UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO

Luana Locatelli Avelino

Estimação de Demanda Trifásica em Tempo Real para
Sistemas de Distribuição Radiais

São Carlos

2018

Luana Locatelli Avelino

Estimação de Demanda Trifásica em Tempo Real para Sistemas de Distribuição Radiais

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

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).

L948e Locatelli Avelino , Luana
 Estimação de Demanda Trifásica em Tempo Real para
Sistemas de Distribuição Radiais / Luana Locatelli
Avelino ; orientador João Bosco Augusto London Junior.
São Carlos, 2018.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

1. Sistemas de Distribuição de Energia. 2.
Estimação de Estado. 3. Estimador de Demanda Trifásico
. 4. Agregação de Cargas. 5. Monitoramento em tempo
real. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **LUANA LOCATELLI AVELINO**.

Título da dissertação: "Estimação de demanda trifásica em tempo real para sistemas de distribuição radiais".

Data da defesa: 28/06/2018.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **João Bosco Augusto London Junior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Dr. **Julio Cesar Stacchini de Souza**
(Universidade Federal Fluminense/UFF)

Aprovado

Prof. Dr. **Antonio Padilha Feltrin**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita filho"/UNESP- Ilha Solteira)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Agradecimentos

Aos meus pais, Jair e Rose, e tios, Cida e Ivanir, que por amor incondicional me ensinaram, não tudo que sei, mas sim tudo que sou. À minha irmã e cunhado, Ariane e Fernando, pelo imenso carinho e toda demonstração de apoio ao acompanharem de perto esta etapa.

Ao Evandro, por dividir comigo este capítulo de nossas vidas. Pelo amor, dedicação e companheirismo. Pela força que encontramos um no outro. Por me fazer absolutamente feliz.

Ao professor João Bosco por ter confiado na minha capacidade e ter dado a oportunidade desta experiência que considero de muito valor. E não só pela orientação, mas pela paciência, dedicação e apoio.

À minha amiga Marina pela reciprocidade de nossa amizade e toda atenção e carinho, digna de uma amiga longa data.

Ao Julio, companheiro de laboratório, não só pela amizade, mas também pela absoluta disposição em ajudar sempre e por todo conhecimento que, com muita generosidade, comigo compartilhou.

Aos amigos do LACOSEP que tornaram o ambiente de trabalho mais leve e de apoio mútuo.

Agradeço a Deus por todas as bênçãos em minha vida, principalmente pela vida das pessoas a quem pude aqui agradecer-las.

RESUMO

Avelino, L. L. **Estimação de Demanda Trifásica em Tempo Real para Sistemas de Distribuição Radiais**. 2018. 135p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

Os estimadores de estado são ferramentas primordiais para monitoramento em tempo real dos sistemas elétricos de potência, principalmente por permitir a execução de funções básicas relacionadas à segurança destes sistemas. No entanto, nos sistemas de distribuição, por possuírem uma série de particularidades e pelo reduzido número de medidas disponíveis em tempo real, os estimadores de estado convencionais desenvolvidos para sistemas de transmissão não são capazes de oferecer boas estimativas para determinação do estado da rede. Neste contexto, o Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real (EDTTR) desenvolvido neste trabalho, fundamentado nos métodos de estimação de demanda, tem como foco principal proporcionar maior precisão ao monitoramento da rede primária de alimentadores de distribuição radiais, ao contemplar as características intrínsecas do modelo da rede. O EDTTR consiste em dois estágios principais: o primeiro é caracterizado pela estimação *off-line* das demandas dos transformadores de distribuição por meio do processo de agregação de cargas, considerando informações dos consumidores. O segundo estágio é realizado em tempo real, utiliza um algoritmo eficiente de Varredura Direta Inversa para a solução do fluxo de carga, auxiliado da estrutura de dados chamada Representação Nó-Profundidade para armazenar a topologia da rede. Neste estágio também ocorre o ajuste recursivo das estimativas obtidas no Estágio 1 com base nas poucas medidas disponíveis em tempo real. No intuito de melhorar a representação da rede primária, o EDTTR desenvolvido possibilita o tratamento dos transformadores de distribuição conectados em Delta-Yn. Esta proposição permite uma caracterização do modelo das cargas mais fiel, sendo capaz de superar problemas de convergência, além de contribuir para a qualidade do processo de estimação. Desenvolveu-se, também, uma plataforma de testes que permite a análise do impacto de fatores que deterioram o processo de estimação de demandas, como: a má classificação dos consumidores, o comportamento dos mesmos, que na prática não é exatamente igual ao da classe de carga a ele atribuída, a possibilidade de perdas não técnicas, erros grosseiros e falhas de comunicação nos medidores do alimentador. O EDTTR foi validado em simulações utilizando um alimentador real da cidade de Ribeirão Preto com base em dados fornecidos pela distribuidora CPFL Paulista.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição de Energia, Estimação de Estado, Estimador de Demanda Trifásico, Agregação de Cargas, Monitoramento em tempo real.

ABSTRACT

Avelino, L. L. **Real Time Three-Phase Load Estimation for Radial Distribution Feeders.** 2018. 135p. Dissertation (M. S. Degree) - São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2018.

The state estimators are primordial tools for electric power systems real time monitoring. These tools allow the execution of basic functions related to systems security. However, conventional state estimators, developed for transmission systems, can not provide good estimates to the state of distribution systems. This is due to two main factors, the few real time measures available in distribution systems, and the intrinsic complexity of them. In this context, the developed Real Time Three-Phase Load Estimator (EDTTR), based on load estimation methods, aims to provide better estimates to the monitoring of the primary network of radial distribution feeders, considering all the intrinsic sets of the system model. The EDTTR consists of two main stages: the first is characterized by the off-line load estimation of the distribution transformers by a load aggregation process, which uses consumers information as input data. In the second stage the off-line estimates obtained in Stage 1 are recursively refined in real-time basing on the available measurements. This procedure is executed by a computationally efficient backward/forward sweep load flow algorithm based on the data structure called Node-depth Encoding. The developed EDTTR allows the treatment of distribution transformers connected in Delta-Yn improving the primary network representation. A test platform is also developed that enables the analysis of the impact of factors that deteriorate the demand estimation process, such as the poor classification of consumers, the poor representativeness of the load class for certain consumers, the possibility of non-technical losses, and of gross errors and communication faults in the feeder meters. The developed EDTTR performance was tested in simulations that uses a real feeder from Ribeirão Preto city, based on system data provided by CPFL Paulista utility.

