste do regulador de tensão.

Na Conclusão (Capítulo 6) serão apresentados os principais pontos analisados no Capítulo anterior, e os aspectos mais relevantes acerca dos resultados obtidos.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Desequilíbrio de tensão

2.1.1 Aspectos Gerais

Segundo o PRODIST (ANEEL, 2018), o DT (desequilíbrio de tensão) está associado às alterações dos padrões trifásicos do sistema. Ou seja, pode ser definido como o desvio máximo da média das tensões trifásicas, dividido pela média das tensões trifásicas, expresso em porcentagem (DUGAN *et al.*, 2002). Entretanto, esta não é a única definição recorrente na literatura. Em suma, trata-se de desvios entre os padrões estabelecidos para as fases de um sistema, conforme citado anteriormente.

Existem diversos fatores que ocasionam tal distúrbio, sendo as principais causas: as cargas monofásicas mal distribuídas entre as fases do sistema, em especial as cargas pesadas, como fornos a arco e máquinas de solda; e a queima de fusíveis em uma fase de um banco de capacitores trifásicos; dentre outras. Para efeito ilustrativo, vale comentar que no sistema ferroviário, em específico, torna-se explícita a influência de cargas monofásicas, pois as locomotivas elétricas são deste tipo (PAULILO, 2013).

Já as instalações elétricas dos consumidores, sujeitas aos desequilíbrios de tensão, podem apresentar problemas indesejáveis na operação de equipamentos, dentre os quais se destacam (OLESKOVICZ; OLIVEIRA, 2000):

- a) Motores de indução: aparecimento de conjugado pulsante no eixo da máquina e sobreaquecimento, aumento das perdas no rotor, reduzindo assim a expectativa de vida útil dos motores.
- b) Máquinas síncronas: aumenta significativamente as perdas no rotor.
- c) Retificadores: estes passam a gerar harmônicos de terceira ordem e seus múltiplos, cuja presença no sistema elétrico é extremamente indesejável, pois possibilita manifestações de ressonâncias não previstas, podendo causar danos sérios a uma série de equipamentos.

Existem alguns métodos utilizados para amenizar o DT em um sistema, dentre os quais, o uso de transformador regulador para o controle do módulo ou da fase da tensão, filtros passivos e ativos, e compensadores de desequilíbrios e de queda de tensão (BELCHIOR, 2011).

O DT é um efeito comum em sistemas de distribuição, e apesar de conhecida a origem do problema, e alguns métodos para amenizar os seus danos, é impossível impedir a ocorrência deste distúrbio, visto que a complexidade em distribuir as cargas igualmente no circuito é elevada e não se podem prever quais cargas e em que instante estarão em operação (PAULILO, 2013). Isto evidencia a necessidade de novos métodos de amenizar o problema, que sejam mais eficientes e viáveis.

A fim de mensurar o desequilíbrio de tensão, geralmente, calcula-se o fator de desequilíbrio K . Contudo, para este cálculo, existem diversos métodos recorrentes na literatura, sendo os mais comuns: o método das componentes simétricas, NEMA, CIGRÉ e do IEEE (FERREIRA FILHO, 2008).

2.1.2 Método das Componentes Simétricas

Segundo Kindermann (1992), a análise de um sistema desequilibrado pode ser feita, tornando-o equilibrado. Para isto, faz-se uso do Teorema de *Fortescue*, que afirma:

“Um sistema de n fasores desequilibrados pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados”.

Aplicando este conceito em um sistema trifásico desequilibrado, ao ser decomposto, obtêm-se as chamadas componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero. Para fazer esta decomposição, utiliza-se a matriz de *Fortescue*.

Assim, conforme o autor, as componentes resultantes podem ser especificadas como:

- Componentes de sequência positiva: as quais são caracterizados por três fasores equilibrados, girando na mesma sequência de fase do sistema desequilibrado original;
- Componentes de sequência negativa: três fasores equilibrados, girando numa sequência de fase contrária à do sistema desequilibrado original; e
- Componentes de sequência zero: três fasores paralelos.

Baseado neste conceito, pelo PRODIST (ANEEL, 2018), o DT é calculado e quantificado pelo fator de desequilíbrio (Fator K) dado pela relação entre o componente da tensão de sequência negativa e pelo componente da tensão de sequência positiva. Esta razão também é conhecida na literatura como *True Definition* (TD) (anteriormente apresentado), ou seja:

$$K\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (1)$$

Onde:

V_- é a magnitude da tensão de sequência negativa (valor RMS - *Root Mean Square*); e

V_+ é a magnitude da tensão de sequência positiva (RMS)

Pelo PRODIST, o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, deve ser igual ou inferior a 2% para tensões na faixa de 1 kV à 230 kV, e igual ou inferior a 3% para tensões abaixo de 1 kV. Esse valor serve para referência do planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulatoriamente, será estabelecido em resolução específica, após período experimental de coleta de dados (ANEEL, 2018).

2.1.3 O Método NEMA

A norma NEMA-MG-14.34 da *National Electrical Manufacturers Association* (<http://www.nema.org/pages/default.aspx>), apresenta o método que relaciona o máximo desvio da tensão média de linha, com a tensão de linha média (FERREIRA FILHO, 2008), ou seja:

$$V_m = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \quad (2)$$

$$K\% = \frac{\max|V_{ab} - V_m, V_{bc} - V_m, V_{ca} - V_m|}{V_m} \times 100 \quad (3)$$

Em que V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são as tensões de linha.

O valor limite permitido pela norma para o fator de desequilíbrio também é de 2%.

2.1.4 O Método do CIGRÉ

O módulo 8 do PRODIST cita o método do CIGRÉ (*Congress Internationale des Gran Réseaux Électriques a Haute Tension*) (<http://www.cigre.org/>), como uma alternativa para a TD, pois ambos conduzem a resultados em consonância. Contudo, diferentemente da TD, o método do CIGRÉ representa o desequilíbrio de tensão pelas tensões de linha. Assim:

$$K\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (4)$$

Sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (5)$$

Em que V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são os módulos das tensões de linha trifásicas.

O CIGRÉ assume que o valor máximo para o fator também é de 2%. Porém, vale ressaltar que, para o PRODIST (ANEEL, 2018), os limites aceitáveis estabelecidos, segundo este método, são os mesmos que para a TD.

2.1.5 O Método do IEEE

Este método de quantificação do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) (<https://www.ieee.org/index.html>) relaciona a diferença entre os valores de máximo e de mínimo da tensão, em RMS, com a média das tensões (BOLLEN, 2002). Portanto, matematicamente, tem-se:

$$K\% = \frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}} 100 \quad (6)$$

Onde:

V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são os módulos das tensões de linha trifásica; e

V_{max} e V_{min} representam os valores de máximo e de mínimo entre os módulos das tensões de linha trifásicas.

2.2 Estado da Arte

Dentre as diversas linhas de pesquisas relacionadas ao DT, muitos trabalhos visam de modo geral definir, quantificar e comparar os diversos métodos de cálculo.

Segundo Von Jouanne e Banerjee (2001), o distúrbio pode ter origem devido a alguns tipos de transformadores e fusíveis queimados em bancos de capacitores, mas a principal causa é a má distribuição de cargas monofásicas no sistema. Em uma escala menor, dentro de uma planta elétrica (comercial ou industrial), o distúrbio pode ser causado por equipamentos desbalanceados, como motores de indução, equipamentos sobrecarregados, conexões com alta impedância e cargas não lineares. O DT pode causar aumento das perdas do sistema, diminuição da estabilidade, problemas severos a motores de indução e conversores eletrônicos. O distúrbio é intensificado pelo fato de que um pequeno desequilíbrio de tensão pode causar um desequilíbrio desproporcionalmente maior nas correntes de fase. Existe um limite do grau de desequilíbrio de tensão para o qual os equipamentos podem operar, e este valor varia de acordo com as normas aplicadas. Devido à principal causa do desequilíbrio, um modo de mitigá-lo é distribuir de forma igualitária as cargas monofásicas nas três fases do sistema, e para isso, algoritmos podem ser desenvolvidos para otimizar esta distribuição. A

compensação do desequilíbrio pode ser feita pelo uso de filtros passivos, que equilibram as cargas.

Segundo Bollen (2002) os diferentes métodos de cálculos do desequilíbrio podem gerar diferentes resultados, dependendo das condições do sistema. Isto ocorre devido às diferentes definições que se tem sobre o DT. No estudo foi considerado um sistema com 3% de queda de tensão na fase A. Com os valores das tensões foram feitas comparações entre as definições: IEEE 112-1991, IEEE Std. 936-1978 e NEMA com relação ao valor do DT calculado por definição (TD - *True Definition*). Por definição, o TD pode ser calculado pela razão da magnitude da tensão de sequência negativa (V_- , valor RMS) pela magnitude da tensão de sequência positiva (V_+ , valor RMS) (DUGAN *et al.* 2002; ANEEL, 2017). Como observado, o TD é basicamente uma razão fortemente baseada no método das componentes simétricas (KINDERMANN, 1992).

Ao analisar os resultados, o primeiro ponto obtido é que o método NEMA apresentou o mesmo resultado da TD. Já os métodos do IEEE apresentaram variações significativas com relação à TD, sendo uma proporção de três vezes maior para o IEEE 112-1991, e duas vezes maior para o IEEE 936-1978. Um fato ainda mais sério que este, foi que ambos os métodos apresentaram resultados diferentes entre si. A conclusão obtida é que quando a componente da tensão de sequência zero (V_0) está presente no sistema, ambos os métodos resultaram em valores expressivamente diferentes da TD. Porém, caso a componente de sequência zero não esteja presente, o método IEEE 112-1991 resultou em um valor razoavelmente próximo.

O trabalho desenvolvido por Costa, Ferreira Filho e Nascimento (2007) visa analisar o comportamento do Fator K complexo e das componentes de sequência positiva e negativa frente às variações das amplitudes e ângulos dos fasores de tensão. O módulo do Fator K é empregado para a obtenção do DT e sua fase indica o quanto a sequência negativa está adiantada com relação à sequência positiva. Para tal análise, as simulações realizadas utilizaram a *true definition* e consideraram: variações na amplitude de duas fases e mantendo-se os ângulos constantes; variações de duas fases e com os módulos constantes; alterações na amplitude e ângulo de uma mesma fase; variação da amplitude de uma fase e ângulo de outra. Como principais resultados obtidos é possível notar que o Fator K é mais sensível às variações angulares que nos módulos, em contrapartida a componente de sequência positiva é mais sensível a alterações no módulo. Como era de se esperar, o Fator K apresenta o mesmo comportamento da componente de sequência negativa. Apenas em condições específicas o ângulo do Fator K revela informações consistentes a respeito das origens do desequilíbrio.

Outro ponto interessante é que pelo valor do Fator K não é possível determinar a condição do sistema que ocasionou este distúrbio, ou seja, valores semelhantes do Fator K podem ser obtidos para diversas configurações de DT.

Singh, Singh e Mitra (2007) também realizaram um estudo comparativo dos métodos mais recorrentes na literatura: CIGRÉ, NEMA, IEEE 112-1991, IEEE Std. 936-1987 e o TD. O trabalho leva em conta quatro casos de DT: desequilíbrio na magnitude de uma fase da tensão, sendo de sub ou de sobre tensão; e variações no ângulo de apenas uma fase, sendo os casos de variações de ângulo devido ao movimento no sentido horário e anti-horário. Na pesquisa, é calculado o fator de desequilíbrio (Fator K) considerando passos, para a tensão de mais ou menos 1% (em p.u.), e para o ângulo de 1% com relação ao ângulo original da fase (120°). Com os valores obtidos foram comparados os cálculos resultantes de cada método. Para variações na amplitude, foram obtidas as seguintes relações 1:1:2:3:1. Estes valores representam os valores calculados por cada um dos métodos anteriormente elencados, CIGRÉ, NEMA, IEEE 112-1991, IEEE Std. 936-1987 e o TD, respectivamente. Segundo os autores, esta diferença de proporção ocorre devido à definição que cada método utiliza para o problema. As diferenças ocorreram entre os métodos do IEEE, e a variação está relacionada com o numerador dos Fatores K . O IEEE 112-1991 considera o desvio máximo com relação à média das fases. Já o IEEE Std. 936-1987 considera o desvio entre a tensão de fase máxima e a mínima (ambas em RMS). O denominador dos dois casos é a média das tensões de fase. A variação do módulo da tensão utilizada para este estudo em específico resulta em alterações simétricas nas outras duas fases restantes, ou seja, há um acréscimo de 0,05% p.u. em uma das fases, e na outra ocorre o decréscimo deste mesmo fator. Assim, ao se considerar os métodos, obtém-se tal proporção. Um ponto importante é que todos os casos apresentaram valores maiores para o caso de sub tensão com relação à sobretensão. Quanto às variações angulares, como elas não afetam a magnitude da tensão, os casos do IEEE detectaram um desequilíbrio nulo. Estas alterações afetam as componentes de sequência negativa e positiva (usadas na definição - TD), que envolvem tanto variações na magnitude, quanto na fase. É válido analisar que o método do CIGRÉ obteve os mesmos resultados da TD.

Dentre as consequências causadas pelo DT, o efeito sobre motores de indução é um dos principais problemas. Desta forma, existem diversas pesquisas voltadas a este tópico. Algumas visam estudar como mitigar este efeito e as consequências que podem causar no motor, como no trabalho desenvolvido por Siddique, Yadava e Singh (2004), em que foram analisadas as condições de DT em uma, duas ou nas três fases. Segundo os autores, dentre as

consequências podem ser citadas: sobreaquecimento, perda de potência, desequilíbrio nas correntes de linha, torque pulsante e baixo rendimento.

A pesquisa apresentada por Eltom e Aziz (2005) faz uma comparação entre o desempenho de dois motores de 25 hp sob a mesma condição de uma alimentação com tensão desequilibrada, sendo um dos motores classificado como modelo padrão, e o outro mais classificado como de alto rendimento. O DT foi quantificado através do método NEMA, frente ao qual se calculou o desempenho dos motores. Assim, para um DT de 5%, o aumento percentual de perda em potência dos motores foi de 30,02% para o mais eficiente, e de 26,38% para o convencional (padrão), sendo que a perda total em Watts continua maior para este último. Portanto, a eficiência de ambos os motores diminuiu. Com um DT de 5%, a eficiência das máquinas diminuiu por volta de 1,4%, afetando o consumo de energia e a economia de ambos os motores. De uma análise direta, conclui-se então que o DT afeta diretamente o fator econômico dos motores.

Um estudo mais recente desenvolvido por Aree (2016) analisa os efeitos do DT sobre motores de indução com diferentes perfis de torque e cargas. Para tal, foram consideradas as seguintes cargas: torque constante, torque variável e torque de velocidade quadrática. Para o estudo, o DT foi calculado através da *true definition* e foi ajustado de 0 a 20% com uma fase com tensão inferior à nominal, com os ângulos nominais. Pode-se observar que para os dois últimos tipos de carga o torque diminuiu gradativamente com o aumento do DT, chegando no limite a 3,2% e 6% de redução, respectivamente. Mas para o caso de torque constante, não houve alteração, em contrapartida, houve o maior aumento do escorregamento, cerca de 60%. Outro ponto é que este tipo de carga resulta em alterações mais significativas nas potências ativas e reativas de entrada do motor, com valores máximos de 27% para a reativa e de 16% para ativa. Além disso, verificou-se que quanto maior a potência do motor, menor a porcentagem do aumento da potência ativa, de acordo com o DT. Mas, consomem mais potência reativa nas mesmas condições de desequilíbrio.

Como os distúrbios em sistemas reais geralmente não acontecem de forma isolada entre si, é válido analisar a relação entre tais fenômenos. Sobre este aspecto, Neves, Mendonça, Ferreira Filho e Rosa (2016) realizaram um estudo sobre o torque e a eficiência de um motor de indução trifásico quando alimentado com uma fonte com DT e distorção harmônica, pois as medições reais comprovam que a presença comum dos dois efeitos é recorrente no sistema elétrico. Os casos estudados foram: (i) variação no módulo das tensões (192 -231V) e ângulos de 5° para mais e para menos, e sem distorção harmônica; (ii) tensão

equilibrada e harmônico de apenas uma ordem, sendo 2,4,5 e 7, com variações de 1%; (iii) tensão equilibrada e presença de harmônico de duas ordens; (iv) DT e harmônicos de uma e duas ordens, posteriormente. O DT foi calculado através da *true definition*. Como resultado observou-se que o torque é afetado pelo DT e que harmônicos de uma ordem não o afetam de forma significativa. Porém, ao ocorrerem os dois distúrbios em conjunto, houve uma redução da eficiência. Esta redução foi ainda maior com a ocorrência de harmônicos de duas ordens. Para este último caso tem-se que a variação média foi de 7,79% e 5,37% para torque e eficiência, respectivamente. Além disso, o efeito de ambos juntos não representa a somatória dos efeitos individuais, uma vez que, a combinação de ambos, resulta em um efeito de maior intensidade, do que a soma de ambos individualmente.