Keywords: Distribution Power Systems, State Estimation, Real Time Three-Phase Load Estimator, Load Aggregation, Real-time monitoring.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Fluxograma do algoritmo do estimador de estado MQP	34
Figura 2 – Representação de um SEP	46
Figura 3 – Linha trifásica considerando a presença do neutro	48
Figura 4 – Modelo de linha trifásica	49
Figura 5 – Representação das três conexões comuns de banco de capacitores	57
Figura 6 – Representação para cargas em estrela aterrada e delta	58
Figura 7 – Curvas de carga típicas CPFL	63
Figura 8 – Obtenção da curva individual do consumidor em função de sua classe de carga	65
Figura 9 – Processo de agregação de cargas	66
Figura 10 – SD com dois alimentadores representados por um grafo com duas árvores (linhas espessas) e suas respectivas RNPs	68
Figura 11 – Fluxo de potência trifásico - Soma de correntes	69
Figura 12 – Áreas de Medição definidas pelos ramos que possuem medidas em tempo real	72
Figura 13 – Medidas de fluxo de potência e corrente nos ramos a montante e a jusante de uma AM	73
Figura 14 – Consumidor classe A como AM	75
Figura 15 – Refletindo as injeções do secundário para o primário em transformadores Δ - Y_n	77
Figura 16 – Fluxograma para o EDTTR considerando o tratamento proposto	78
Figura 17 – Fluxograma para gerar valores de referência para as medidas	80
Figura 18 – Obtenção das curvas individuais para as situações idealizada e prática	82
Figura 19 – Fluxograma para gerar as simulações do EDTTR	84
Figura 20 – Interface gráfica desenvolvida como Plataforma de Simulações	89
Figura 21 – Mapa com destaque ao alimentador da CPFL (cor magenta)	93

Figura 22 – Grafo do alimentador real CPFL 133 barras e correspondente RNP	94
Figura 23 – Estimativas de potência ativa para o EDTTR executado somente para a rede primária	95
Figura 24 – Comparação das estimativas de demanda obtidas partindo da curva máxima agregada	97
Figura 25 – Esquema de testes para validação da proposta de tratamento para transformadores conectados em Δ - Y_n	99
Figura 26 – Alocação das injeções de potência para os três contextos do EDTTR	99
Figura 27 – Característica de convergência em 100 iterações para na fase A do medidor 3 para instante de tempo 83	100
Figura 28 – Estimativas de Potência Ativa para o EDTTR-2	102
Figura 29 – Relação entre as curvas agregadas diretamente no primário e refletida em transformador com cargas balanceadas e desbalanceadas	102
Figura 30 – Estimativas de Potência Ativa para o EDTTR-3	104
Figura 31 – Quadro resumo dos testes para tratamento dos transformadores conectados em Δ - Y_n	104
Figura 32 – Estimativas de P e Q para o EDTTR com tratamento proposto com ruídos nas curvas individuais	106
Figura 33 – Curvas agregadas trifásicas para transformadores com alto e baixo desvio padrão	107
Figura 34 – Comparação entre as curvas agregadas trifásicas para transformadores da barra 21 para UCs bem e mal classificadas	109
Figura 35 – Melhor estimativa de P e pior estimativa de Q para o EDTTR com tratamento proposto considerando consumidores com fases trocadas	110
Figura 36 – Estimativas de P e Q para o EDTTR com tratamento proposto com EGs	112
Figura 37 – Estimativas de P e Q para o EDTTR com o tratamento proposto considerando 10% de consumidores mal classificados e curvas não representativas	113

Lista de tabelas

Tabela 1 – Submatrizes características dos transformadores trifásicos abaixadores de acordo com seu tipo de ligação	51
Tabela 2 – Medidas tipicamente disponíveis em SDs	71
Tabela 3 – Erros das estimativas para o EDTTR executado somente para a rede primária	95
Tabela 4 – Erros das estimativas para o EDTTR-2	101
Tabela 5 – Erros das estimativas para o tratamento proposto para os transformadores conectados em Δ - Y_n	103
Tabela 6 – Erros das estimativas para o EDTTR com tratamento proposto com ruídos nas curvas individuais	106
Tabela 7 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando má classificação em 10% dos consumidores	108
Tabela 8 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando que 10% dos consumidores tiveram suas fases trocadas	109
Tabela 9 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando 10% de perdas não técnicas em UCs residenciais do trafo 102	111
Tabela 10 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando 10% de consumidores mal classificados e curvas não representativas	112
Tabela 11 – Quadro comparativo do desenvolvimento do estimador de demanda	114
Tabela 12 – Dados de Barras do Sistema Real CPFL	129
Tabela 13 – Continuação dos Dados de Barras do Sistema Real CPFL	130
Tabela 14 – Dados de Linha do Sistema Real CPFL	131
Tabela 15 – Continuação dos Dados de Linha do Sistema Real CPFL	132

Tabela 16 – Matrizes de Impedância de cada Configuração de Cabeamento do Sistema	
Real CPFL (ohm/milha)	133
Tabela 17 – Matrizes de Susceptância de cada Configuração de Cabeamento do Sistema	
Real CPFL(Micro Siemens/milha)	133
Tabela 18 – Dados de impedância para trafos trifásicos 15KV utilizados com base na	
IEEE Std 242-1986	133
Tabela 19 – Relação das Curvas de Carga utilizadas pelas CPFL para Consumidores	
Classe A e Residenciais	134
Tabela 20 – Relação das Curvas de Carga utilizadas pelas CPFL para atividades comerci-	
ais conforme CNAE	135

Lista de abreviaturas e siglas

ADA	Do inglês <i>Advanced Distribution Automation</i>
AMI	Do inglês <i>Advanced Metering Infrastructures</i>
AMS	Do inglês <i>Automated Mapping System</i>
CIS	Do inglês <i>Customer Information System</i>
CNAE	Cadastro Nacional de Atividades Econômicas
COD	Centro de Operação da Distribuição
COSs	Centros de Operação do Sistema
EDTR	Estimador de Demanda em Tempo Real para Sistemas de Distribuição Radiais
EDTTR	Estimador de Demandas Trifásicas em Tempo Real
EE	Estimação de Estado
EGs	Erros Grosseiros
EMS	Do inglês <i>Energy Management Systems</i>
FMS	Do inglês <i>Facility Management System</i>
GD	Geração Distribuída
GIS	Do inglês <i>Geographic Information System</i>
IEDs	Do inglês <i>Intelligent Electronic Devices</i>

IP	Iluminação Pública
LTs	Linhas de Transmissão
MDMS	Do inglês <i>Meter Data Management System</i>
MPF	Modelo Pai-Filho
MPQ	Método dos Mínimos Quadrados Ponderados
OMS	Do inglês <i>Outage Management System</i>
PMUs	Do inglês <i>Phasor Measurement Units</i>
RNP	Representação Nó-Profundidade
SCADA	Do inglês <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDs	Sistemas de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STs	Sistemas de Transmissão
UCs	Unidades consumidoras
VDI	Varredura Direta/Inversa

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Motivação	21
1.2	Proposição	23
1.3	Estrutura do Trabalho	27
2	ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	29
2.1	Introdução	29
2.2	Formulação do Estimador de Estado	31
2.3	Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição	35
2.3.1	Aquisição de dados para a estimação de estado em SDs	35
2.3.1.1	Topologia do alimentador	36
2.3.1.2	Modelagem da rede	37
2.3.1.3	Tipos de medidas usualmente utilizadas para a estimação de estado em SDs	37
2.3.2	Algoritmos de estimação de estado em SDs	38
2.3.2.1	Métodos baseados no estimador de estado por MQP Convencional	38
2.3.2.2	Métodos baseados na estimação de demanda integrada ao cálculo de fluxo de potência	41
2.4	Considerações Finais	44
3	MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	45
3.1	Introdução	45
3.2	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	46
3.3	Modelagem da rede	47
3.3.1	Teorema de <i>Fortescue</i>	49
3.4	Transformadores	50

3.4.1	Transformadores conectados em Y_n-Y_n	52
3.4.2	Transformadores conectados em $\Delta-Y_n$	53
3.5	Reguladores de tensão	55
3.6	Bancos de capacitores	56
3.7	Modelagem das cargas trifásicas	57
3.7.1	Conexão das cargas	58
3.7.1.1	Potência constante com a tensão	59
3.7.1.2	Impedância constante com a tensão	59
3.7.1.3	Corrente constante com a tensão	60
3.7.1.4	Modelo combinado	60
3.8	Considerações Finais	60
4	ESTIMADOR DE DEMANDA TRIFÁSICO EM TEMPO REAL - EDTTR	61
4.1	Introdução	61
4.2	Estágio 1: Estimação <i>off-line</i> das demandas trifásicas	62
4.2.1	Consumidores e curvas de carga típicas	62
4.2.2	Agregação de cargas trifásica	63
4.3	Estágio 2: Ajuste em tempo real das demandas trifásicas	66
4.3.1	Fluxo de Potência Trifásico	66
4.3.2	Ajuste das Estimativas de Demandas em Tempo Real	70
4.4	Consumidores classe A	75
4.5	Tratamento para transformadores conectados em $\Delta-Y_n$	75
4.6	Considerações Finais	78
5	PLATAFORMA DE SIMULAÇÕES	79
5.1	Introdução	79
5.2	Sistemática de avaliação da interface gráfica	79
5.2.1	Fatores recorrentes aos SDs que afetam a precisão do EDTTR	83
5.2.1.1	Má classificação dos consumidores	84
5.2.1.2	Perdas não-técnicas	85
5.2.1.3	Erros grosseiros e falhas de comunicação	86
5.3	Interface Gráfica da Plataforma de Simulações	88
5.4	Considerações Finais	89

6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	91
6.1	Introdução	91
6.2	Alimentador Real da CPFL Paulista 133 Barras	92
6.3	Comparação entre os estimadores de demanda monofásico e trifásico	94
6.4	Proposta para tratamento dos transformadores Δ-Y_n no contexto do EDTTR	98
6.4.1	Convergência e Agregação de Cargas	99
6.4.2	Avaliação da metodologia com base no EMA	101
6.5	Simulações por meio da Plataforma de Simulações	104
6.5.1	Comportamento dos consumidores	105
6.5.2	Má classificação dos consumidores	108
6.5.2.1	Consumidores com fases trocadas	109
6.5.3	Perdas não técnicas	110
6.5.4	Erros Grosseiros e falhas na comunicação	111
6.5.5	Combinação entre a situação prática para o comportamento dos consumidores e má classificação	112
6.6	Comparação de desempenho computacional	113
6.7	Considerações Finais	114
7	CONCLUSÃO	117
7.1	Possibilidades futuras	120
7.2	Publicações originadas desta pesquisa	121
	REFERÊNCIAS	123
A	DADOS DO ALIMENTADOR REAL CPFL PAULISTA 133 BARRAS	129

Introdução

1.1 Motivação

O monitoramento em tempo real dos sistemas de potência é condição essencial para a execução de funções básicas relacionadas à segurança das redes elétricas. Estas funções são executadas sob a responsabilidade dos Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS, do inglês *Energy Management Systems*) e incluem, por exemplo, a solução do fluxo de potência, a análise de contingências, o monitoramento de segurança e o controle preventivo/corretivo das redes, instrumentos fundamentais hoje em dia para a supervisão do estado corrente de operação nos modernos Centros de Operação do Sistema (COSs) (MONTICELLI, 1983).

Na atual conjuntura, o estado operativo de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), principalmente nos Sistemas de Transmissão (STs), é determinado pela integração entre uma série de aplicativos computacionais avançados de análise tempo real, onde os estimadores de estado figuram como uma das ferramentas mais importantes neste processo. Tal importância se deve em virtude da capacidade deste conjunto de algoritmos¹ em obter boas estimativas para as tensões complexas nodais, primordiais para o conhecimento do ponto atual de operação do sistema, mesmo que partindo de um conjunto de medidas redundantes contaminadas por ruídos inerentes ao processo de medição (MONTICELLI, 1983) (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Atualmente nos Sistemas de Distribuição (SDs) é crescente a preocupação com a melhoria do monitoramento em tempo real de forma que sejam conhecidas e precisas as informações sobre as condições operacionais do sistema. Isso não só pelo aumento da demanda dos consumidores, que cresce exponencialmente em função do crescimento das cidades, mas também de um ponto

¹ Um estimador de estado é composto usualmente por quatro etapas: configurador de redes, análise e restauração da observabilidade, estimação de estado e processamento de erros grosseiros, cada qual com um algoritmo diferente executado sequencialmente.

de vista mais abrangente, pela maior conscientização em adotar tecnologias com baixa emissão de carbono, o uso cada vez mais disseminado da geração distribuída e a necessidade de uma rede de distribuição mais ativa e inteligente que se firma à medida que os conceitos de *Smart Grids* começam a ser considerados. Entretanto, na prática, usualmente a determinação do estado corrente destas redes ainda é feita baseada em aproximações de baixa qualidade para a demanda da carga pela investigação apenas do perfil de consumo das unidades consumidoras (UCs). Estas são estimativas que podem não retratar com fidelidade o estado operativo dos alimentadores e conduzir a tomadas de decisão não adequadas.

Com vistas em superar estas fontes de imprecisão para possibilitar uma determinação mais confiável das condições operacionais, e diante da importância dos estimadores de estado já comprovada nos STs, alguns trabalhos vêm sendo desenvolvidos, desde a década de 90, para estender os conceitos de Estimação de Estado (EE), bem consolidados em STs, para SDs. Sendo vislumbradas inúmeras aplicabilidades possíveis dos estimadores de estado no âmbito do gerenciamento em tempo real das redes de distribuição, como por exemplo: análise de contingências, localização de faltas, restabelecimento de energia e o controle e otimização de tensão e reativo.

É evidente que, as dificuldades com o número de medidas disponíveis em tempo real e as particularidades das redes de distribuição representaram grandes desafios para o desenvolvimento destes métodos desde os primeiros trabalhos no contexto de EE em SDs. Tradicionalmente, as redes de distribuição dispõe de poucos medidores ao longo de seus alimentadores (muitas vezes limitados às saídas das subestações), além de serem fortemente desbalanceadas. Entretanto, já é possível notar uma tendência promissora no tocante da disponibilidade, impulsionada pela modernização e automatização das redes de distribuição, onde o aumento no número de medidores aos poucos vêm tornando-se factível em algumas concessionárias (PRIMADIANTO; LU, 2016).