Ferreira Filho (2008) faz uma análise sobre a eficácia dos métodos mais comuns empregados no cálculo do desequilíbrio, o Fator K . No primeiro momento é feito um estudo analisando o comportamento deste fator e das componentes de sequência positiva, negativa e zero frente às variações das amplitudes e ângulos das tensões. Também é realizada a identificação dos lugares geométricos das amplitudes e dos ângulos que culminam em Fatores K iguais. O principal ponto ressaltado no trabalho é que o Fator K é um índice inadequado para a quantificação do DT. Desta forma, o autor afirma a necessidade de novas investigações conducentes às ações que minimizem de forma eficiente, os danosos efeitos que o DT pode ocasionar.

Oliveira, Ferreira Filho e Pinto (2008) apresentaram um estudo sobre a sensibilidade do DT ao variar o ângulo e a magnitude das fases em um sistema elétrico, identificando a parcela do desequilíbrio que é proveniente de cada uma das fases. Para tal, analisaram-se as contribuições de cada uma das fases separadamente. Assim, inicialmente, variou-se a tensão de fase de 180 a 220 (V), com passo de 1 (V). Com a tensão fixa no valor nominal, posteriormente, foram feitas variações angulares de 80 a 120°, com passo de 1°. Dos resultados, os autores obtiveram algumas conclusões: o Fator K é mais sensível às variações angulares do que às variações nas amplitudes das fases; os valores para sobre e subtensão, apesar de analisar intervalos simétricos, resultaram em valores diferentes; e, principalmente, que para situações com variações angulares elevadas, os métodos alternativos apresentam-se inadequados para o cálculo do Fator K . Segundo os autores, para o caso de aplicações com variações simultâneas de ângulo e módulo, o DT pode ser calculado como a soma das parcelas individuais. Nestas situações, a magnitude representa 20% do valor do DT, e a

alteração no ângulo 80%. Ou seja, teoricamente, é possível afirmar que alterações de 4 (V) na fase provocam o mesmo efeito da alteração de 1° na mesma fase para o Fator K .

Ferreira Filho *et al.* (2010) fazem uma análise sobre como os intervalos de agregação na aquisição dos dados da tensão influenciam o Fator K , para tal, foram consideradas nove formas distintas para tratar com os sinais de tensão medidos. Para o processamento do sinal, a cada 12 ciclos de onda, considerou-se uma janela de amostragem. Os períodos de observação foram 200ms, 3s, 10min, 2h e 1 dia. Os métodos usados, foram: aquisição da tensão de linha e cálculo do Fator K a cada janela de 0,2s (M1); a cada 15 janelas, completando 3s, um valor rms das 15 tensões de linha obtidas é calculado e também o Fator K (M2); a cada 3000 janelas (10 min) é calculado o valor rms médio e então o Fator K (M3); a cada 3600 janelas (2h) a média do valor rms das tensões é calculado e posteriormente o Fator K (M4); a cada 15 janelas (3s) o valor rms da tensão de linha é calculado, obtendo a cada 10 min, 200 valores deste. Com estes 200 valores, é calculada novamente a média rms e então computado o Fator K (M5); coincide com o M5 até o intervalo de 10 min. Depois, a cada 2h, 12 valores de 10 min de tensão de linha rms são obtidos, e novamente, o valor rms final é calculado e então o Fator K (M6); a cada 3s, 15 valores de Fator K são totalizados com os quais cada valor rms é calculado. No final do dia, 28800 valores são obtidos. Neste método o Fator K é calculado em cada janela e não apenas no último intervalo de agregação (M7); O Fator K é calculado a cada 15 janelas (3s). A cada 10 min, todas as 200 agregações de 3s são usadas para calcular novamente o Fator K (M8); contém todos os intervalos de agregação e difere do método 6 em que calcula o Fator K a cada janela, então utilizando isso para obter o valor rms em cada intervalo de agregação (M9).

Para o caso do DT foram considerados 2 casos, sendo um deles com DT constante ao longo do dia, considerando diversas configurações entre as fases para o DT, e outro considerando o DT variável ao longo do dia, considerando também dois casos de estudo. A partir dos resultados obtidos aplicando os 9 métodos nesses 2 casos de estudo, observou-se que para o caso de DT constante ao longo do dia, o intervalo de agregação dos dados não influencia o valor do Fator K . Valores de tensão inferiores ao nominal têm maior impacto sobre o DT do que os superiores, ou seja, o indicador é mais sensível aos valores menores. Já para o caso de DT variável, os métodos influenciam no Fator K . Os métodos que mitigam as informações dos valores de tensão (M1, M2 e M7) resultaram em indicadores maiores. Os métodos que calculam o Fator K pelo mesmo intervalo de agregação (M3 e M5 ou M4 e M6) culminam nos mesmos resultados. Outro ponto analisado é que o DT apresenta uma

dependência linear com o desvio padrão dos sinais. Assim, para este caso, os métodos com intervalo de agregação mais curtos resultaram em valores de DT superiores aos obtidos por métodos que possuem janelas maiores, isso se dá, pois, ao calcular a média em intervalos longos, a informação é mais condensada e reduz o desvio padrão dos valores.

Na literatura são expostas algumas metodologias para a correção do DT em um sistema. Bhavaraju e Enjeti (1996) propuseram o uso de um compensador ativo de linha para reduzir o desequilíbrio em um sistema a partir dos terminais da carga. Este processo é baseado na injeção de tensão e de correção em apenas uma das fases, sendo que este valor é proporcional à tensão de sequência negativa do terminal em análise. O objetivo é anular a componente de sequência negativa de tensão, reduzindo, conseqüentemente, o DT. A fim de verificar esta operação, um sistema desequilibrado foi simulado via o software Matlab. No sistema, foram alterados os módulos da tensão de duas fases, elevando uma delas e reduzindo a outra, porém sem modificar o ângulo entre as mesmas. Como consequência, observou-se que é possível reduzir o DT em um sistema alterando a tensão em apenas uma das fases. Além disso, a potência consumida pelo compensador ativo de linha não é significativa, o que viabiliza o uso desta metodologia.

Já Cziker, Chindris e Miron (2008) propuseram uma metodologia para amenizar o DT através da geração distribuída, injetando potência conforme necessário, de modo a assegurar o equilíbrio do sistema.

Echavarría, Acosta-Villarreal e Núñez (2009) seguiram a mesma linha de pesquisa apresentada por Bhavaraju e Enjeti (1996). Segundo os autores, é possível corrigir o desequilíbrio em um sistema utilizando um regulador de tensão com ajuste rápido do *tap* que opere com carga. Este equipamento possui melhor resposta quando comparado aos reguladores de tensão tradicionais, pois faz uso do processo de comutação seminatural. Através deste dispositivo, é possível alterar a tensão em uma das fases, baseada na tensão de sequência negativa, equilibrando os níveis de tensão. Além disso, não há a injeção de harmônicos no sistema.

Para finalizar esta breve revisão bibliográfica, vale comentar sobre um tópico relevante dentre as linhas de pesquisas observadas até o momento, que é o encaminhamento dado para o contexto das *Smart Grids* (SG), ou, Redes Elétricas Inteligentes (REIs).

Segundo Bollen et al. (2010), as REIs referem-se a um modo de operação do sistema de potência utilizando tecnologias de comunicações e de armazenamento de dados, com o intuito de equilibrar o consumo em todos os níveis, ou seja, desde os clientes até os níveis de

mais alta tensão. Com o avanço desta tecnologia e desenvolvimento e penetração das fontes de energias renováveis, como a solar e a eólica, a geração distribuída deve se tornar mais recorrente. Entretanto, estas fontes renováveis requerem alta eficácia e instrumentos de medição avançados, pois caso não sejam executados com perfeição, pode afetar drasticamente toda a qualidade do fornecimento da energia e o SEP como um todo. Esta é uma aplicação possível para as SG, contudo, nas diversas aplicações plausíveis deste conceito, os estudos associados à QEE, como este voltado para o DT, não podem ser negligenciados, pois garantirão a perfeita compatibilidade e eficiência entre os equipamentos e a rede.

Um fator crucial para as redes elétricas é o monitoramento da QEE, e as REIs permitirão que isso possa ser feito continuamente, ajudando assim a mitigar os problemas decorrentes. Assim como o sistema elétrico sofrerá mudanças futuras, novos problemas relacionados à QEE também poderão ser evidenciados, como, por exemplo, a interferência entre os equipamentos e a linha de comunicação, sendo assim, exigidos estudos investigativos a fim de compreender e solucionar estes novos problemas.

3. O Software OpenDSS

Como base de dados usada no desenvolvimento da pesquisa, simulou-se um sistema de distribuição desequilibrado via OpenDSS e, a partir dos dados obtidos sobre as tensões trifásicas, os métodos de análise do Fator K anteriormente apontados foram implementados. O software escolhido foi o OpenDSS, e informações adicionais sobre o mesmo, bem como sobre o SD teste simulado são apresentadas no que segue.

3.1 Aplicações do OpenDSS

O OpenDSS (*Distribution System Simulator*), começou a ser desenvolvido em 1997 na *Electrotek Concepts, Inc.*, por Roger Dugan e Thomas McDermott. O simulador é reportado como sendo uma ferramenta de código aberto (*open source*). Ele foi desenvolvido para simular diversas características de um sistema de distribuição, com a praticidade de ser uma linguagem orientada a objeto, o que facilita o seu uso. Trata-se de um *software* com uma grande abrangência, pois é capaz de executar todo tipo de análise em regime permanente, não se limitando apenas a frequência de 60 Hz. O mesmo pode também ser aplicado a estudos relacionados à geração distribuída e a QEE. Trata-se de uma ferramenta completa, com diversos modos de solução, como fluxo de potência, estudo harmônico e de curto-circuito, entre outros (DUGAN, 2016).

3.2 Descrição dos Comandos Utilizados na Simulação

A descrição dos elementos é baseada em suas características físicas e o *software* permite a inserção de uma ampla gama de parâmetros. Obviamente, quanto mais dados forem empregados na simulação, mais precisa será a solução. Existem algumas definições básicas utilizadas pelo *OpenDSS* (Dugan, 2016; Freitas, 2015):

- **Bus:** Equivalente ao barramento. Trata-se de um elemento que pode possuir n nós. Basicamente é o ponto de conexão para todos os outros e sua principal característica elétrica é a tensão. Todo nó tem uma tensão com referência ao zero (terra).
- **Terminal:** Todo elemento elétrico tem um ou mais terminais, sendo que cada um destes possui um ou mais condutores.

Os elementos do sistema são divididos em dois grupos característicos:

- ***Power Delivery Elements (PD)***: Usualmente constituídos de dois ou mais terminais multi-fase. A função básica é transportar energia de um ponto para o outro. Exemplo: linhas de transmissão, transformadores, indutores, capacitores, entre outros.
- ***Power Conversion Elements (PC)***: São elementos responsáveis pela conversão de energia elétrica em outra forma de energia, e vice e versa. Alguns deles podem armazenar energia temporariamente e posteriormente devolver. A maioria dos PCs possuem apenas um terminal com n fases. Exemplo: cargas, geradores e baterias.

Segundo Dugan (2016) recomenda-se como primeiro passo utilizar o comando *clear*, cuja função é apagar todas as definições de elementos de circuito que possam ter sido feitas em outras simulações.

Dentre os PCs e PDs utilizados na simulação, podem ser brevemente explicados baseado nas referências anteriores. Tais elementos são descritos a seguir.

3.3 Circuit

Representa o equivalente de *Thévenin* visto anterior à subestação ou da subestação vista por um alimentador. Representa um gerador trifásico equilibrado.

Para o OpenDSS este deve ser o primeiro elemento descrito, além disso, é necessário fornecer, dentre outros parâmetros, o nome do circuito, o barramento conectado (*bus1*), tensão de base (*basekV*), número de fases (*phases*), defasagem inicial da tensão (*angle*) e tensões de curto-circuito trifásica (*mascv 3*) e monofásica (*mascv 1*).

Para o sistema simulado, não foram fornecidos os dados necessários para as potências de curto-circuito, sendo assim, foram empregados valores baseados em Freitas (2015). Uma consequência direta destes dados é a estabilidade da barra de geração, embora isto não tenha efeito muito impactante nos resultados obtidos e principalmente para o estudo em questão. Outro ponto relevante é que foi considerado apenas um gerador ideal, desprezando a impedância em série, devido à falta de dados disponíveis.

A seguir, tem-se um exemplo da simulação (Figura 1):

Figura 1 - Exemplo de Circuit

```
New Circuit.IC_IEEE13
~ basekv = 115 pu = 1.0 phases = 3 bus1 = SourceBus
~ Angle = 30
~ MVAsc3=20000 MVAsc1=21000
```

3.3.1 LineCode

A fim de simplificar a simulação, se um grupo de linhas de transmissão possuir as mesmas características elétricas, ao invés de repetir as mesmas descrições todas as vezes, é possível escrever apenas uma vez estas definições como uma configuração de linha e referenciar apenas esta configuração ao descrever a linha. Para isto, utiliza-se o comando *LineCode*.

Algumas das propriedades dos cabos e linhas que podem ser descritas, são: nome escolhido para o arranjo, número de fases (*Nphases*), frequência de base das impedâncias descritas (*Basefreq*), unidade de comprimento (*Units*), impedância dos cabos. Para este último, ele é descrito na forma da matriz impedância (*Rmatrix* e *Xmatrix*), que pode ser descrita diretamente ou podem ser geradas através da especificação das componentes simétricas do condutor (*R1*, *R0*, *X1*, *X0*, *C1*, *C0*).

A título de exemplo, tem-se a Figura 2:

Figura 2 - Exemplo de LineCode

```
New Linecode.601 nphases = 3 basefreq = 60
~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414)
~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348)
~ cmatrix = (16.7107 | -5.2940 15.8086 | -3.3409 -1.9674 14.9596)
~ units = mi
```

3.3.2 Linha

Comando utilizado para simular uma linha do sistema, através de suas características físicas e elétricas, descritas diretamente no comando *line* ou por meio de comandos auxiliares como *LineCode* e *LineGeometry*. A modelagem baseia-se no modelo π com capacitância *shunt*.

No estudo em questão, foi empregado o uso de *LineCode*. Assim, dentre as características descritivas podem ser citadas: nome da linha, número de fases (*Nphases*), terminais conectados (*Bus1* e *Bus2*), configuração referente à linha (*LineCode*), comprimento

(*Lenght*) e unidade de comprimento (*Units*). Nos terminais, é possível especificar a ordem de conexão das fases, o número de fases presentes e se há ou não presença de neutro. Caso não seja descrita esta ordem, o *software* assume como uma linha trifásica com os terminais conectados na ordem normal. A seguir tem-se um exemplo contendo uma linha monofásica, uma bifásica e outra trifásica (Figura 3):

Figura 3 - Exemplo de linha monofásica, bifásica e trifásica

New Line.684611	Phases = 1	bus1 = 684.3	bus2 = 611.3	LineCode = 605	length = 300	units = ft
New Line.645646	Phases = 2	bus1 = 645.3.2	bus2 = 646.3.2	LineCode = 603	length = 300	units = ft
New Line.632633	Phases = 3	bus1 = 632.1.2.3	bus2 = 633.1.2.3	LineCode = 602	length = 500	units = ft

É válido observar que caso não sejam descritas as conexões das fases, o mesmo procedimento mencionado anteriormente ocorre com as cargas e capacitores.

3.3.3 Carga

A descrição das cargas é complexa e podem ser definidas basicamente pela potência ativa (kW) nominal e fator de potência (fp) ou potência ativa e potência aparente (kVAr). Caso não seja mencionado, *software* as assume como sendo balanceadas, caso seja necessário descrever uma carga desequilibrada, é necessário modelar como uma carga monofásica em cada fase, com seus respectivos dados.

Para a simulação no OpenDSS é necessário referenciar qual o modelo da carga (*model*). Sendo estas configurações:

- 1- P e Q constantes (padrão)
- 2- Z constante
- 3- P constante e Q quadrático
- 4- P nominalmente linear e Q quadrático
- 5- Corrente constante
- 6- P constante e Q fixado no valor nominal
- 7- P constante e Q quadrático (fixado)
- 8- ZIPV

Sendo *P* a potência ativa; *Q* a potência reativa; *Z* a impedância; e *ZIPV* é o conjunto de 7 coeficientes usados para descrever certos tipos de cargas.

Vale lembrar que os termos definidos como “constante” podem sofrer modificações de acordo com o *LoadShape* das cargas. Já os descritos como “fixado” não sofrerão nenhuma alteração, ou seja, serão sempre os mesmos valores.

Dentre os parâmetros descritos na modelagem podem ser citados: nome da carga, barramento e a fase em que está conectada (*Bus1* e *Bus2*), número de fases (*Phases*), qual o modelo da carga (*Model*), tipo de ligação (*Conn*) (estrela ou delta), tensão nominal (*kV*), potência ativa (*kW*) e reativa (*kvar*), fator de potência (*pf*).

Entretanto deve-se atentar para alguns pontos: A tensão da carga varia de acordo com o número de fases. Para cargas bifásicas ou trifásicas (caso não seja mencionado o tipo de ligação) deve ser inserida a tensão de linha, do mesmo modo que para uma carga ligada em delta. Caso o tipo de ligação seja estrela, deve-se usar tensão de fase. Ainda para o caso de uma carga trifásica, deve ser colocada a potência total da carga, tanto ativa quanto reativa.

A seguir tem-se Figura 4, que contém o exemplo de uma carga trifásica desequilibrada e outra equilibrada:

Figura 4 - Exemplo de carga trifásica desequilibrada e equilibrada

New Load.634a	bus1 = 634.1	Phases = 1	Conn = Wye	model = 1	kv = 0.277	kw = 160	kvar = 110
New Load.634b	bus1 = 634.2	Phases = 1	Conn = Wye	model = 1	kv = 0.277	kw = 120	kvar = 90
New Load.634c	bus1 = 634.3	Phases = 1	Conn = Wye	model = 1	kv = 0.277	kw = 120	kvar = 90
New Load.671	bus1 = 671.1.2.3	Phases = 3	Conn = Delta	model = 1	kv = 4.16	kw = 1155	kvar = 660

No sistema em análise há a presença de carga distribuída, no caso a simulação foi feita a concentração de toda a carga no ponto de distribuição da carga, onde foi criado um barramento auxiliar (intitulado de “Pto” no presente trabalho) em que foi estabelecida uma carga concentrada com os mesmos parâmetros da carga distribuída. Como resultado, o efeito de ambas é o mesmo. A partir de então, a simulação ocorre do mesmo modo que a de uma carga trifásica desequilibrada, conforme descrito na Figura 4.

3.3.4 Capacitor

O modelo implementado no *software* é basicamente um elemento PD de dois terminais. Caso não seja especificada a conexão feita no segundo barramento, assume-se para a configuração padrão estrela aterrado. Caso a configuração definida seja delta, o segundo terminal é eliminado, e esta alteração da conexão pode ser feita do mesmo modo que para a

carga, através do comando “*Conn*”. Caso seja bifásico ou trifásico, a tensão descrita na modelagem deve ser a de linha assim como para conexão em delta.

Alguns dos dados que podem ser inseridos são: nome, número de fases (*Phases*), barramento e em quais fases está conectado (*Bus*), tensão (*kV*) e potência reativa total (*kvar*).

Exemplo (Figura 5):

Figura 5 - Exemplo de capacitores trifásico e monofásico

```
New Capacitor.Cap675 Phases = 3 bus = 675 kv = 4.16 kvar = 600
New Capacitor.Cap611 Phases = 1 bus = 611.3 kv = 2.4 kvar = 100
```

3.3.5 Transformador

Trata-se de um elemento PD com mais de um terminal, possuem dois ou mais enrolamentos, podendo ser monofásicos ou multifásicos. O padrão para o *OpenDSS* é a conexão estrela - delta. Alguns dos principais parâmetros que devem ser fornecidos são: nome do elemento, número de fases (*phases*), porcentagem de reatância série em p.u. (*Xhl*), número de enrolamentos (*Windings*). Neste ponto, é necessário especificar as características de cada enrolamento (*Wdg*): indicar qual enrolamento se trata, barramento em que está conectado (*Bus*), tensão neste lado (*kV*), potência (*kVA*), tipo de conexão (*Conn*) delta ou estrela, e porcentagem de perda resistiva (*%loadloss*). Este procedimento deve ser feito para todos os enrolamentos.

No caso da simulação, como a tensão de saída do transformador da subestação, publicada pelo IEEE é igual a 1 p.u., para que este resultado seja obtido, é necessário que a impedância do transformador da subestação seja reduzida (Freitas, 2015).

Outro ponto, é que no caso da descrição da impedância por enrolamento, deve ser colocado apenas metade do valor total em cada lado do transformador, de modo que a totalidade seja o valor real. Conforme exposto na Figura 6, a seguir:

Figura 6 - Exemplo de transformador

```
New Transformer.XFM1 Xhl = 2 Phases = 3 Windings = 2
~ wdg = 1 bus = 633 kv = 4.16 kva = 500 conn = Wye %r = 0.55
~ wdg = 2 bus = 634 kv = 0.48 kva = 500 conn = Wye %r = 0.55
```

3.3.6 Regulador de Tensão

Este comando é utilizado para simular um regulador de tensão, cuja função é controlar a tensão. Deve ser conectado a um enrolamento de um transformador em particular para fazer o monitoramento da tensão neste ponto. Geralmente, para o controle, faz-se ajustes no *tap* do transformador.

Para a simulação, primeiro é necessário descrever o transformador em que será aplicado o controle. Este procedimento deve ser feito conforme mencionado anteriormente.

Posteriormente, definem-se os parâmetros, como: nome, número de fases (*phases*), nome do transformador em que o regulador está conectado (*Transformer*), enrolamento do transformador sobre o qual ele atua (*Winding*), tensão de referência (*Vreg*), banda de operação permitida (*Band*), relação de transformação do transformador de potencial (*PTratio*), relação de transformação do transformador de corrente (*CTprim*) e impedância (*R* e *X*).

No caso em estudo, para a simulação foi criado um transformador cuja proporção de transformação é 1:1, ou seja, serve como ferramenta de controle. Em cada uma das fases foi inserida um regulador. Exemplo (Figura 7):

Figura 7 - Exemplo de regulador na fase A

```
New Transformer.RegA Phase = 1 Xhl = 0.01 %LoadLoss = 0.001
~ wdg = 1 bus = 650.1 kv = 2.4 kva = 1666.7
~ wdg = 2 bus = Reg.1 kv = 2.4 kva = 1666.7
New Regcontrol.RegA transformer = RegA
~ Winding = 2 vreg = 122 band = 2 ptratio = 20 ctpri = 700 R = 3 X = 9
```

Na Figura 7, descreve apenas a regulação de uma fase, porém o mesmo procedimento deve ser feito para as restantes. Uma vez que são simulados reguladores monofásicos, eles podem ser conectados em estrela aterrado, delta, ou delta aberto. No sistema em questão, a conexão adotada é estrela aterrado.

3.3.7 Chave

No *OpenDSS* a chave caracteriza-se como uma forma de linha especial, ou seja, descreve-se uma linha, conforme citado anteriormente, porém adiciona-se a característica de uma chave, através do comando *switch* na definição da linha. Despreza-se o comprimento e no caso do estudo em questão, não foram inseridas perdas. A título de exemplo, tem-se a Figura 8:

Figura 8 - Exemplo de chave

```
New Line.Chave671692 Phases = 3 bus1 = 671 bus2 = 692 switch = y
```

3.3.8 Modo de Simulação

Para que a solução seja dada em p.u. é necessário definir as bases do sistema, para isso faz-se uso do comando *Set voltagebases*.

O *software* permite diversos modos de resolução, conforme citados anteriormente. No presente estudo, aplicou-se a solução padrão (*Snapshot*). Esta escolha pode ser feita através do comando *Set mode*. O comando *solve* executa a solução. A Figura 9, a seguir, demonstra um exemplo:

Figura 9 - Solução aplicada na simulação

```
Set Voltagebases = [115, 4.16, .48]  
calcVoltageBases  
Solve
```

Resolvida a simulação, é possível obter as respostas desejadas através do ícone *Show* ou pode ser inserido no código (Figura 10):

Figura 10 - Comandos para exposição dos resultados

```
Show Voltages LN Nodes  
//Show Currents Elem  
//Show Powers kVA Elem  
//Show Losses
```

4. O Sistema de Distribuição Teste Simulado e Validação

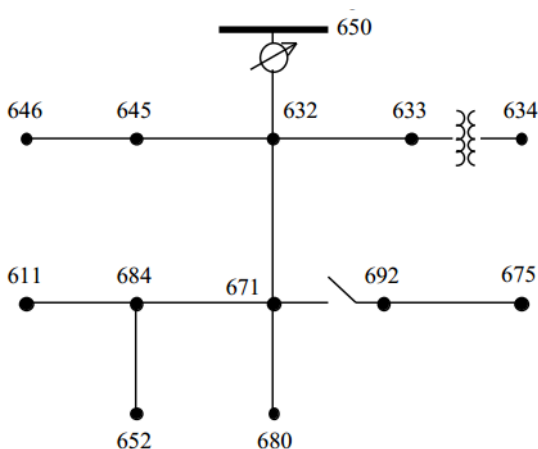
4.1 SD Teste Simulado

O SD teste simulado na presente pesquisa é o SD de 13 nós (barras), apresentado pelo IEEE (PES, 2000 - 2010).

Dentre suas características podem-se destacar: não é extenso e opera em 4,16kV, sendo relativamente carregado; possui linhas aéreas e subterrâneas; banco de capacitores em derivação (*shunt*); transformador abaixador em série; regulador de tensão; e, principalmente, possui cargas desbalanceadas; tornando assim propício o uso deste sistema para o estudo em questão.

A seguir, na Figura 11, tem-se o diagrama unifilar do SD de 13 nós (barras), apresentado pelo IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010).

Figura 11 - Diagrama unifilar do SD de 13 Nós



Fonte: IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010).

A descrição dos parâmetros do sistema encontra-se nos tópicos seguintes.

4.1.1 Características das Linhas

A Tabela 1 caracteriza as linhas aéreas e subterrâneas do sistema, as configurações 606 e 607 descrevem as linhas subterrâneas. O espaçamento ID representa a distribuição

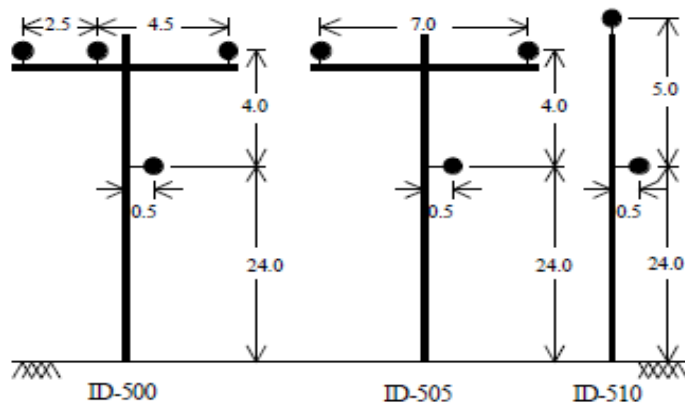
física dos condutores em cada arranjo. No caso da Figura 12, trata-se das linhas aéreas, medidas em metro.

Tabela 1 - Configuração das linhas aéreas e subterrâneas

Configuração	Fases	Condutor	Neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

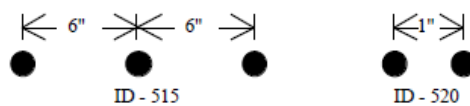
Figura 12 - Distribuição das linhas aéreas



Fonte: Radial Distribution Test Feeder

A Figura 13 representa os arranjos subterrâneos.

Figura 13 - Distribuição das linhas subterrâneas



Fonte: Radial Distribution Test Feeder

A Tabela 2 representa os dados das linhas.

Tabela 2 - Dados das linhas

Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Configuração
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	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

4.1.2 Características dos Transformadores

O SD em análise possui 2 transformadores trifásicos, cujas características são descritas através da Tabela 3.

Tabela 3 - Dados dos transformadores

Transformador	Potência (kVA)	kV primário	kV secundário	R - %	X - %
Subestação	5.000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1,1	2

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

4.1.3 Características dos Bancos de Capacitores

O SD em estudo possui 2 bancos de capacitores, sendo um trifásico e outro monofásico, conforme descrito na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados dos bancos de capacitores

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
	(kVAr)	(kVAr)	(kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

4.1.4 Características do Regulador de Tensão

O SD possui um regulador trifásico com conexão estrela aterrada. Os dados são descritos pela Tabela 5.

Tabela 5 - Dados do regulador trifásico

Regulador ID	1		
Segmento de instalação	650 - 632		
Localização	50		
Fases	A - B -C		
Conexão	Estrela Aterrado		
Fases Monitoradas	A-B-C		
Banda (V)	2.0		
Relação do TP	20		
Relação do TC	700		
Ajustes do Compensador	Fase A	Fase B	Fase C
R (p.u.)	3	3	3
X(p.u.)	9	9	9
Nível de Tensão (V)	122	122	122

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

4.1.5 Características das Cargas

As cargas distribuídas e concentradas no sistema são descritas pelas Tabelas 6 e 7, respectivamente.

Tabela 6 - Dados da carga distribuída

Nó A	Nó B	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

Tabela 7 - Dados das cargas concentradas

Nó	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

Adaptado: 13-node test feeder – IEEE

4.2 Validação da Simulação Realizada

Com o intuito de averiguar a simulação executada via OpenDSS, verificou-se o DT manifestado no sistema em análise, avaliando a tensão em uma barra em um determinado período de tempo (janela de tempo), e comparando os resultados obtidos com os dados do mesmo sistema simulado via o software ATP (*Alternative Transients Program*). A realização desta comparação foi somente para analisar os resultados do *software* escolhido com outro já consolidado e amplamente difundido na literatura técnico-científica, no caso o software ATP. Além disso, serviu como estudo para realizar a modelagem de um sistema em uma ferramenta com menor nível de complexidade na simulação dos elementos, apresentando-a como uma alternativa para análises em regime permanente.

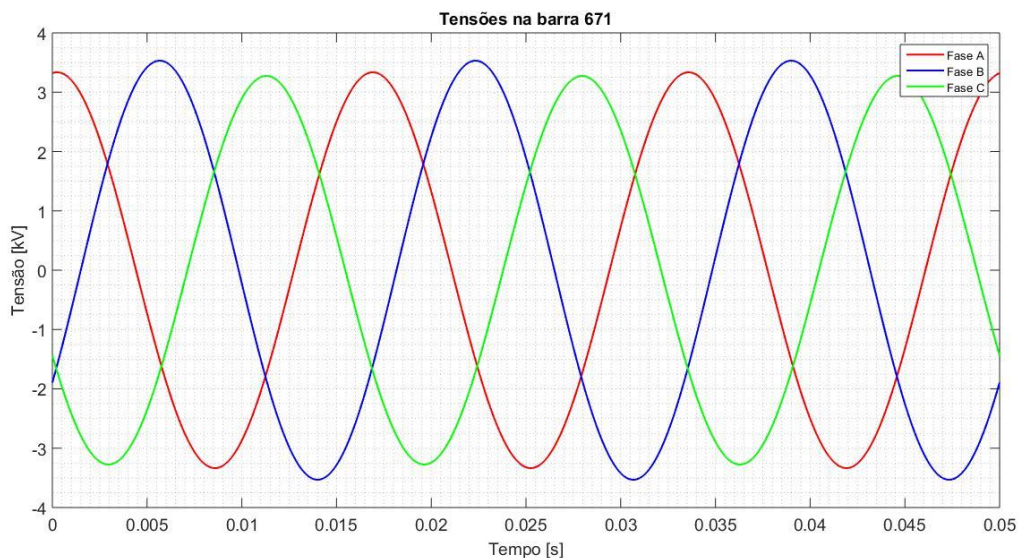
4.2.1 Verificação do DT

A fim de verificar o desequilíbrio de tensão no sistema simulado, é possível ver as formas de onda da tensão na barra 671, conforme exposto na Tabela 8 e na Figura 14.