A modernização das redes de distribuição, em contrapartida, exige elevados custos de investimento, e por isso, a execução efetiva dos Estimadores de Estado para SDs (EESDs), baseados em conjunto de medidas redundantes, ainda é limitada às concessionárias que já conseguiram automatizar algumas funções em processos de *retrofit*². A expectativa é que, dentro das possibilidades financeiras de cada distribuidora, sejam cada vez mais crescentes os esforços para incorporar aos SDs os conceitos de redes inteligentes (do inglês *Smart Grids*), como a

² Processo de modernização de equipamentos já considerado ultrapassado ou fora de norma.

Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, do inglês *Advanced Metering Infrastructures*) e a Automação Avançada da Distribuição (ADA, do inglês *Advanced Distribution Automation*). Este tipo de infraestrutura permitirá a aquisição de dados suficientes para aumentar a observabilidade das redes de distribuição, sendo geralmente composta pela integração de um conjunto de equipamentos, tais como os relés digitais, dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs, do inglês *Intelligent Electronic Devices*), unidades de medição fasorial (PMUs, do inglês *Phasor Measurement Units*), chaves automáticas e reguladores de tensão automáticos (PRIMADIANTO; LU, 2016).

Alguns países já se encontram em níveis mais avançados de desenvolvimento tecnológico e conseqüentemente mais próximos daquilo que no Brasil ainda é tido como perspectivas futuras, como por exemplo a implantação das *Smart Grids* e a integração de geradores distribuídos (GDs). Estas questões apesar de satisfazerem a demanda por disponibilidade de medidas em tempo real, conduzem, em contrapartida, a grandes desafios aos operadores dos SDs. Estas e outras possibilidades tendem a tornar as redes mais dinâmicas, ou seja, passível a mudanças substanciais na tradicional direcionalidade do fluxo de potência (geração-transmissão-distribuição-consumidor), uma vez que até mesmo os consumidores poderão ter papel ativo no mercado de energia. Outros impactos negativos que poderão ocorrer são: as mudanças no perfil da carga e na configuração da rede (PRIMADIANTO; LU, 2016)). Obviamente estas maiores exigências operacionais irão requerer dos EESDs que forem sendo desenvolvidos, que estejam aptos a lidar com elas.

Outras questões a serem superadas para que a estimação de estado seja realidade nos SDs consiste na necessidade de uma regulação mais consolidada para os medidores inteligentes (*smart meters*) e o desenvolvimento de meios de comunicação avançados, tanto no sentido de trafegar as informações em alta velocidade, quanto na capacidade de processamento de dados quando necessário, além de serem robustos para suportar o alto volume de dados que serão gerados. Tendo em vista que em um horizonte de curto a médio prazo estes problemas ainda serão recorrentes, é acentuada a necessidade de continuar investindo em melhorias nos métodos de estimação de demanda com base nas informações estatísticas sobre os consumidores para determinação das condições operacionais nos SDs.

1.2 Proposição

Seguindo importantes trabalhos que trataram do problema de EE em SDs, e baseado principalmente numa promissora linha de pesquisa para estimação de demandas nos alimentadores

de distribuição, a presente dissertação tem como objetivo apresentar o Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real (EDTTR), focado em atuar mais especificamente no monitoramento da rede primária de redes radiais. Para isso serão tomados como base resultados recentes obtidos pelo grupo de pesquisa no qual este trabalho está inserido.

Neste sentido, o ponto de partida consiste no Estimador de Demanda em Tempo Real para Sistemas de Distribuição Radiais (EDTR), em concepção monofásica, resultado da dissertação de mestrado de Massignan (2016). O EDTR é validado em um sistema real de larga escala em Massignan et al. (2015) e Massignan et al. (2018). Neste segundo, os resultados em campo evidenciaram a viabilidade prática do EDTR ao compor uma ferramenta de monitoramento em tempo real de auxílio ao serviço de restabelecimento de energia.

Entretanto, o desenvolvimento da extensão trifásica deste estimador de demanda é motivado pela necessidade em conhecer a influência de uma representação mais fidedigna da rede ao processo de EE em SDs. Esta abordagem é proposta na literatura acadêmica em Massignan et al. (2016). Nesta proposição, onde estimador deve ser resiliente às particularidades destas redes, as investigações no âmbito da modelagem da rede e dos equipamentos são relevantes pois nesta concepção o uso de componentes de fase permite considerar a rede acoplada. Além disso, é possível analisar as consequências do processo de agregação de cargas ser realizado independentemente por fase.

A metodologia do **Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real (EDTTR)** está concebida em dois estágios principais:

(1) Estimação *Off-line* das Demandas Trifásicas: onde são estimadas as demandas trifásicas dos transformadores de distribuição por meio dos perfis de carga e das informações de consumo de energia das UCs ligadas com base no processo de agregação de cargas apresentado em Jardini et al. (2000). Nesta etapa as potências ativas e reativas trifásicas nas barras dotadas de transformadores são estimadas individualmente, provendo uma medida de incerteza destas estimativas;

(2) Ajuste em Tempo Real das Demandas Trifásicas: que é realizado em tempo real com base nas estimativas do Estágio 1 e consiste na solução do fluxo de potência trifásico por um algoritmo de Varredura Direta/Inversa (VDI) (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) que faz uso da estrutura de dados denominada Representação Nó-Profundidade (RNP) proposta em Delbem et al. (2004) para armazenar a topologia elétrica do sistema.

O resultado do fluxo de potência é comparado com os valores disponíveis no SD obtidos pelo sistema SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*). Caso haja diferença significativa entre estes valores, é feito um ajuste recursivamente destas estimativas em cada uma das fases até que os valores calculados estejam condizentes com os valores medidos.

Há de se destacar a importância do processo de agregação de cargas, que constitui o Estágio 1, para o EDTTR como um todo, pela forte dependência desta etapa de uma correta caracterização estatística dos consumidores. Isso porque estas estimativas constituem o ponto de partida para a etapa de ajuste do Estágio 2, onde é feita a aproximação dos valores calculados com os valores medidos num sistema real.

Pela boa aceitação do EDTTR de Massignan (2016) (monofásico) na comunidade acadêmica e comprovada sua eficiência e precisão em sistemas reais de larga escala em Massignan et al. (2018), o mesmo é tomado como parâmetro para comparação com o EDTTR de Massignan et al. (2016) em Avelino et al. (2017). As conclusões, que também serão discutidas nesta dissertação, culminaram na validação do EDTTR, demonstrando ser uma proposta factível, sendo pertinente a continuação destes estudos.

O aceite para ambas as publicações que trataram do EDTTR representa o aval por parte da comunidade científica à viabilidade da metodologia. Com isso a proposta desta dissertação é contribuir com melhorias ao EDTTR de Massignan et al. (2016), mais especificamente no Estágio 2.

Importa destacar que em Massignan et al. (2016), o EDTTR, na forma em que foi concebido, atuou somente na rede primária. Ou seja, as injeções de potência, estimadas inicialmente no Estágio 1 e ajustadas no Estágio 2, são representadas diretamente nas barras da rede de média tensão. Além disso, mesmo fazendo parte da formulação do EDTTR o tratamento de consumidores classe A como áreas de medição independentes (pois são monitorados em tempo real), os mesmos ainda não eram assim considerados nas simulações.

Segundo a ANEEL (2017), as unidades consumidoras classe A podem ser providas, porém sem haver obrigatoriedade, de saída específica para as medições instantâneas de potência ativa e reativa, fator de potência, corrente, tensão e frequência. Entretanto, algumas distribuidoras já têm se preocupado em equipar seus consumidores de média tensão com instrumentos de medição em tempo real. Com isso, para estas UCs, os Centros de Operação da Distribuição (CODs)

são capazes de receber a todo momento, conforme intervalo de tempo por eles determinados, suas medidas de consumo. No contexto deste estimador de demanda, estas barras não devem passar por agregação de cargas por se tratarem de consumidores únicos que são monitorados em tempo real, e obviamente, suas demandas já são conhecidas. Com isso, elas passam a configurar (cada uma delas) áreas de medição que dispensam serem ajustadas. Esta abordagem contribui para o processo de estimação de demandas, pois suas medidas também são utilizadas no processo de ajuste das barras não monitoradas. Sendo esta uma consideração importante, também é proposta desta dissertação dar o tratamento adequado a estes consumidores.

Outra proposta deste trabalho, no intuito de melhorar a representação da rede primária, consiste em melhorar o estágio 2 do EDTTR proposto em Massignan et al. (2016) por meio de um procedimento mais adequado para o tratamento dos transformadores de distribuição conectados em Delta-Estrela aterrada ($\Delta-Y_n$). Esta proposição permite uma caracterização do modelo das cargas mais fiel, sendo capaz de superar problemas de convergência, além de contribuir para a qualidade do processo de estimação.

Tais proposta emergiram principalmente de investigações iniciais, baseadas nos resultados de simulações executadas em um alimentador real. O sistema, modelado a partir dos dados gentilmente disponibilizados pela concessionária CPFL Paulista, possui características típicas das redes reais, como: cargas altamente desbalanceadas, consumidores mal classificados e distribuídos de maneira não uniforme. Estas particularidades foram oportunas para o aprimoramento do EDTTR por indicar possíveis limitações do código, permitindo saná-las no decorrer da pesquisa.

Com fim didático, um ambiente gráfico é desenvolvido como uma plataforma de testes, para viabilizar a análise do impacto de fatores que deterioram o processo de estimação de demandas. De modo a ser intuitiva e com o objetivo de facilitar as simulações, a interface gráfica permite testar, um a um ou simultaneamente, a influência de fatores de interesse, como: a má classificação dos consumidores, o comportamento dos mesmos, que na prática não é exatamente igual ao da classe de carga a ele atribuída, a possibilidade de perdas não técnicas, erros grosseiros³ e falhas de comunicação nos medidores do alimentador.

³ Uma medida é dita portadora de EG quando assume um valor não condizente desviando do seu valor “verdadeiro” de, no mínimo, três vezes a sua variância, em decorrência diversos problemas oriundos dos sistemas de medição.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está estruturado da seguinte forma:

i) No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica, começando pela formulação dos Estimadores de Estado convencionais para STs baseados no método dos Mínimos Quadrados Ponderados, além de dar destaque para os principais métodos de Estimação de Estado em SDs apresentados na literatura especializada;

ii) No capítulo 3 são apresentados os conceitos e proposições da modelagem trifásica da rede e das cargas, fundamentais para compreensão de como o fluxo de potência é executado em sistemas modelados dessa forma;

iii) No capítulo 4 é apresentado a metodologia do EDTTR, bem como a proposta para resolver a problemática com a modelagem dos transformadores conectados em Δ - Y_n ;

iv) O capítulo 5 apresenta a plataforma de teste desenvolvida, destacando todas as possibilidades de testes e a sistemática de avaliação que é base para os testes dos fatores de interesse;

v) No capítulo 6 são apresentados os resultados das simulações do algoritmo do EDTTR em um sistema real da CPFL Paulista;

vi) No capítulo 7 são apresentadas as considerações finais desta dissertação e as direções para trabalhos futuros.

Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Introdução

O monitoramento em tempo real de SEPs é função direta da determinação do estado operativo das redes, primordiais para as ações de controle e correção. Tipicamente a condição operativa é dita conhecida quando obtidas as tensões nodais, pois delas é possível determinar as demais grandezas elétricas e por isso são designadas como “variáveis de estado do SEP”. Entretanto, deve-se considerar que para serem obtidas estas variáveis, as medidas aquisitionadas para tal, circulam por uma série de instrumentos de medição, dispositivos e canais de comunicação tornando-as passíveis de serem acometidas por ruídos. Isto exige que estas medidas sejam tratadas antes que determinem um estado operativo não condizente com o real. Para isto, os COSs dispõem de um conjunto de programas que definem o processo de estimação de estado. Conforme definido no capítulo anterior, no contexto de STs, os estimadores de estado são responsáveis pela obtenção, em tempo real, das variáveis de estado de um sistema elétrico, a partir do processamento das seguintes informações: de um conjunto de medidas analógicas redundantes, obtidas usualmente pelo sistema supervisorio SCADA e vulneráveis a estarem contaminadas por ruídos inerentes ao processo de medição; da topologia da rede no modelo barra-linha determinada em tempo real pelo configurador de redes; e dos parâmetros do sistema disponíveis nos bancos de dados.

Para garantir que a integração entre todas as funcionalidades envolvidas no monitoramento em tempo real se traduza em maior eficiência e precisão, os COSs devem estar em constante evolução mantendo-se compatíveis com as novas tecnologias. Neste contexto, pode-se dizer que os motivos pelos quais os conceitos de EE se solidificaram para os STs tem relação

com o desenvolvimento simultâneo entre os métodos de estimação de estado, cada vez mais completos, e a progressiva modernização ocorrida nos SEPs. Com o estabelecimento dos sistemas automatizados tornou-se possível a obtenção de uma redundância de medidas suficiente para garantir a observabilidade ¹ das redes, tanto em condições normais de operação quanto em situações de perda de medidas.