Tabela 8 - Valores de tensão para barra 671

Fase	V [kV _{rms}]	Fase [°]
A	2,3603	-5,4
B	2,4984	-122,4
C	2,3173	116,0

Figura 14 – Tensões de fase trifásicas na barra 671



Através dos valores da Tabela 8 e da

Figura 14 é possível observar que de fato o sistema é desequilibrado. Portanto, a análise sobre o DT é justificável para este caso em estudo. Sendo assim, os resultados completos obtidos na simulação serão expostos nos capítulos seguintes.

4.2.2 Verificação do DT no Sistema Simulado

Neste tópico é apresentada uma comparação entre as simulações executadas com os dados disponibilizados por Freitas (2015) e IEEE 13 Node Test Feeder (IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010)). A finalidade desta comparação é consolidar os resultados

obtidos na modelagem do circuito, sendo para isto utilizada apenas uma barra para representar o DT no circuito. A seguir tem-se a tensão na fase A para três barras do sistema (Tabela 9):

Tabela 9 - Comparação entre os valores simulados e os resultados disponibilizados

Bus	Simulação		IEEE Test Feeder*		Freitas (2015)**	
	Módulo[V]	Fase [°]	Módulo [V]	Fase [°]	Módulo [V]	Fase [°]
	Fase A		Fase A		Fase A	
632	2435,40	-2,60	2452,21	-2,49	2460,14	-1,90
634	273,48	-3,30	275,47	-3,23	277,16	-2,60
675	2343,63	-5,70	2362,15	-5,56	2404,90	-4,20

* IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010).

** Freitas (2015)

Nas Figura 15, Figura 16 e Figura 17 são apresentadas as curvas baseadas nos dados da Tabela 9, onde as três curvas são sobrepostas. As indicações Sim., IEEE e Radatz, referem-se às curvas obtidas através dos dados da simulação, referência do IEEE e Freitas (2015), respectivamente.

Figura 15 - Curvas com zoom para comparação (Barra 632 - Fase A)

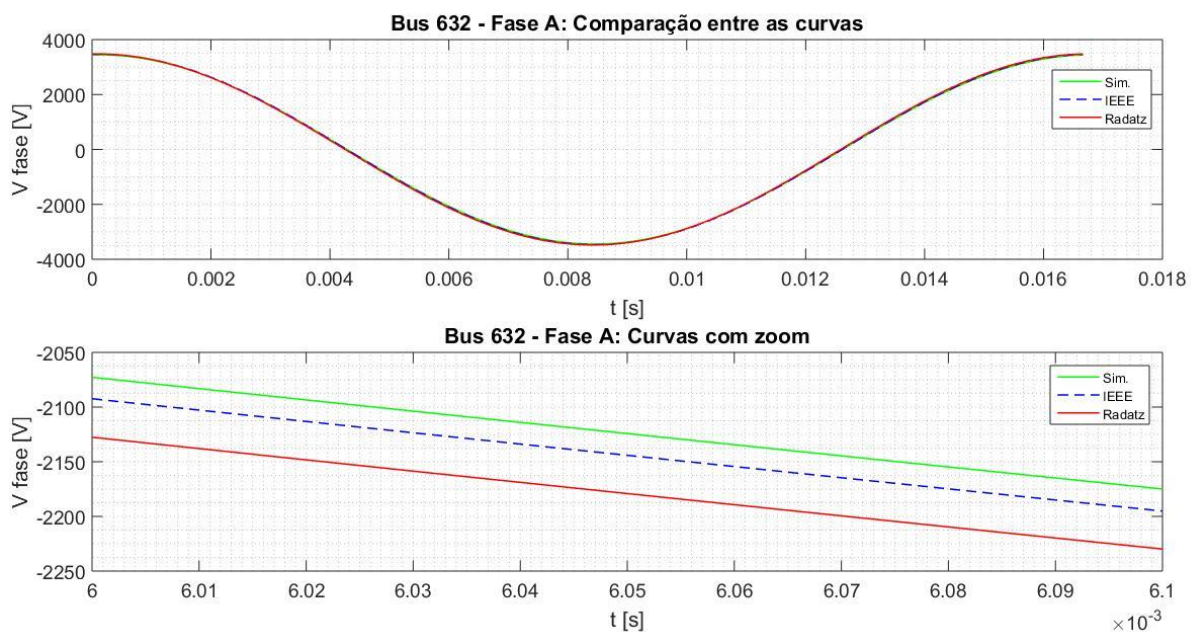


Figura 16 - Curvas com zoom para comparação (Barra 634 - Fase A)

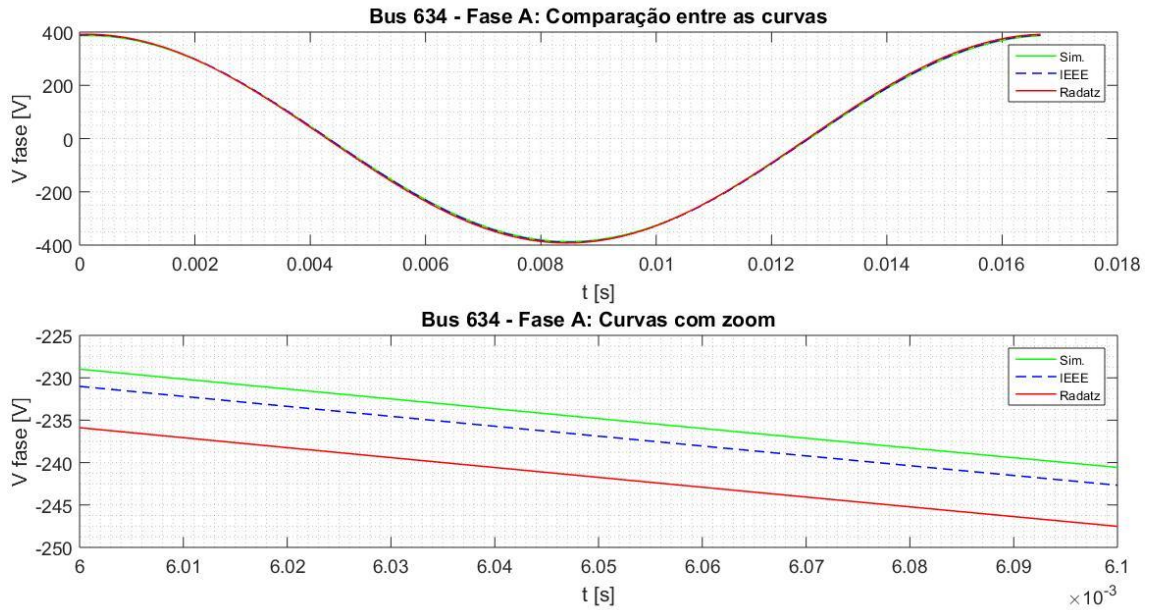
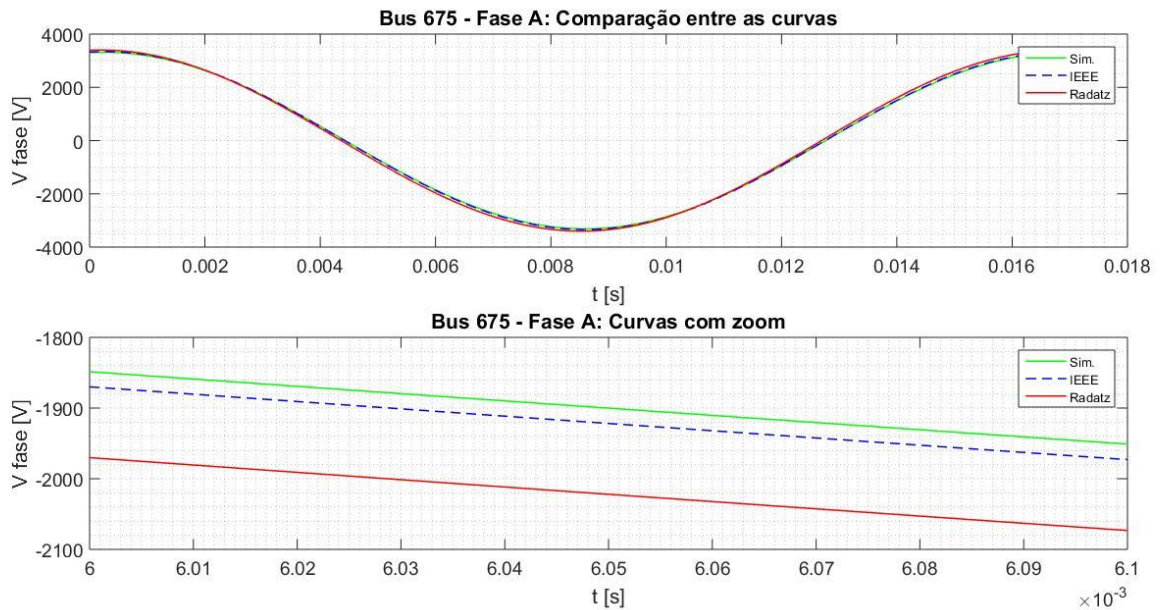


Figura 17 - Curvas com zoom para comparação (Barra 675 - Fase A)



Através das curvas expostas nas Figura 15, Figura 16 e Figura 17, é possível observar que há apenas uma pequena divergência entre os valores simulados com os utilizados para comparação. Esta diferença ocorre devido às considerações adotadas na modelagem do sistema, especificamente no que se refere às potências de curto-circuito (trifásica e monofásica) e ao ajuste da impedância do transformador. O valor de curto-circuito não impacta significativamente nos resultados, visto que não foram feitas análises sob as

condições de faltas elétricas, porém, foi realizado o ajuste da impedância do transformador para que na barra de geração (Sourcebus) o valor da tensão seja muito próximo de 1 p.u..

Os valores utilizados para a comparação, com base em Freitas (2015) e no IEEE 13 Node Test Feeder (IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010)), podem ser obtidos junto à documentação do *software* OpenDSS (domínio livre) ao instalar o aplicativo. Além do material de apoio, no qual é possível encontrar descrições teóricas da ferramenta e exemplos de simulação, encontram-se também os valores mencionados neste trabalho.

5. Resultados e Análises

5.1 Resultados da Simulação

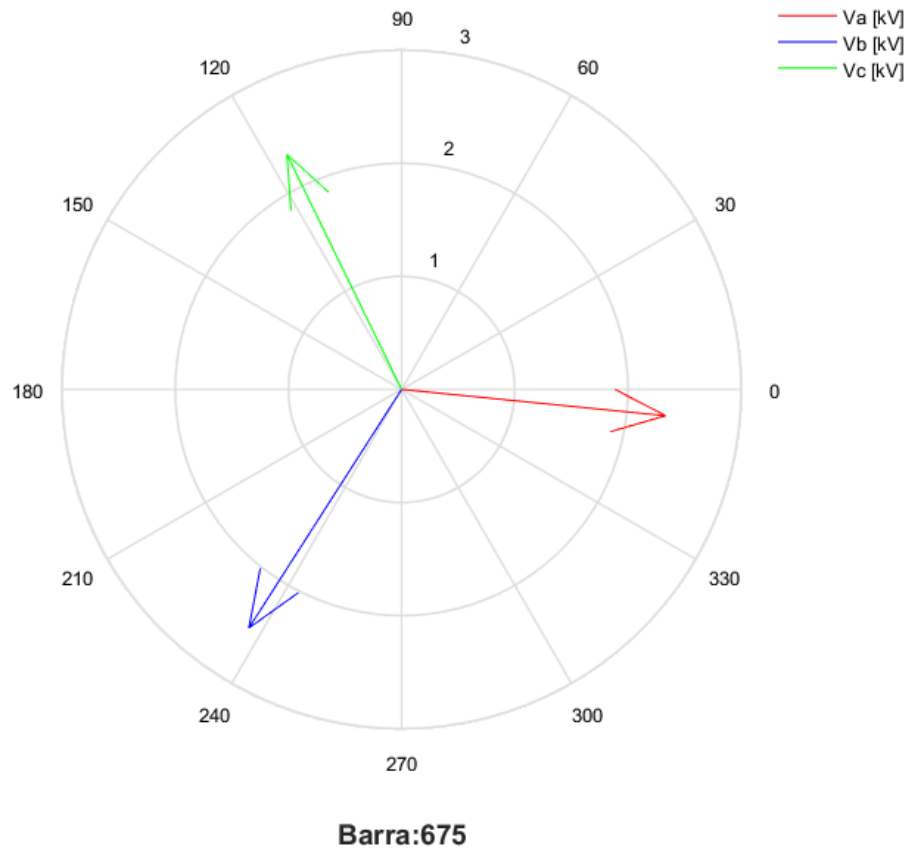
Com base no que foi descrito anteriormente, e nos dados do sistema expostos no Capítulo 4, foi executada a simulação do sistema através do OpenDSS. A Tabela 10 apresenta os valores das tensões de fase trifásicas obtidas para todas as barras.

Tabela 10 - Resultados da simulação do sistema de 13 barras via OpenDSS

Barramento	Fase	V _{fase} [kV]	Ângulo [°]	p.u.	V _{base} [kV]	Fase - Fase	V _{linha} (kV)	Ângulo [°]	p.u.
Sourcebus	A	66,3940	30,0	0,99999	115,00	A-B	115,0000	60,0	0,99999
	B	66,3950	-90,0	0,99999	115,00	B-C	115,0000	-60,0	0,99999
	C	66,3940	150,0	0,99998	115,00	C-A	115,0000	180,0	0,99999
Regulador	A	2,5357	0,0	1,05580	4,16	A-B	4,3533	29,7	1,04650
	B	2,4911	-120,0	1,03720	4,16	B-C	4,3537	-89,7	1,04660
	C	2,5357	120,0	1,05580	4,16	C-A	4,3919	150,0	1,05570
632	A	2,4355	-2,6	1,01400	4,16	A-B	4,2323	28,1	1,01740
	B	2,4709	-121,8	1,02880	4,16	B-C	4,2382	-92,4	1,01880
	C	2,4111	117,7	1,00390	4,16	C-A	4,2035	147,8	1,01050
645	B	2,4488	-122,0	1,01960	4,16	B-C	4,2106	-92,4	1,01220
	C	2,4065	117,8	1,00200	4,16				
646	B	2,4447	-122,0	1,01790	4,16	B-C	4,2002	-92,4	1,00970
	C	2,4016	117,8	0,99995	4,16				
633	A	2,4282	-2,6	1,01100	4,16	A-B	4,2216	28,0	1,01480
	B	2,4663	-121,8	1,02680	4,16	B-C	4,2278	-92,5	1,01630
	C	2,4047	117,7	1,00120	4,16	C-A	4,1929	147,7	1,00790
671	A	2,3597	-5,4	0,98248	4,16	A-B	4,1427	27,1	0,99585
	B	2,4981	-122,4	1,04010	4,16	B-C	4,2044	-94,4	1,01070
	C	2,3166	116,0	0,96453	4,16	C-A	4,0773	145,6	0,98013
684	A	2,3551	-5,4	0,98055	4,16				
	B	2,3117	115,9	0,96250	4,16	C-A	4,0675	145,5	0,97776
652	A	2,3418	-5,4	0,97502	4,16				
611	C	2,3069	115,7	0,96048	4,16				
680	A	2,3597	-5,4	0,98248	4,16	A-B	4,1427	27,1	0,99585
	B	2,4981	-122,4	1,04010	4,16	B-C	4,2044	-94,4	1,01070
	C	2,3166	116,0	0,96453	4,16	C-A	4,0773	145,6	0,98013
692	A	2,3594	-5,4	0,98236	4,16	A-B	4,1425	27,1	0,99579
	B	2,4981	-122,4	1,04010	4,16	B-C	4,2043	-94,4	1,01070
	C	2,3164	116,0	0,96445	4,16	C-A	4,0769	145,6	0,98003
675	A	2,3436	-5,7	0,97579	4,16	A-B	4,1324	27,0	0,99338
	B	2,5039	-122,6	1,04250	4,16	B-C	4,2013	-94,6	1,00990
	C	2,3116	116,0	0,96245	4,16	C-A	4,0643	145,4	0,97700
634	A	0,2735	-3,3	0,98685	0,48	A-B	0,47636	27,6	0,99242
	B	0,2794	-122,3	1,00820	0,48	B-C	0,47882	-93,0	0,99754
	C	0,2722	117,2	0,98212	0,48	C-A	0,47385	147,0	0,98720
650	A	2,4008	0,0	0,99958	4,16	A-B	4,1585	30,0	0,99963
	B	2,4012	-120,0	0,99975	4,16	B-C	4,1588	-90,0	0,99971
	C	2,4008	120,0	0,99958	4,16	C-A	4,1582	150,0	0,99957

A Figura 18 descreve o comportamento fasorial das tensões de fase na barra 675, que através da Tabela 10 é possível observar que está desequilibrada.