É evidente que as redes de distribuição atuais ainda não contam com um número de medidores em tempo real suficiente para que se tenha uma redundância comparada à dos STs. Mesmo com o promissor conceito de *Smart Grids*, a disponibilidade de medidas nestas redes ainda está distante do necessário para tornar o sistema observável. É fato a necessidade de os SDs manterem-se alinhados com a ascensão desta e outras novas tecnologias e usá-las a seu favor em todas as áreas, e que também os métodos de EE evoluam para que a grande disponibilidade de medidas e informações agreguem acurácia a eles. Entretanto, a viabilização dos conceitos de redes inteligentes ainda esbarra em uma série de empecilhos, de regulamentações a problemas técnicos que serão explanados em seção subsequente. Assim, entende-se que o cenário atual é de grandes desafios para as concessionárias no monitoramento em tempo real de seus alimentadores. Além disso, há de se considerar também que as características particulares dos SDs, como o desbalanço entre as fases e a alta relação resistência/reatância, torna a extensão dos métodos de EE convencionais em STs para os SDs uma tarefa não tão trivial quanto parece. Com isso, pesquisas têm se dedicado a contemplar tais características dos SDs, desenvolvendo metodologias específicas para esta aplicação, convergindo para o atual estado da arte de EE em SDs, no qual este trabalho é fundamentado.

Ante as motivações expostas, este capítulo tem como objetivo fazer uma revisão bibliográfica explorando o tema de EE em SDs, com foco nos principais desafios impostos pelas características específicas destes sistemas e os principais algoritmos e modelagens para superá-los. Também será dado destaque às recentes linhas de pesquisa que tratam da obtenção de pseudo-medidas através da modelagem da demanda dos transformadores, como alternativa diante da limitação de medidas em tempo real. No entanto, primeiramente é apresentada a formulação do estimador de estado pelo método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MPQ), necessária para a contextualização do tema.

¹ Quando é possível determinar todas as variáveis de estado do sistema por meio do conjunto de medidas disponíveis.

2.2 Formulação do Estimador de Estado

Dentre os estimadores de estado já desenvolvidos para STs, o mais utilizado faz uso do modelo monofásico baseando-se no método MPQ, proposto inicialmente por Schweppe, no final da década de 60 (SCHWEPPE; WILDES, 1970) (SCHWEPPE; ROM, 1970) (SCHWEPPE, 1970). A formulação deste método começa pela determinação do modelo de medição, no qual um conjunto de medidas analógicas redundantes adquiridas pelo sistema SCADA (usualmente formado por medidas de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas e transformadores, de injeção de potência ativa e reativa e de magnitudes de tensões nodais) é relacionado com as variáveis de estado, por meio da Equação 2.1, levando em consideração também a possibilidade de existirem erros nessas medidas oriundos do processo de medição.

$$\underline{z} = h(\underline{x}) + \underline{w} \quad (2.1)$$

Sendo:

$\underline{z}$ o vetor de medidas ($m \times 1$);

$h(.)$ o vetor de funções não-lineares, que relaciona as medidas com as variáveis de estado ($m \times 1$);

$\underline{x}$ o vetor de variáveis de estado a serem estimadas ($n \times 1$);

$\underline{w}$ o vetor de erros das medidas ($m \times 1$);

m o número total de medidas;

n o número de variáveis de estado a serem estimadas.

Os erros nas medidas analógicas representados pelo vetor $\underline{w}$ são provocados pelo próprio processo de medição, podendo ser oriundos de problemas nos canais de comunicação, instrumentos de medição defeituosos ou mal calibrados e falta de sincronismo. Nesta formulação eles são considerados como variáveis aleatórias independentes, com distribuição Gaussiana de média zero e matriz de covariância R conhecida (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Usualmente utiliza-se o inverso da matriz de covariância R para ponderar as medidas. Isto porque, quanto menor o valor da variância de uma dada medida (elementos da diagonal principal da matriz R), melhor sua qualidade. No processo tradicional de EE em STs considera-se que não há correlação entre os erros das medidas, e por isso, a matriz R pode ser considerada diagonal (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Além de estarem sujeitas a ruídos, inerentes ao processo de medição, as medidas analógicas processadas pelo estimador de estado estão sujeitas ainda aos chamados erros grosseiros (EGs). Vale destacar que uma medida é dita portadora de EG se a mesma desvia, do seu valor “verdadeiro”, de, no mínimo, três vezes o seu valor de desvio padrão. A existência desse tipo de medida, no estimador baseado no método MQP, pode prejudicar a qualidade dos resultados ou até mesmo inviabilizar a sua convergência. Por isso, esse estimador trabalha em conjunto com um procedimento para detecção, identificação e tratamento de medidas portadoras de EGs (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Aplicando o estimador baseado no método MQP, a melhor estimativa do vetor de variáveis de estado $\underline{x}$, designada por $\hat{\underline{x}}$, pode ser obtida determinando-se o valor de $\underline{x}$ que torne mínimo o índice $J(\underline{x})$ com relação ao vetor de estado $\underline{x}$. O índice $J(\underline{x})$ representa o somatório dos quadrados dos resíduos ponderados pelos inversos das variâncias dos erros de medição, sendo dado pela Equação 2.2 (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

$$J(\underline{x}) = [\underline{z} - h(\underline{x})]^t \cdot R^{-1} \cdot [\underline{z} - h(\underline{x})], \quad (2.2)$$

Onde R^{-1} é o inverso da matriz de covariância do vetor de erros das medidas.

O índice $J(\underline{x})$ torna-se mínimo quando:

$$\frac{\partial J(\underline{x})}{\partial \underline{x}} = 0 \quad (2.3)$$

Entretanto, em razão de o índice $J(\underline{x})$ ser uma função quadrática não linear, a estimativa do vetor de variáveis de estado $\hat{\underline{x}}$ é usualmente obtida de forma recursiva pelo algoritmo iterativo de Gauss-Newton, por meio da Equação 2.4.

$$G(\underline{x}^k)(\Delta \underline{x}^k) = H(\underline{x}^k)^t \cdot R^{-1} \cdot [\underline{z} - h(\underline{x}^k)] \quad (2.4)$$

Sendo $H(\underline{x}^k)$ a matriz Jacobiana calculada pela Equação 2.5.

$$H(\underline{x}^k) = \left. \frac{\partial h(\underline{x})}{\partial \underline{x}} \right|_{\underline{x}=\underline{x}^k} \quad (2.5)$$

$G(\underline{x}^k)$ a matriz Ganho calculada pela Equação 2.6, onde $\underline{x}^k$ é o valor de $\underline{x}$ na iteração k .

$$G(\underline{x}^k) = H(\underline{x}^k)^t \cdot R^{-1} \cdot H(\underline{x}^k) \quad (2.6)$$

E $\Delta \underline{x}^k$ o vetor de correção de $\underline{x}$ expresso pela Equação 2.7:

$$\Delta \underline{x}^k = \underline{x}^{k+1} - \underline{x}^k \quad (2.7)$$

O início do processo iterativo é marcado pela definição de um valor inicial para o vetor de variáveis de estado $\underline{x}$, onde geralmente são fixadas tensões complexas iniciais iguais para todas as barras (com amplitudes unitárias e ângulos de fase nulos, denominado *flat start*), especificando previamente também uma tolerância denotada por ε (em radianos para os ângulos e em p.u. para as magnitudes), como critério de convergência.

Finalmente, o algoritmo do estimador por MQP consiste nos seguintes passos (ABUR; EXPÓSITO, 2004):

Passo 1: Início das iterações fazendo $k = 0$ e definindo o *flat start*;

Passo 2: Cálculo das matrizes $H(\underline{x})$ e $G(\underline{x})$ no ponto $\underline{x} = \underline{x}^k$

Passo 3: Resolução da equação normal de Gauss-Newton apresentada na Equação 2.4 para obter a correção das variáveis de estado e atualizá-las;

Passo 4: Teste de convergência pelo seguinte critério: se $\max |\Delta \underline{x}^k| \leq \varepsilon$, o processo convergiu. Caso contrário, retornar ao passo 2 fazendo $k = k + 1$.

Todos o passos do algoritmo de EE pelo método MQP descrito é ilustrado a seguir no fluxograma da Figura 1. Neste esquema o passo $\underline{x} = \underline{x}^k$ representa a definição do *flat start*, onde é comum utilizar o contador de iterações k sendo iniciado em $k = 0$.

No intuito de desenvolver estimadores de estado para SDs, algumas pesquisas fizeram uso diretamente de métodos aplicados em STs, como, por exemplo, o estimador de estado monofásico pelo método MQP apresentado anteriormente. Entretanto, a aplicação prática desses métodos em tais sistemas é inviabilizada por algumas características particulares dos SDs, conforme destacado em Giustina et al. (2014), Hayes e Prodanovic (2014), Baran (2012):

- Pelo fato de os SDs serem usualmente compostos por redes assimétricas (em função da não-transposição dos seus condutores) e desbalanceadas (em virtude da impossibilidade de

Figura 1 – Fluxograma do algoritmo do estimador de estado MQP

Fonte: Adaptado de Carvalho (2013)

distribuir uniformemente as cargas nos alimentadores), a utilização da modelagem unifilar é impraticável, o que exige uma modelagem trifásica para estimação de estado nestes sistemas. Dentre outras dificuldades encontradas para modelar as redes de distribuição, destacam-se: as diversas possibilidades de conexão dos transformadores e das cargas dos SDs; normalmente os estados de dispositivos seccionadores e de banco de capacitores, bem como a posição de taps de transformadores, não são monitorados de forma direta, impossibilitando, muitas vezes, a determinação correta até mesmo da configuração atual de operação do sistema; usualmente são compostos por alimentadores radiais, com ramos que podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos, apresentando uma alta relação resistência/reatância;

- Os SDs possuem um número muito reduzido de medidas disponíveis em tempo real (em alguns casos somente nas saídas dos alimentadores), o que significa que a observabilidade do sistema só pode ser alcançada com o uso de pseudo-medidas². Além disso, as poucas medidas disponíveis são críticas³, o que impossibilita a detecção e identificação de EGs

² Dados de previsão e agregação de carga, previsão de geração, dados históricos, etc., que fazem parte do banco de dados do centro de operação.

³ Uma medida é dita crítica se for necessária para observabilidade de um sistema ou de uma porção do

pelos métodos convencionais;

- A utilização de medidas com qualidades bem distintas, pois umas são provenientes de medidores, outras são medidas virtuais (informações fornecidas pelas barras de injeção nula) e outras são pseudo-medidas de carga obtidas a partir das AMI (do inglês *Advanced Metering Infrastructures*) ou de dados históricos da operação do sistema;
- Outro problema frequente, que foi limitante para o método pioneiro de Baran e Kelley (1994), consiste segundo o autor, que por motivos econômicos, a maioria das medidas em tempo real são de corrente, fato que impõe problemas de ordem numérica aos EE baseados no método MPQ.

Todos essas características têm servido de motivação, há mais de duas décadas, para o desenvolvimento de estimadores de estado em SDs que sejam concebidos adequadamente para atingir estimativas mais precisas possíveis, mesmo na presença de tais empecilhos (GIUSTINA et al., 2014). Dessa forma, na próxima seção será apresentado o estado da arte no âmbito dos estimadores de estado designados especificamente para o uso em SDs.

2.3 Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição

As particularidades dos SDs, apresentadas na seção anterior que justificam o desenvolvimento de novos métodos de EE específicos para SDs, também provocam algumas mudanças na forma de aquisição dos dados, no tipo das medidas que serão processadas e na modelagem da rede e da carga. A seguir estas diferenças são pontuadas conforme apresentado em Primadianto e Lu (2016).

2.3.1 Aquisição de dados para a estimação de estado em SDs

A operação dos SDs é de responsabilidade dos Sistemas de Gerenciamento da Distribuição, que executam todas as funções de segurança, inclusive a execução do estimador de estado, quando disponível. Segundo Primadianto e Lu (2016) com as funções automatizadas já existentes nos alimentadores e a gradativa inserção dos conceitos de *Smart Grids*, que incorpora uma integração entre vários dispositivos cada vez maior, os dados a serem processados pelos estimadores podem ser oriundos de várias fontes, como por exemplo:

sistema. Ou seja, a sua eliminação torna o sistema, ou uma determinada porção do sistema (conhecida como ilha observável) não observável.

- A topologia do alimentador e os parâmetros das linhas podem ser determinadas pelas informações sobre o *status* de equipamentos oriundas de sistemas como: Sistemas de Mapeamento Automatizado (AMS, do inglês *Automated Mapping System*), Sistemas de Gerenciamento das Instalações (FMS, do inglês *Facility Management System*), Sistema de Informações Geográficas (GIS, do inglês *Geographic Information System*) e Sistema de Gerenciamento de Interrupções (OMS, do inglês *Outage Management System*);
- Os Sistemas SCADA, os IEDs e as PMUs já são capazes de adquirir os dados de medição em tempo real de tensão, corrente e fluxo de potência. Quanto maior o número destes medidores ao longo dos alimentadores, maiores informações estarão disponíveis aos EEs;
- As demandas de cada consumidor podem ser obtidas por meio dos Sistemas de Informações de Consumidores (CIS, do inglês *Customer Information System*) e dos Sistemas de Gerenciamento de Dados de Medidores (MDMS, do inglês *Meter Data Management System*). Com a inserção dos medidores inteligentes (*smart meters*) para monitorar as UCs, estes sistemas também devem estar aptos a receberem este grande volume de dados.

O intercâmbio de todas estas informações exige funções de interface entre os sistemas para converter o formato dos dados de acordo com a necessidade de cada um e também os adequar para aplicação nos estimadores de estado.