Figura 18 - Diagrama fasorial das tensões de fase da barra 675

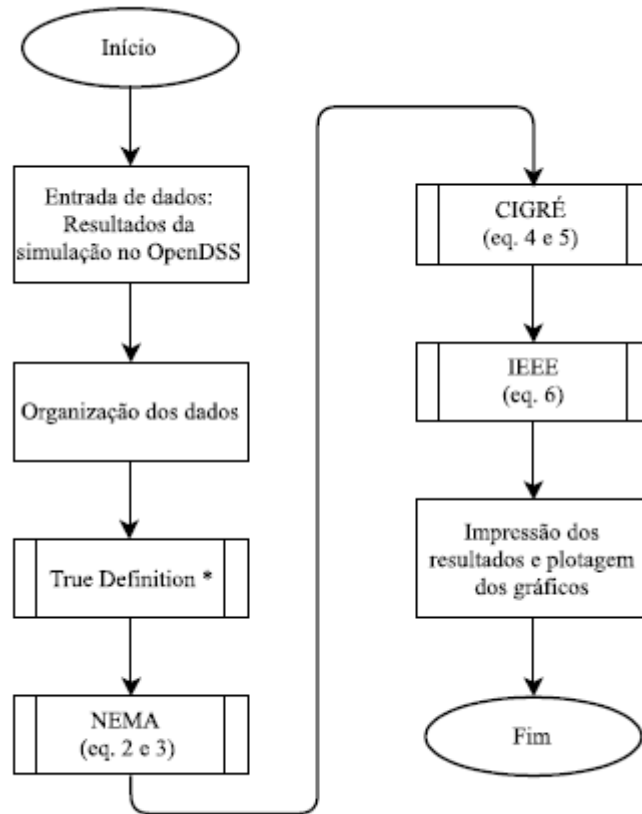


A Figura 18 evidencia o DT no sistema, visto que é possível observá-lo, principalmente, devido à defasagem entre cada uma das fases, que são diferentes de 120° .

5.2 Cálculo dos Fatores K

Nesta seção serão apresentados os cálculos dos Fatores K para cada um dos métodos propostos anteriormente: TD (baseado no método das componentes simétricas), NEMA, CIGRÉ e IEEE. Para tal, foi desenvolvida uma rotina de cálculos com o auxílio do software Matlab. A implementação é ilustrada pelo algoritmo a seguir (Figura 19):

Figura 19 - Diagrama de blocos para os cálculos do Fator K



*O desenvolvimento dos cálculos será explicado a seguir

Para o cálculo do TD, inicialmente devem ser calculadas as componentes de sequência negativa e positiva. O cálculo destas componentes é como o encontrado em Kindermann (1992).

Baseado no teorema de *Fortescue* descrito anteriormente, para um sistema trifásico, faz-se uso do operador \hat{a} , onde:

$$\hat{a} = 1 \angle 120^\circ \quad (7)$$

Assim, dados os vetores das tensões de fase (\dot{V}_a, \dot{V}_b e \dot{V}_c), é possível relacioná-los com as componentes de sequência através da seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Desenvolvendo a equação anterior, tem-se que:

$$\dot{V}_{a0} = \frac{1}{3}(\dot{V}_a + \dot{V}_b + \dot{V}_c) \quad (9)$$

$$\dot{V}_{a1} = \frac{1}{3}(\dot{V}_a + \hat{a}\dot{V}_b + \hat{a}^2\dot{V}_c) \quad (10)$$

$$\dot{V}_{a2} = \frac{1}{3}(\dot{V}_a + \dot{a}^2\dot{V}_b + \dot{a}\dot{V}_c) \quad (11)$$

Sendo:

\dot{V}_{a0} a componente de sequência zero;

\dot{V}_{a1} a componente de sequência positiva; e

\dot{V}_{a2} a componente de sequência negativa.

Logo, para o cálculo do TD, inicialmente, devem ser implementadas as equações 10 e 11 e, posteriormente, a equação 1. Para os métodos NEMA, CIGRÉ e IEEE não foram expostos os passos empregados, pois são resultados da implementação direta das equações citadas no diagrama de blocos apresentado na Figura 19.

Como resultado da execução dos passos descritos na Figura 19 foram obtidos os dados expostos na Tabela 11. Vale ressaltar que por definição os cálculos do desequilíbrio de tensão expostos anteriormente aplicam-se apenas a sistemas trifásicos, conforme mencionado no Capítulo **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Logo as barras 646, 645, 611, 684 e 652 não foram consideradas no algoritmo, visto que são pontos monofásicos ou bifásicos. Para a exposição dos dados, foi considerado também o regulador de tensão, embora este não se caracterize como uma barra de carga do sistema.

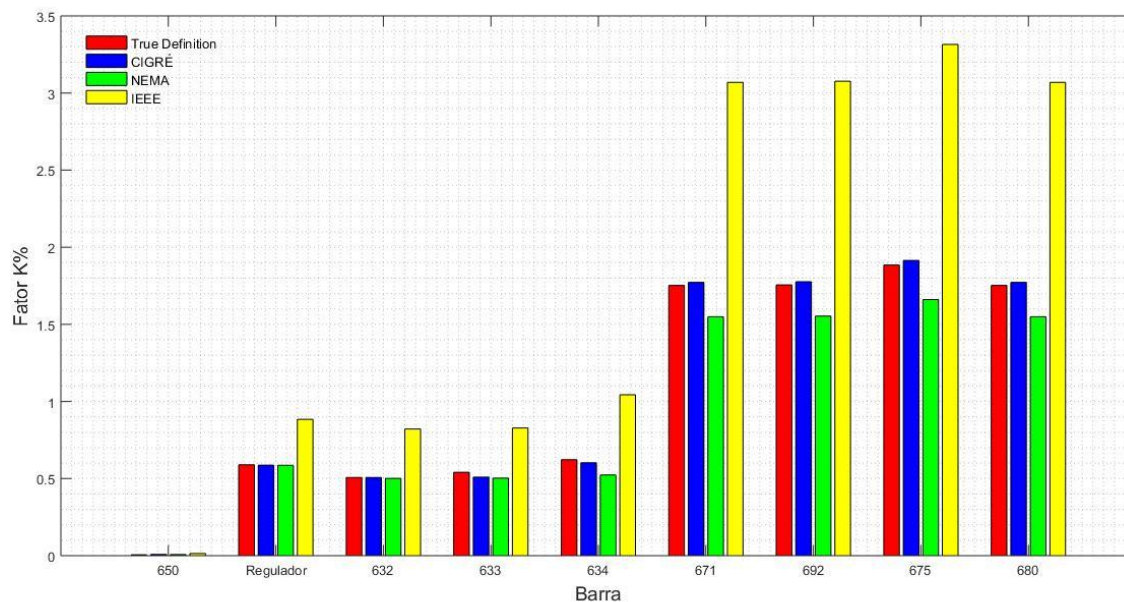
Tabela 11 - Fator K resultante devido à aplicação dos quatro métodos nas barras trifásicas do sistema em análise (valores em %)

Método	Barra								
	650	Regulador de Tensão	632	633	634	671	692	675	680
TD	0,0056	0,5898	0,5072	0,5411	0,6224	1,7522	1,7560	1,8849	1,7522
CIGRÉ	0,0083	0,5872	0,5069	0,5096	0,6024	1,7720	1,7763	1,9144	1,7720
NEMA	0,0072	0,5863	0,5010	0,5031	0,5234	1,5494	1,5535	1,6608	1,5494
IEEE 936 - 1987	0,0144	0,8840	0,8214	0,8282	1,0434	3,0690	3,0764	3,3151	3,0690

5.2.1 Análise Comparativa dos Fatores K

Com base nos dados expostos na Tabela 11 é possível representá-los graficamente, conforme apresentado na Figura 20.

Figura 20 - Comparação entre os cálculos do Fator K para cada um dos métodos aplicado



Baseado nos limites estabelecidos pelo PRODIST (2018) observa-se que os níveis de desequilíbrio apresentados no sistema estão dentro da faixa de valores regulamentados, uma vez que para todas as barras trifásicas, estes valores são inferiores a 2% para os métodos CIGRÉ e TD.

A partir da análise gráfica, a primeira questão que pode ser observada é que embora os quatro métodos sejam aplicáveis para o cálculo do desequilíbrio de tensão em um sistema qualquer, cada um dos métodos culmina em valores absolutos diferentes. Portanto, apenas citar o valor do Fator K não é o bastante para caracterizá-lo. Segundo Rodriguez, Fuentes e Matta (2015), ao se mencionar valores de desequilíbrios de tensão, devem ser comentados qual dos métodos foi adotado para seu cálculo, pois existem diversas condições de desequilíbrio e as definições podem resultar em valores distintos.

Estas divergências podem ocorrer, pois cada um dos métodos envolve parâmetros distintos para o cálculo e são baseados em metodologias matemáticas diferentes. Alguns métodos envolvem os módulos da tensão de linha para o cálculo do DT, como é o caso dos métodos NEMA, IEEE e CIGRÉ. Em contrapartida, o método TD é baseado nas componentes de sequência positiva e negativa. Consequentemente, faz uso do fasor de tensão (amplitude e fase).

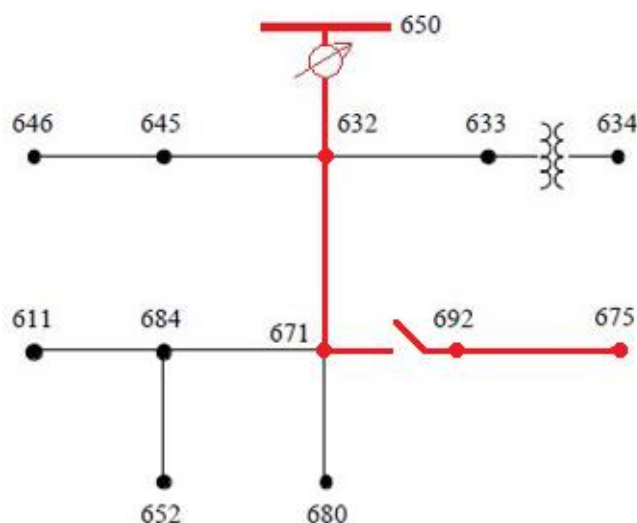
É possível analisar que tanto o CIGRÉ quanto o TD implicam em valores bastante próximos, fato esperado, uma vez que ambos os métodos são recomendados pelo PRODIST

(2018). Outra característica que pode ser notada é que o método que apresentou os maiores valores foi o IEEE, e este comportamento foi mantido para todas as barras.

Nota-se também que quanto mais distantes os barramentos estão da subestação, maior é o nível de desequilíbrio apresentado, como é caso das barras 675 e 680.

Embora o gráfico da Figura 20 apresente os valores absolutos do Fator K para os quatro métodos distintos, faz-se necessário analisar o comportamento deles. Ou seja, como variam ao longo do sistema e como são impactados pela alteração nos padrões de tensão do sistema, seja em fase ou módulo. Para este tipo de análise, é necessário normalizar os parâmetros. Para tal, foram selecionadas algumas barras do sistema que compõem um caminho com conexão física direta dos alimentadores. As barras selecionadas foram: 650, Regulador, 632, 671, 692 e 675. Através da Figura 21 é possível observar esta ligação.

Figura 21 - Diagrama unifilar com o caminho selecionado



Fonte: IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010) (Modificado).

Para a normalização dos dados foi utilizada a Equação 12:

$$X_{normalizado} = \frac{x - x_{min}}{x_{máx} - x_{min}} \quad (12)$$

Onde:

$X_{normalizado}$ é o resultado do parâmetro normalizado;

x é o parâmetro a ser normalizado;

x_{min} é o valor mínimo do conjunto de dados do parâmetro a ser normalizado; e

$x_{máx}$ é o valor máximo do conjunto de dados do parâmetro a ser normalizado.

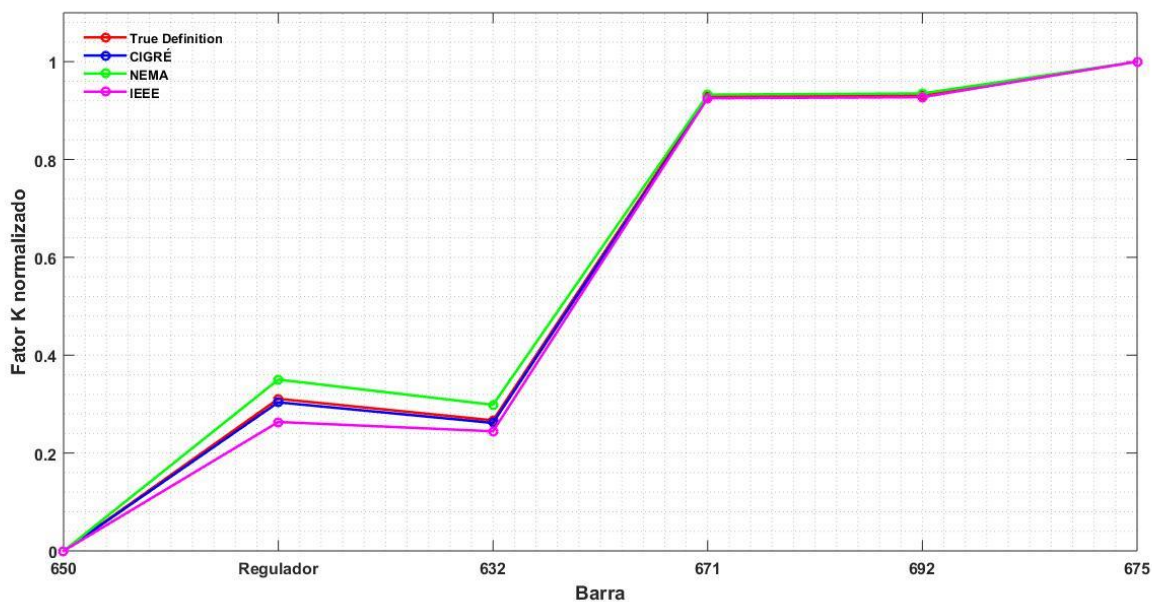
Para as barras selecionadas, os valores de máximo e mínimo do Fator K para cada um dos métodos são expostos na Tabela 12.

Tabela 12 - Valores máximos e mínimos para as metodologias segundo as barras escolhidas

Metodologias	Valor máximo (Fator K) [%]	Valor mínimo (Fator K) [%]
TD	1,885	0,006
CIGRÉ	1,914	0,008
NEMA	1,661	0,007
IEEE	3,315	0,014

Definidos os valores máximos e mínimos para cada um dos métodos, segundo as barras escolhidas, aplica-se a Equação 12, sendo os resultados obtidos apresentados na Figura 22.

Figura 22 - Valores normalizados do Fator K



Através da Figura 22, conclui-se que apesar dos diferentes valores do DT para cada método para as mesmas barras, todos possuem o mesmo comportamento de crescimento, ou seja, seguem praticamente um mesmo padrão.

Novamente, nota-se que o TD e o CIGRÉ são praticamente idênticos, fato este que se deve à pequena diferença em valores absolutos entre si. Então, é evidente que ao normalizá-los continuarão a apresentar resultados análogos.

A maior divergência ocorre para os métodos NEMA e IEEE. Em específico sobre o regulador, onde estes métodos apresentam uma divergência de quase 10%. Uma das ocorrências para este fato está em suas definições, muito embora ambos sejam baseados no módulo da tensão de linha e possuam no denominador a média destas tensões, há uma alteração no numerador da razão do Fator K . O IEEE é baseado na maior diferença entre as tensões de linha, ou seja, a tensão de linha máxima menos a tensão de linha mínima. Já o NEMA utiliza a maior diferença entre as tensões de linha e a média delas. Sendo assim, pelo fato do NEMA ser baseado na média, ocorre uma suavização do Fator K , fato este observado pelos valores absolutos de ambos os métodos sobre a barra do regulador ($fator K (NEMA) = 0,5863\%$ e $fator K (IEEE) = 0,8840\%$). Consequentemente, a amplitude deste fator para o método IEEE é quase o dobro quando comparada com o NEMA. Como resultado desta menor amplitude, ao normalizar o dado, proporcionalmente na barra do regulador, o NEMA acusa um desequilíbrio maior.

Para compreender melhor as características do DT, é possível comparar seu comportamento frente à variação dos valores da tensão, obtendo assim uma relação entre o grau de divergência das tensões e as alterações nos valores do Fator K . Deste modo, foi considerado o nível de erro médio dos valores do módulo e da fase da tensão com relação a uma referência. Os parâmetros considerados foram: ângulo de fase das tensões de fase, pois o TD envolve diretamente este parâmetro, e o módulo da tensão de linha, já que os outros três métodos são baseados neste dado. Os valores de referência adotados para os ângulos foram 0° para a fase a , -120° para a fase b e 120° para a fase c . No caso da tensão, foi adotado 4,16 kV. As escolhas destes valores são baseadas no resultado da simulação do circuito via OpenDSS, segundo os resultados da Tabela 10.

Os procedimentos executados para o cálculo dos erros médios se baseiam na média total das fases, e são descritos através das Equações 13 e 14.

$$Erro_{m\u00e9dio da fase} = \frac{|\theta_a - \theta_{a ref}| + |\theta_b - \theta_{b ref}| + |\theta_c - \theta_{c ref}|}{3} \cdot 100\% \quad (13)$$

Em que:

$Erro_{m\u00e9dio da fase}$ é o valor do erro médio obtido do ângulo das tensões de fase com relação a uma referência;

θ_a, θ_b e θ_c são os valores dos ângulos das tensões das fases a, b e c , respectivamente;

e

$\theta_{a ref}, \theta_{b ref}$ e $\theta_{c ref}$ são os valores dos ângulos de referência das tensões das fases a, b e c , respectivamente.

A equação que descreve a variação dos módulos das tensões de linha é dada por:

$$Erro_{m\u00e9dio\ VI} = \frac{|V_{ab} - V_{ab\ ref}| + |V_{bc} - V_{bc\ ref}| + |V_{ca} - V_{ca\ ref}|}{3} \cdot 100\% \quad (14)$$

Sendo:

$Erro_{m\u00e9dio\ VI}$ o erro m\u00e9dio dos m\u00f3dulos das tens\u00f5es de linha com rela\u00e7\u00e3o a uma refer\u00eancia;

V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} s\u00e3o as tens\u00f5es de linha entre as fases ab e bc , e ca , respectivamente; e

$V_{ab\ ref}$, $V_{bc\ ref}$ e $V_{ca\ ref}$ s\u00e3o valores de refer\u00eancia para as tens\u00f5es de linha entre as fases ab , bc , e ca , respectivamente.

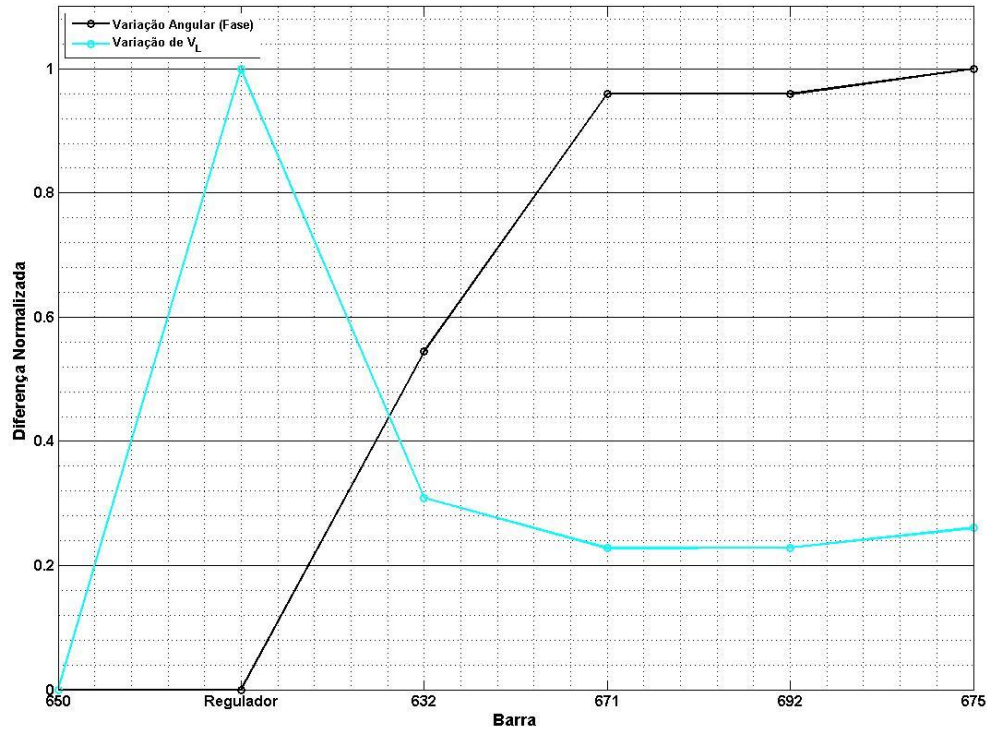
Assim, atrav\u00e9s da implementa\u00e7\u00e3o das Equa\u00e7\u00f5es 13 e 14, \u00e9 poss\u00edvel obter o erro m\u00e9dio da tens\u00e3o com rela\u00e7\u00e3o a um sistema trif\u00e1sico equilibrado. Estes valores s\u00e3o apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Erros m\u00e9dios da fase e do m\u00f3dulo da tens\u00e3o de linha para as barras seleccionadas

Barra	Erro m\u00e9dio da fase da V_f [^\circ]	Erro m\u00e9dio da $ V_l $ [kV]
650	0	0,0015
Regulador	0	0,2063
632	2,233	0,0647
633	2,233	0,0541
671	3,933	0,0481
692	3,933	0,0483
675	4,100	0,0549
680	3,933	0,0481

Para que se evidencie o comportamento do erro m\u00e9dio, os dados contidos na Tabela 13 podem ser normalizados atrav\u00e9s do uso da Equa\u00e7\u00e3o 12, utilizando os valores m\u00e1ximos e m\u00ednimos das colunas para a normaliza\u00e7\u00e3o dos seus respectivos dados. Os resultados obtidos s\u00e3o expostos na Figura 23.

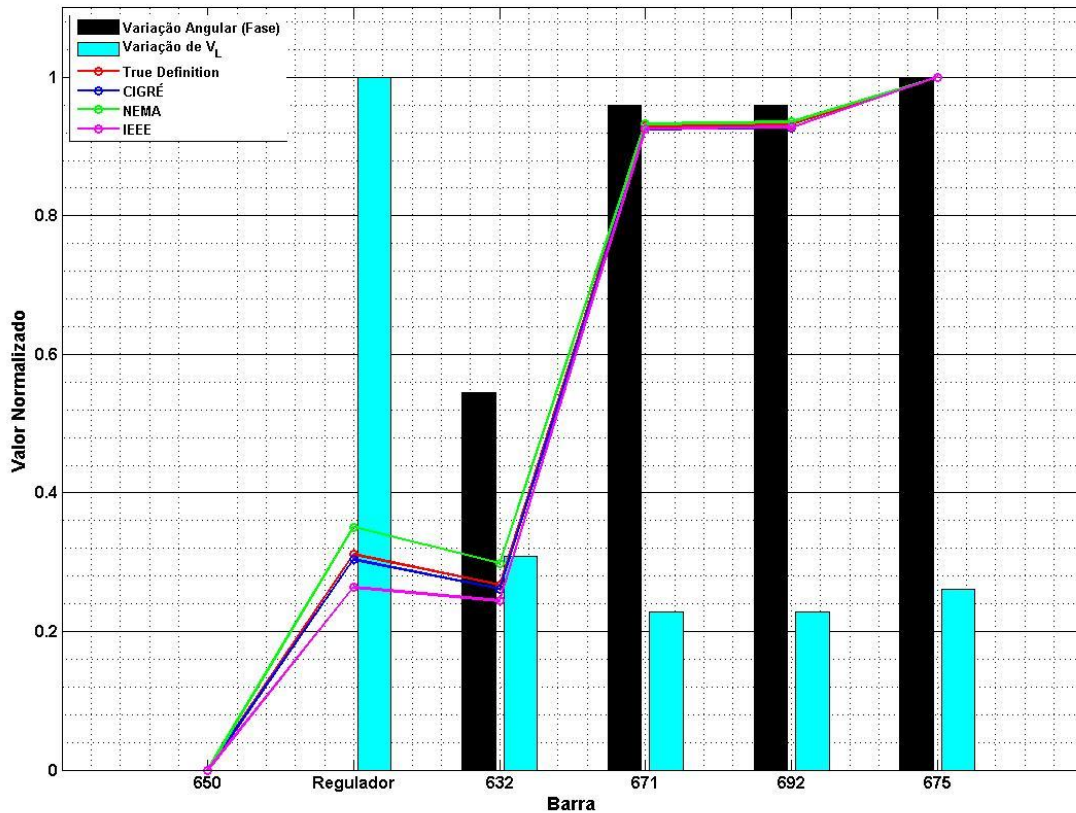
Figura 23 - Erros médios normalizados do ângulo da tensão de fase e do módulo da tensão de linha



Através da Figura 23 é possível observar que o ajuste do regulador implicou no maior erro da tensão de linha. Portanto, é possível alterar os parâmetros deste equipamento de modo a reduzir este erro. Além disso, há um crescimento do erro dos módulos das tensões de linha para as barras mais distantes do barramento da subestação (671, 692 e 675). As variações que ocorrem para o ângulo de fase estão associadas às características das linhas e à natureza das cargas, sendo que o erro em relação à referência aumenta à medida que se distancia da barra 650. Além disso, o ajuste do regulador não culminou em alteração dos padrões das defasagens da tensão, esperado, pois não é um transformador defasador.

A relação entre os Fatores K e as variações dos padrões da tensão pode ser observada a partir da Figura 24, onde é feita uma comparação entre o DT e os erros médios das defasagens da tensão de fase e o erro médio do módulo das tensões de linha, sendo todos estes parâmetros normalizados.

Figura 24 - Comparação entre os erros dos padrões de tensão e os Fatores K (valores normalizados)



Com base na Figura 24, nota-se que o Fator K é maior para as barras onde há maior diferença angular, ou seja, embora o erro normalizado do módulo da tensão de linha seja máximo para a barra do regulador, nas barras 671, 692 e 675, devido ao erro das defasagens angulares, o Fator K é maior para todos os métodos. Nas últimas três barras de análise, há um crescimento comum do DT, bem como dos erros com relação ao módulo da tensão de linha e a defasagem das tensões de fase.

A Tabela 14 representa o tempo necessário para a execução do cálculo dos Fatores K , via o software Matlab, e com base em um processador Intel CORE i5.

Tabela 14 - Tempo computacional das metodologias para cálculo do Fator K

	Função			
	TD	NEMA	IEEE	CIGRÉ
Tempo de execução [ms]	4,6	2,4	2,3	3,9

Observa-se que o método NEMA e IEEE são rotinas relativamente mais rápidas quando comparadas com o TD e CIGRÉ. Para um sistema pequeno, como o SD em estudo, o tempo de cálculo das metodologias não é um fator determinante. O tempo de execução das rotinas varia com o *software* utilizado, o computador no qual ele opera e como estes cálculos foram implementados. Porém, espera-se que este comportamento seja mantido: NEMA e IEEE são os métodos mais rápidos, pois envolvem operações matemáticas mais simples, e TD e CIGRÉ os mais lentos.

Embora os quatro métodos possuam praticamente o mesmo significado e descrevam de modo análogo o distúrbio, para a continuidade do trabalho será utilizado apenas uma das quatro metodologias explicitadas. Como o PRODIST (2018) sugere o uso do TD ou CIGRÉ, qualquer uma das duas metodologias poderia ser empregada. Assim, analisando o tempo computacional de cada uma delas, optou-se por empregar o método CIGRÉ.

Vale ressaltar que o esforço computacional necessário para a execução das metodologias não é um fator impactante nas análises, visto que não se trata de um distúrbio transitório, mas sim, verificado em regime permanente.

5.3 Impacto das Cargas do Sistema Sobre o DT

O desequilíbrio de tensão é influenciado diretamente pelo carregamento do sistema. Portanto, é possível analisar qual o impacto de cada uma das cargas e capacitores presentes no SD em estudo sobre o DT. Os capacitores, cargas distribuídas e concentradas estão descritas nas Tabelas 6 e 7, respectivamente.

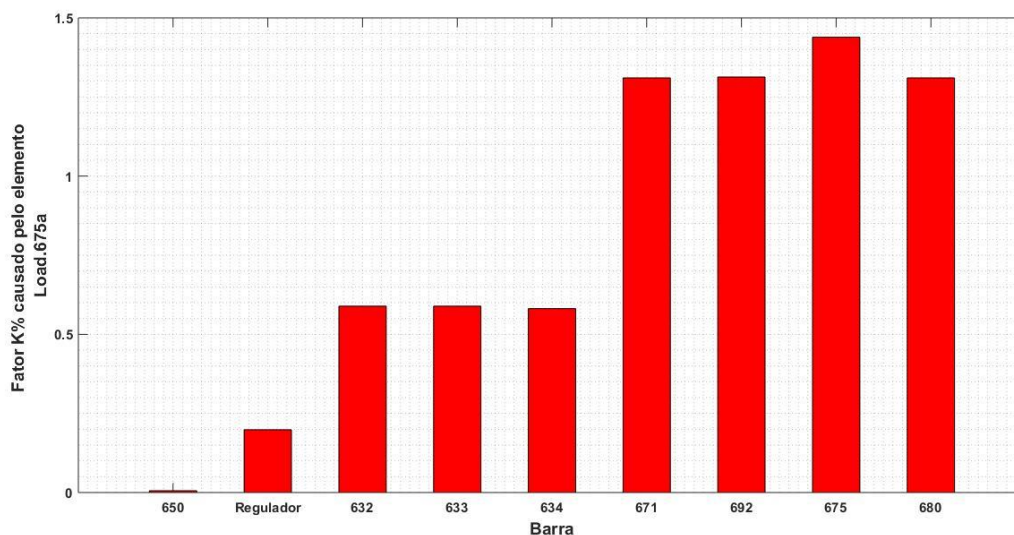
Assim, para compreender como o Fator K se comporta frente às diversas cargas, o SD em estudo foi simulado considerando cada uma delas isoladamente. Ou seja, todas elas foram desconectadas e cada uma foi individualmente conectada, mantendo apenas uma ativada por vez. Em cada uma destas situações foi executado o fluxo de potência, e a partir dos resultados, o DT foi calculado através do método CIGRÉ, e obteve-se uma média de desequilíbrio do sistema em cada condição. Através da Tabela 15 é possível observar o valor do Fator K resultante para cada carga individualmente.

Tabela 15 - Impacto das cargas presentes no sistema sobre o Fator K

Elemento ativo		Fator K por barra [%]									
Tipo	Nome	650	Regulador	632	633	634	671	692	675	680	Média
Carga	Vazio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	634a	0,003	0,003	0,313	0,369	1,278	0,313	0,313	0,313	0,313	0,322
	634b	0,001	0,001	0,230	0,283	0,970	0,229	0,229	0,229	0,229	0,240
	634c	0,001	0,001	0,228	0,263	0,956	0,228	0,228	0,228	0,228	0,236
	645	0,003	0,003	0,255	0,255	0,249	0,255	0,255	0,255	0,255	0,178
	646	0,003	0,003	0,391	0,391	0,384	0,391	0,391	0,391	0,391	0,274
	652	0,001	0,001	0,210	0,210	0,209	0,410	0,410	0,410	0,410	0,227
	671	0,000	0,000	0,194	0,194	0,190	0,393	0,393	0,393	0,393	0,215
	675a	0,006	0,199	0,589	0,589	0,581	1,310	1,313	1,439	1,310	0,734
	675b	0,001	0,001	0,109	0,109	0,104	0,231	0,232	0,258	0,231	0,128
	675c	0,004	0,200	0,347	0,347	0,343	0,879	0,881	0,993	0,879	0,487
	692	0,002	0,205	0,401	0,401	0,400	0,627	0,627	0,627	0,627	0,392
	611	0,001	0,203	0,168	0,168	0,165	0,415	0,415	0,415	0,415	0,236
	ptoa	0,000	0,000	0,057	0,057	0,060	0,065	0,065	0,065	0,065	0,043
	ptob	0,001	0,000	0,129	0,129	0,132	0,123	0,123	0,123	0,123	0,088
	ptoc	0,001	0,001	0,199	0,199	0,200	0,264	0,264	0,264	0,264	0,166
Capacitor	cap675	0,000	0,000	0,086	0,086	0,089	0,201	0,201	0,208	0,201	0,107
	cap611	0,001	0,001	0,130	0,130	0,122	0,316	0,316	0,316	0,316	0,165

O nome “vazio” significa que não há cargas ativas no sistema. Para este caso, o DT calculado é resultante da estrutura do sistema, ou seja, das impedâncias das linhas e dos transformadores. Pela análise da Tabela 15 observa-se que, de modo geral, para as barras próximas à barra 650, os valores do Fator K são menores. Além disso, através dos valores médios pode-se notar que a carga 675a resultou no maior Fator K para o sistema. A Figura 25 apresenta o impacto desta carga sobre todo o sistema.

Figura 25 - Impacto da carga 675a sobre o Fator K

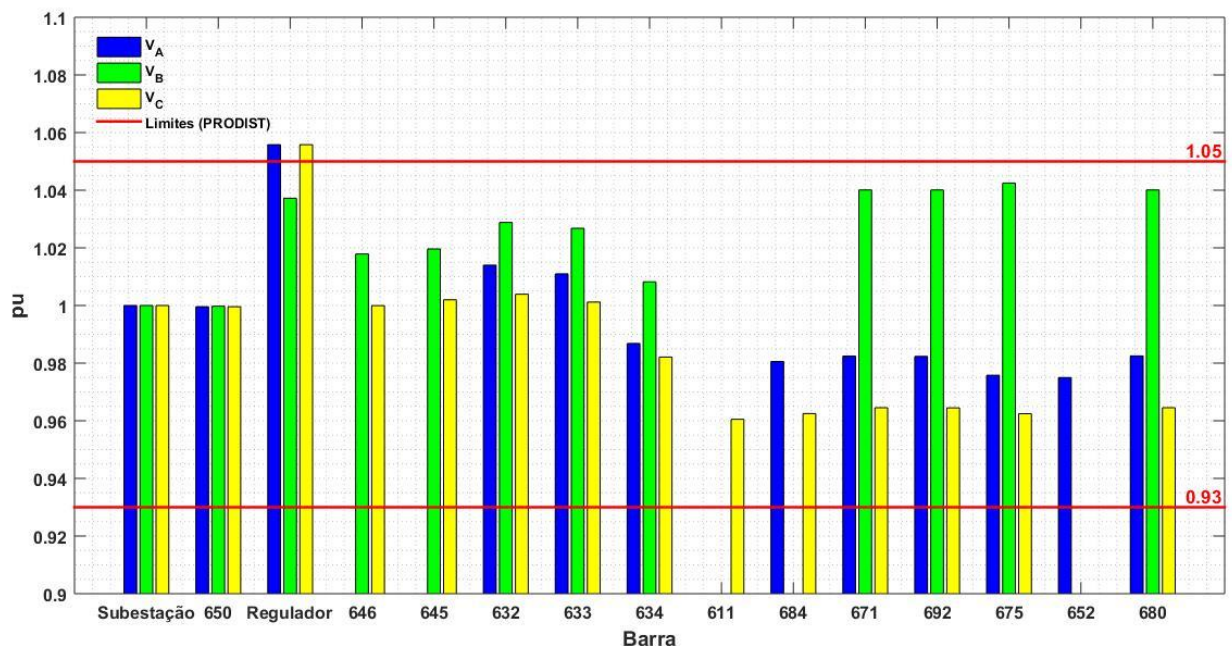


Pela análise anterior, o DT é maior para as barras mais distantes da 650. Além disso, através das Tabelas 6 e 7 é possível checar que a carga 675a é a que possui maior potência ativa. Portanto, conforme esperado, a carga monofásica com maior potência foi a que ocasionou o maior desequilíbrio no sistema. Vale ressaltar que a carga 675 é na realidade uma carga trifásica desequilibrada, porém, para a simulação ela foi tratada como três cargas monofásicas: 675a, 675b e 675c.

5.4 Ajuste do Regulador de Tensão

Conforme exposto nos capítulos anteriores, o sistema de distribuição em análise apresenta um grau significativo de desequilíbrio de tensão, além disso, sabe-se que este distúrbio está associado aos padrões das tensões do sistema. A Figura 26 apresenta as tensões das fases das barras do sistema obtidas através da simulação realizada.

Figura 26 - Tensão de fase das barras do sistema



As marcações “Limites (PRODIST)”, referem-se aos limites de tensão em regime permanente estabelecidos pelo PRODIST (2018). Embora os valores no regulador excedam 1,05 p.u., conforme já mencionado, esta não é uma barra real do sistema, ou seja, não possui carga conectada, é apenas um ponto de conexão do equipamento (regulador) entre as barras 650 e 632, logo, não caracteriza de fato uma situação de sobre tensão no sistema. Além disso,

nota-se que a fase b do sistema possui os maiores valores de desequilíbrio de tensão do sistema, isso é consequência de seu pouco carregamento.

O sistema simulado possui três reguladores de tensão monofásicos dispostos entre as barras 650 e 632. Por se tratarem de equipamentos independentes, é possível ajustar cada uma das fases separadamente. Além disso, segundo Buratti (2016) normalmente os reguladores de tensão possuem 32 possíveis posições de *tap*, sem contar o nível 0, sendo metade delas empregada para elevação da tensão e a outra metade para a redução. Tipicamente a faixa de regulação é de -10% à +10% com relação à tensão de regime do sistema. Sendo assim, baseado nestes números, conclui-se que cada *tap* implicará em um acréscimo ou decréscimo de 0,625% da tensão no lado carga.

Deste modo, ao observar a Figura 26, e sabendo que é possível corrigir o DT em um sistema, alterando a tensão de uma das fases (Echavarría, Acosta-Villarreal, Núñez, 2009), ao ajustar o regulador da fase b é possível reduzir os níveis de tensão nesta fase e, conseqüentemente, amenizar a discrepância com relação às demais, especialmente nas barras 671, 692, 675 e 680.

5.4.1 Simulação com Variação do *Tap*

Ao simular um regulador de tensão via o software OpenDSS, as posições do *tap* são ajustadas automaticamente, sendo a faixa de regulação utilizada como a descrita por Buratti (2016) no Capítulo 5.4. Os níveis de tensão apresentados na Figura 26 ocorrem para valores de *taps* ajustados segundo a Figura 27.

Figura 27 - Posição do *tap* determinada através do software OpenDSS

Name	Tap	Min	Max	Step	Position
rega	1.05625	0.90000	1.10000	0.00625	9
regb	1.03750	0.90000	1.10000	0.00625	6
regc	1.05625	0.90000	1.10000	0.00625	9

Sendo que “rega”, “regb” e “regc” referem-se aos reguladores das fases a, b e c, respectivamente. “Min” e “Max” são os valores de mínimo e de máximo de tensão em p.u., respectivamente, que podem ocorrer para estes equipamentos. “Step” é o passo de variação da

tensão em p.u. A posição atual do *tap* é descrita por “Position”. Já “Tap” está associado ao valor em p.u. resultante da posição do *tap*.

Entretanto, para reduzir o Fator K no sistema e equilibrar melhor os níveis de tensão, foi aplicado um novo ajuste no regulador de tensão da fase b, conforme anteriormente proposto (item 5.4).

Inicialmente, foi estabelecido um valor de *tap* como ponto de partida, e através da simulação foram obtidos os parâmetros do circuito, e calculado o Fator K médio para o sistema. A cada iteração (i) o valor do *tap* foi alterado, e os parâmetros anteriores foram calculados. Assim, com os valores de DT, das iterações i (iteração atual) e $i-1$ (iteração anterior), é possível compara-los para estabelecer em qual sentido deve caminhar a alteração do *tap* (incrementar ou decrementar). A lógica de seleção do *tap* por iteração implementada, foi:

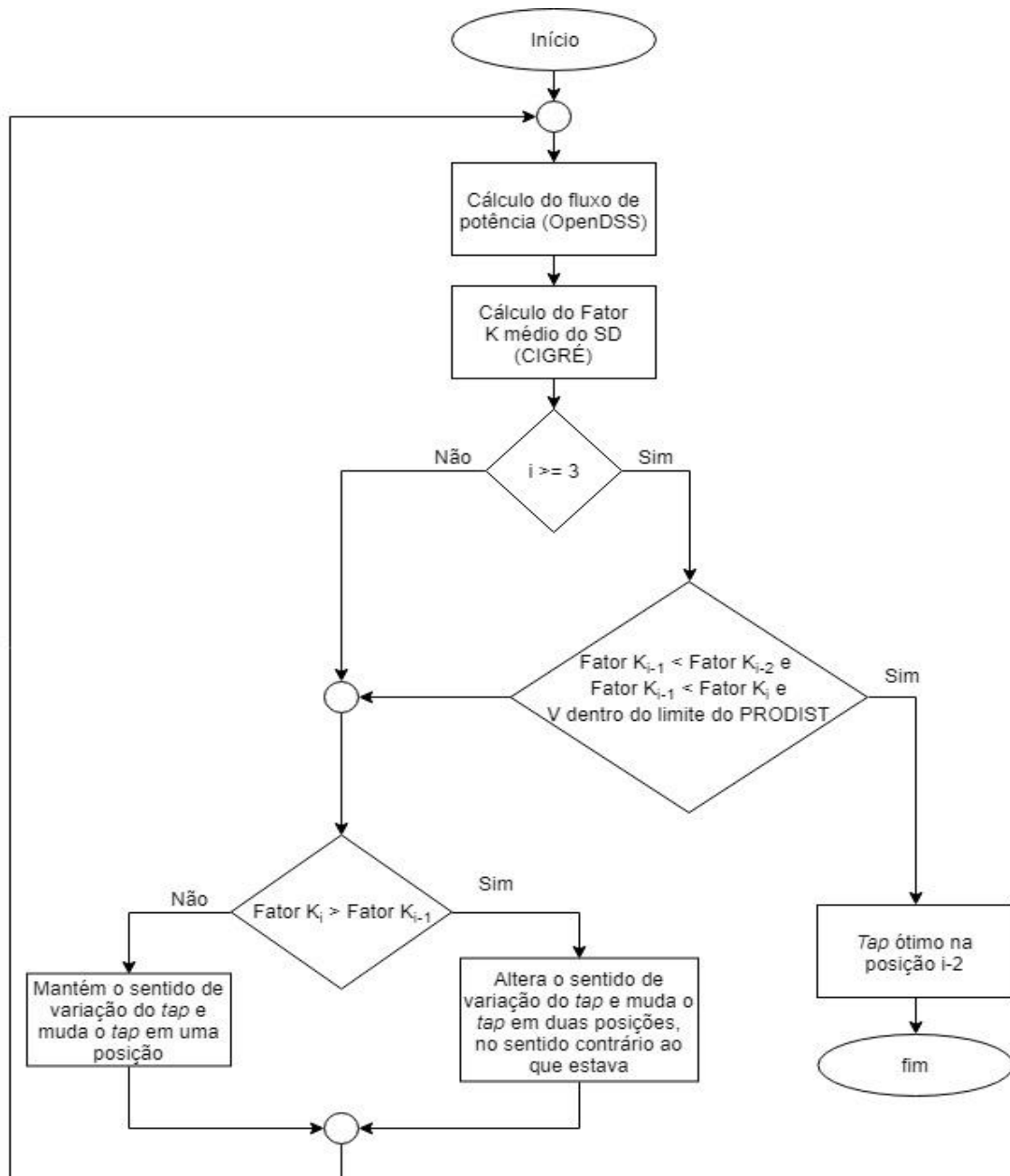
- Se o Fator K_i for maior que o Fator K_{i-1} : Altera o sentido de variação do *tap*, e muda o *tap* em duas posições, no sentido contrário ao que estava.
- Se o Fator K_i for menor que o Fator K_{i-1} : Mantém o mesmo sentido de variação, e altera o *tap* em uma posição.

Este processo deve ser executado até que seja atendido o critério:

- Se o Fator K_{i-1} for menor que o Fator K_{i-2} , e o Fator K_{i-1} for menor que o Fator K_i : o *tap* da iteração $i-1$ representa o ponto de menor valor do Fator K , pois, segundo este critério, independente do sentido que se varie o *tap*, o valor do Fator K médio aumentará. Além disso, considerou-se também como outro critério os níveis de tensão de todas as barras do circuito, de maneira que atendam aos limites estabelecidos pelo PRODIST (2018).

A lógica descrita anteriormente está representada pelo fluxograma da Figura 28

Figura 28 - Fluxograma do ajuste da posição de tap ótima

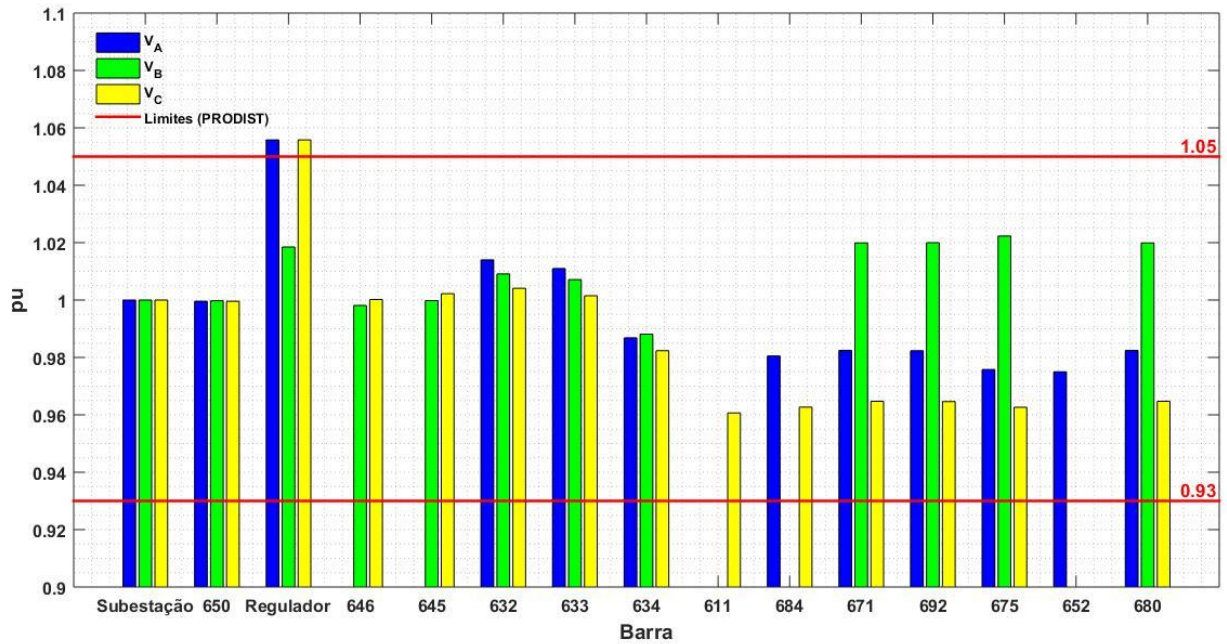


Assim, através destes passos e o fluxograma representado, foi verificado que a posição ideal do *tap* é +3.

5.4.2 Resultados do Ajuste do *Tap*

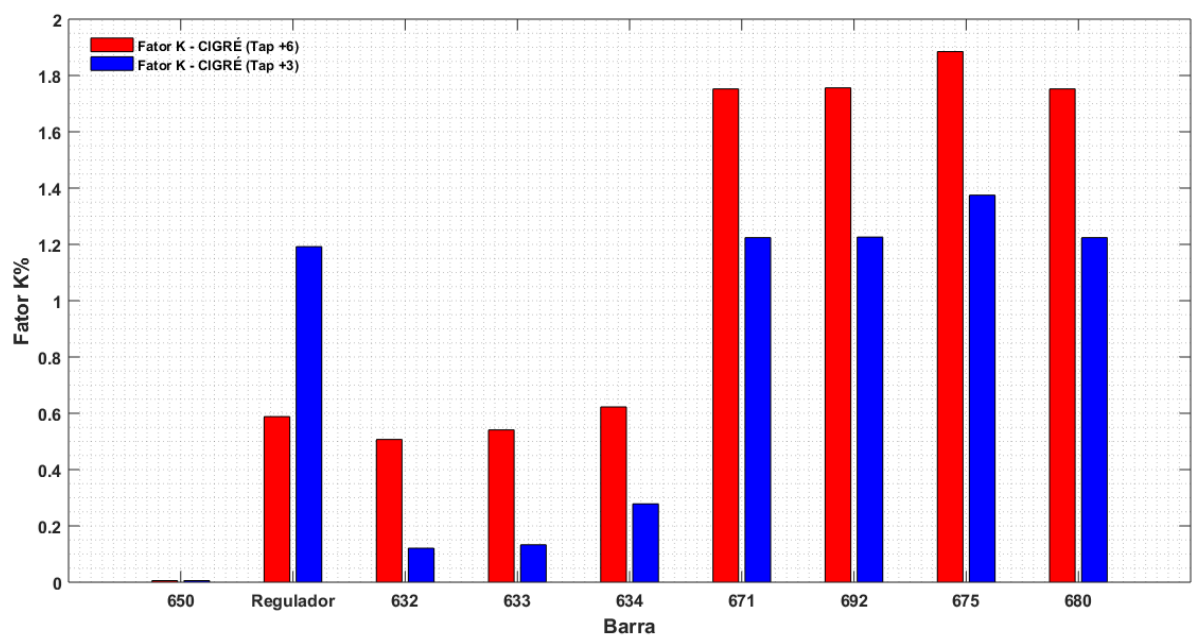
Após determinado o ajuste da posição do *tap* do regulador de tensão na fase *b*, o novo perfil de tensão do sistema é apresentado na Figura 29.

Figura 29 - Tensão em regime permanente do sistema com ajuste do regulador da fase *b* na posição +3



Observa-se através da Figura 29 que houve um ajuste dos níveis de tensão da fase *b* do sistema. Estes valores tornaram-se mais próximos de 1 p.u., quando comparado com a Figura 26. Consequentemente, há a redução do desequilíbrio de tensão no sistema. A Figura 30 expõe os valores do Fator *K* para as barras trifásicas do sistema antes e após o ajuste do RT.

Figura 30 – Comparação entre os Fatores *K* (calculado pelo método CIGRÉ) antes e depois do ajuste do *tap* do RT da fase *b*



Ao comparar os resultados obtidos com o ajuste do nível do *tap* com relação ao mesmo gráfico, porém sem este novo posicionamento (Figura 20), nota-se que houve uma redução do Fator *K* para todas as barras do sistema, exceto para a barra do “Regulador”, o que pelos comentários já apresentados, não caracteriza um problema.

Outro fato relevante, é que não houve alteração no perfil dos métodos. O IEEE continua apresentando os maiores valores, o NEMA os menores, e o CIGRÉ e o TD, praticamente, os mesmos resultados.

A Tabela 16 apresenta os valores do Fator *K* representados na Figura 30.

Tabela 16 - Comparação entre os Fatores *K* através do método CIGRÉ antes e depois do ajuste do *tap* do regulador da fase b

		Barras								
		650	Regulador	632	633	634	671	692	675	680
Fator <i>K</i> (método CIGRÉ)	Sem ajuste (<i>tap</i> +6)	0,0056	0,5884	0,5072	0,5411	0,6224	1,7522	1,7560	1,8849	1,7522
	Com ajuste (<i>tap</i> +3)	0,0056	1,1919	0,1207	0,1329	0,2783	1,2238	1,2260	1,3751	1,2238
Redução [%]		0	-102,56	76,21	75,44	55,28	30,15	30,18	27,04	30,15

Através da Tabela 16, nota-se que houve uma redução significativa do grau do DT para todo o sistema, sendo a maior redução de 76% para a barra 632. O fato da redução no “Regulador” ter sido aproximadamente de -102% indica que ocorreu um aumento deste percentual. Na média, a redução foi quase de 25%.

Sendo assim, através dos resultados obtidos, conclui-se que o ajuste da posição do *tap* do regulador de tensão da fase b implicou de modo geral na melhora dos índices do DT para o sistema em análise. Portanto, este ajuste pode ser feito como um modo de amenizar o Fator *K* no SD em estudo, visto que foi obtida uma redução satisfatória.

6. Conclusões

São recorrentes na literatura estudos sobre as causas e efeitos do DT, bem como análises sobre as principais metodologias aplicadas para o cálculo do Fator K , como os métodos do TD, CIGRÉ, NEMA e IEEE. Outro ponto também de interesse, mas que não fez parte do escopo deste projeto, é o impacto que a tensão de alimentação desequilibrada tem sobre máquinas elétricas, especialmente nos motores. O motivador deste estudo é o aspecto econômico consequente desta situação. Além destas linhas, existem diversas pesquisas que visam analisar pontos distintos, como a influência do intervalo de agregação sobre o cálculo do Fator K , novos métodos para amenizar o impacto do DT sobre o sistema e em um contexto mais amplo, como a QEE está associada a uma das principais tendências, que são as *smart grids* (redes elétricas inteligentes).

No presente trabalho foram apresentados, em linhas gerais, alguns dos principais tópicos associados ao DT, como: definição; principais causas; consequências; métodos de reduzir seu impacto; e, as principais metodologias empregadas para o cálculo, com uma breve explicação teórica.

A pesquisa realizada toma por base o SD de 13 barras apresentado pelo IEEE (PES, 2000-2010). Este sistema foi escolhido devido à suas características, pois é um sistema curto, com capacitores em derivação, com trechos monofásicos, bifásicos e trifásicos, e, principalmente, com cargas desequilibradas, o que caracteriza o DT. Fato evidenciado através da

Figura 14. Uma vez determinado o sistema, este foi implementado através do software OpenDSS. A fim de validar os resultados obtidos foi feita uma comparação com os dados disponibilizados por Freitas (2015) e pelo IEEE 13 Node Teste Feeder (IEEE-PES Power & Energy Society (2000-2010)). Assim, através da Tabela 9 e das Figura 15, Figura 16 e Figura 17, observou-se que a divergência entre as simulações, para as barras de teste consideradas, foi pequena. Dentre as barras analisadas (632, 634 e 675), o maior erro obtido ocorreu para a fase A da barra 675, com relação aos resultados obtidos por Freitas (2015), este valor foi de aproximadamente 3%.

Com os dados resultantes da simulação do OpenDSS, foi aplicado o diagrama de blocos descrito pela Figura 19, a fim de calcular o Fator K para cada um dos quatro métodos estudados. Através da análise dos resultados é possível observar características como:

- Muito embora o sistema seja desequilibrado, os valores obtidos para o Fator K segundo o CIGRÉ ou o TD não ultrapassam os limites estabelecidos pelo PRODIST (2018).
- Apesar do TD, CIGRÉ, NEMA e IEEE serem indicados para o cálculo do DT em um sistema, eles apresentam valores absolutos distintos entre si. Esta divergência se dá devido às definições de cada um dos métodos. Eles variam quanto ao uso da tensão de linha ou de fase, e quanto ao procedimento matemático utilizado no cálculo.
- O IEEE apresentou os maiores índices para todas as barras estudadas. Já o NEMA resultou nos menores. A TD e o CIGRÉ resultaram em valores muito próximos em todo o sistema.
- Uma vez normalizados os Fatores K , é possível observar melhor as tendências de cada um dos métodos. Assim, muito embora eles resultem em valores absolutos diferentes, todos eles possuem o mesmo comportamento, seguem um mesmo padrão com relação ao DT. Ou seja, apresentam a mesma informação diferindo apenas quanto à escala referente a cada um deles
- A maior diferença entre os métodos ocorreu sobre a barra do regulador, especificamente para o NEMA e IEEE. Isto pode ser explicado através das equações utilizadas por cada um dos métodos e pela amplitude dos dados utilizados por cada um deles para a normalização.
- O erro das tensões de linha com relação à referência ($V_{ref} = 4,16 \text{ kV}$) é máximo sobre o regulador, ou seja, seu ajuste implicou na maior divergência. Outro fato observado, é que este erro aumenta à medida que se afasta da barra de referência. O mesmo cálculo de erro foi aplicado para os ângulos das fases (as referências adotadas foram: $\theta_a = 0^\circ$, $\theta_b = -120^\circ$ e $\theta_c = 120^\circ$).
- Através da comparação dos Fatores K normalizados, com os erros do módulo da tensão de linha e do ângulo de fase com relação às referências adotadas, conclui-se que o DT é maior nas barras que o desvio angular é maior. Assim, o Fator K é mais impactado por variações angulares do que no módulo da tensão.
- O TD é a metodologia que requer, na presente simulação, maior esforço computacional.

Após a comparação das metodologias recorrentes, analisou-se o impacto de cada uma das cargas e capacitores presentes no sistema sobre o DT. Para tal, todos estes elementos

foram desconectados, e individualmente reconectados, um por vez, e a cada novo elemento foram calculados os parâmetros do circuito. Com os valores de tensão do sistema, calculou-se o Fator K para todas as barras trifásicas e o valor médio para o SD, através do método CIGRÉ. Com os valores resultantes de todas as cargas, foi possível identificar algumas características, como:

- O Fator K é maior para as barras mais distantes da fonte.
- Conforme esperado, a carga monofásica de maior potência (675a) resultou no maior índice de DT médio para o sistema.

Vale ressaltar que, a carga trifásica desequilibrada 675 foi simulada como três cargas monofásicas (675a, 675b e 675c) com potências distintas. Portanto, foram analisadas individualmente no SD.

Por fim, foi apresentado um ajuste da posição do *tap* do regulador de tensão da fase b do sistema, a fim de reduzir o grau de DT do sistema. A lógica de ajuste do *tap* foi baseada na comparação do Fator K médio do SD, calculado através do método CIGRÉ. Assim, a cada novo ajuste do *tap* o grau de DT médio obtido foi comparado com o resultado do ajuste imediatamente anterior. Verificando se houve aumento ou não no valor do Fator K , foi possível determinar se o ajuste deveria ser incrementado ou decrementado. Este procedimento foi executado até que se obtivesse um ponto de mínimo para o Fator K médio do sistema.

Como resultado deste novo ajuste, através da Figura 30 e da Tabela 16, observa-se que houve uma redução significativa dos valores do DT para o sistema. Na média esta redução foi de quase 25%. Portanto, o ajuste da posição do *tap* do regulador de tensão da fase b do SD em estudo é uma possível medida para amenizar o DT do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 794/2017. 2018.

AREE, P. Effects of Unbalanced Voltage On Induction Motor Operating Points Under Different Load Torque Profiles. **13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI – CON)**, 2016.

BHAVARAJU, V. B.; ENJETI, P. N. An Active Line Conditioner to Balance Voltages in a Three-Phase System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 32, n.2, mar/abr 1996.

BELCHIOR, F. N. **QEE – Desequilíbrios**. Universidade Federal de Itajubá, Grupo de Estudos da Qualidade da Energia Elétrica, 2001. Disponível em: <http://www.gqee.unifei.edu.br/arquivos_upload/disciplinas/20/Desequilibrios.pdf>. Acesso em: ago. 2016.

BOLLEN M. H. J., Definitions of Voltage Unbalance. **IEEE Power Eng. Rev. Mag.**, v. 22, n. 11, pg. 49-50, nov. 2002.

BOLLEN, M. H. J.; ZHONG, J.; ZAVODZ, F.; MEYER, J.; MCEACHERN, A.; CÓRCOLES LÓPEZ, F. Power Quality Aspects of Smart Grid. In: **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPPQ'10)**, 2010. Granada: EA4EPQ, 2010.

BURATTI, R. P. **Reguladores de Tensão em Redes Elétricas com Alta Penetração de Cargas Não Lineares**. 2016. 137 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2016.

COSTA, M. V. C.; FERREIRA FILHO, A. L.; NASCIMENTO, F. A. O. Análise do Comportamento do Fator K Complexo e das Componentes Simétricas com a Variação dos Fasores de Tensão, 2007. **VII Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica – CBQEE**, 2007.

CZIKER, A.; CHINDRIS, M.; MIRON, A. **Voltage Unbalance Mitigation Using a Distributed Generator**. Technical University of Clui-Napoca, Power System Department, Clui-Napoca, Romênia, (2008).

DUGAN, R.C. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, Revision 7.6, Março 2016.

DUGAN, R. C.; McGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S. and BEATY, H. W. **Electrical Power System Quality**, MCGRAW-HILL, 2nd Edition, 2002.

ECHAVARRÍA, R.; ACOSTA-VILLARREAL, G.; NÚÑEZ, C. An Unbalance Voltage Compensator Using a Fast On-Load Tap Changing Regulator. Universidad Politécnica de Victoria e Universidad Autónoma de Sal Luis Potosí, México.

ELTOM, A.; AZIZ, M.A. The Economics of Energy Efficient Motors During Unbalanced Voltage Conditions. In: **Inaugural IEE PES Conference and Exposition**. Africa Durban, South Africa, 2005.

FERREIRA FILHO, A.L. (2008). **Análise do Comportamento do Fator do Desequilíbrio Frente a Variação da Amplitude e do Ângulo da Tensão**. Faculdade de tecnologia. Departamento de Energia Elétrica. Universidade de Brasília. Brasília: PPGEE.TD.

FERREIRA FILHO, A. L.; CORMANE, J. A. A.; NASCIMENTO. F. A.; VALADARES, T. C.; OLIVEIRA, J. P. J. Quantifying Voltage Unbalance: Evaluating The Influence of Aggregation Intervals. In: **14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, 2010.

FREITAS, P. R. R. **Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS**. São Paulo: POLI – USP, 2015. 191p.

IEEE-PES Power & Energy Society, 2000-2010. **IEEE-PES. Distribution Test Feeders**. Disponível em: <<https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: abr. de 2016.

KINDERMANN, G. **Curto Circuito**, Sagra-DC Luzzato, 1992.

NEVES, A. B. F.; MENDONÇA, M. V. B.; FERREIRA FILHO, A. L.; ROSA, G. Z. Effects of Voltage Unbalance and Harmonic Distortion on the Torque and Efficiency of a Three-Phase Induction Motor. In: **17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, 2016.

OLESKOVICZ, M. (2007). **Apostila de Qualidade da Energia Elétrica (SEL5749)**. Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, 2007.

OLIVEIRA, M. A. G.; FERREIRA FILHO, A. L.; PINTO, M. G. S. **Análise da Sensibilidade do Desequilíbrio de Tensão Frente a Variações nos Ângulos e Magnitudes**

das Tensões. Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, 2008.

PAULILO, G. Desequilíbrios de Tensão. **O Setor Elétrico**, Brasil, ed. 86, cap. 3, p. 42-48, mar. 2013.

RODRIGUEZ, A. D.; FUENTES, F. M; MATTA, A. J. Comparative Analysis Between Voltage Unbalance Definition. In: **Engineering Applications - International Congress on Engineering (WEA)**, 2015. Bogota, Colombia.

SINGH, A. K.; SINGH, G. K; MITRA, R. Some Observations on Definitions of Voltage Unbalance. In: **39th North American Power Symposium (NAPS)**, 2007.

SIDDIQUE, A.; YADAVA, G. S.; SINGH, B. Effects of Voltage Unbalance on Induction Motors. In: **IEEE International Symposium on Electrical Insulation**, Indianapolis, 2004. Indianapolis, USA.

TOSHIBA INFRAESTRUTURA AMÉRICA DO SUL LTDA. **Manual de Instruções para Reguladores de Tensão Monofásicos**. Revisão 3 – Junho, 2012. 57 p.

VON JOUANNE, A.; BANERJEE, B. Assessment of Voltage Unbalance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 4, 2001.