2.3.1.1 Topologia do alimentador

Nos estimadores de estado baseados no método por MQP, a configuração de redes consiste na primeira etapa do processo, onde é obtida a topologia da rede no modelo barra/ramo partindo das medidas lógicas de *status* de chaves e disjuntores. Nos SDs onde são raros os dispositivos de chaveamento automatizados para fornecer estas informações em tempo real, as mudanças topológicas representam mais um desafio aos algoritmos de estimação. Em Dzafic et al. (2012), por exemplo, o tratamento da topologia é feito pelo uso de programação orientada a objeto baseada na modelagem *Visitor Pattern*, o que torna o código mais eficiente e fácil de entender, manter e de ser estendido, visando também uma melhoria no tempo de execução. Já em Korres, Hatzargyriou e Katsikas (2011) é proposto um algoritmo para EE Generalizada em Sistemas *Multi-Microgrids*⁴ também baseado no método por MQP. Como a topologia destas

⁴ Uma rede *Multi-Microgrids* consiste em uma rede de média tensão formada por várias *Microgrids* de baixa tensão com a presença de Gerador Distribuído conectado à alimentadores de média tensão adjacentes.

redes é passível a mudanças, é considerada uma topologia inicial que é incorporada ao processo de estimação, ou seja, o status da chave é também considerado uma variável de estado a ser estimada a cada iteração juntamente com as informações analógicas. Seguindo a tendência de redes autônomas, em Choi et al. (2012) é proposto um estimador capaz de identificar as mudanças de estado no sistema, atualizando automaticamente a topologia da rede.

2.3.1.2 Modelagem da rede

A adoção da modelagem trifásica da rede elétrica é uma exigência que surge da necessidade de retratar o sistema o mais fielmente possível, levando em consideração que o desbalanço entre as fases em uma rede de distribuição inviabiliza a modelagem unifilar. Visto isso, uma modelagem precisa de cada componente do sistema é imprescindível para a qualidade dos resultados do estimador. O capítulo 3 dará detalhes de como os EEs em SDs lidam com esta questão, trazendo também as modelagens de carga e de rede tipicamente praticadas.

2.3.1.3 Tipos de medidas usualmente utilizadas para a estimação de estado em SDs

Tipicamente um EESD deve considerar um conjunto de medidas heterogêneo, composto pelos seguintes tipos de medidas:

- Medidas em tempo real: São adquiridas em tempo real pelo sistema SCADA sendo oriundas de medidores instalados ao longo do alimentador. Geralmente, o único medidor capaz de medir magnitude de tensão é aquele localizado nas saídas dos alimentadores. Nele também há medição de magnitude de corrente, fluxo de potência ativa e reativa, assim como nos medidores de ramos do SD e aqueles instalados nos consumidores classe A⁵.
- Pseudo-medidas: Além dos tipos usuais de pseudo-medidas utilizadas nos estimadores de estado desenvolvidos para ST (dados históricos, previsão de carga e geração, etc.), os EESD consideram também pseudo-medidas de carga nas barras do sistema de média tensão com transformadores de distribuição⁶. São, na verdade, medidas de injeção de potência ativa e reativa nessas barras, obtidas com base na demanda de cada transformador de distribuição.

⁵ Consumidores classe A são aqueles conectados em tensão acima de 2,3 kV que devem possuir medição de potência ativa e reativa, em tempo real ou não.

⁶ Transformadores que conectam a rede de média tensão (conhecida também como rede primária) com a rede de baixa tensão (ou rede secundária).

- **Medidas Virtuais:** São informações fornecidas pelas barras de injeção nula, designadas também como barras de passagem. Tais informações, definidas como medidas virtuais, são, a rigor, corretas, apesar da não existência de medição física. Dessa forma, as medidas virtuais podem ser tratadas como medidas de injeção de potência de baixa variância, ou como restrições de igualdade a serem incluídas na formulação do problema de estimação de estado.

2.3.2 Algoritmos de estimação de estado em SDs

Segundo Primadianto e Lu (2016) e Giustina et al. (2014), os algoritmos de EE em SD existentes diferem entre si com base na escolha das variáveis de estado, na forma em que os dados de carga e a presença de erros grosseiros são tratados, e na possibilidade de simplificações para melhorar a velocidade de processamento. Em Baran (2001) e Hayes e Prodanovic (2014) os métodos de EE são classificados em dois grupos:

- Os que usam técnicas baseadas no EE por MQP convencional;
- Os que se baseiam em métodos de estimação de carga integrado ao cálculo de fluxo de potência.

Em Primadianto e Lu (2016), além destas, outras três categorias são consideradas:

- Métodos robusto de Estimação de Estado em SDs;
- Métodos dinâmicos de Estimação de Estado em SDs;
- Métodos distribuídos de Estimação de Estado em SDs.

Nas seções seguintes será dada ênfase apenas aos dois primeiros grupos, uma vez que neles se enquadram os principais métodos que fundamentam este trabalho.

2.3.2.1 Métodos baseados no estimador de estado por MQP Convencional

Estes métodos surgiram como uma extensão dos estimadores de estado por MQP utilizados em STs, sendo adaptados para lidar com os problemas inerentes aos SDs. São classificados em dois subgrupos: o primeiro fazendo uso das tensões complexas nodais como variáveis de estado a serem estimadas e o segundo baseado no fluxo de corrente complexa nos ramos como

variáveis de estado. Ambas as abordagens podem ser formuladas em coordenadas polares ou retangulares.

Em Baran e Kelley (1994) é apresentado um dos trabalhos pioneiros a utilizar esta metodologia em que traz uma abordagem trifásica do estimador de estado por MQP, também definindo as tensões complexas nodais como variáveis de estado, além de contar com os dados de previsão de carga como pseudo-medidas para suprir a falta de medidas nos SDs. Entretanto, surge uma dificuldade na formulação da matriz Jacobiana quando admite-se o uso de medidas de magnitude de corrente, pois os termos desta matriz à elas associadas não podem ser aproximados por constantes. Esta limitação é contornada no trabalho de Lu, Teng e Liu (1995).

Em Lu, Teng e Liu (1995) as tensões complexas nodais são consideradas como variáveis de estado. Para montar a matriz Jacobiana, as medidas de injeção e fluxo de potência são convertidas em medidas equivalentes de corrente complexa nas barras e as medidas de magnitude de tensão nodal são expressas na forma retangular sendo calculadas a cada iteração. A vantagem dessas operações é a obtenção de uma matriz Jacobiana que permanece constante ao longo das iterações exigidas para solução da equação normal de Gauss, sendo composta pelos elementos da matriz de admitância nodal do sistema elétrico. Dessa forma, exige-se apenas uma fatoração da correspondente matriz Ganho (G). Apesar desta vantagem, essas conversões podem causar erros nas estimativas devido às aproximações feitas para a obtenção das medidas equivalentes. Esta metodologia é conhecida como estimador de estado baseado na matriz admitância.

Em Deng, He e Zhang (2002) é proposto um algoritmo que decompõe a solução do Método MQP de um sistema inteiro em uma série de subproblemas MQP que tratam as estimativas dos ramos individualmente. A solução do problema de EE é dividido em duas etapas: na primeira é feita a alocação das cargas, onde é determinada uma injeção de potência equivalente para as barras que possuem medidas em tempo real com base no perfil de consumo das UCs, sendo estas consideradas pseudo-medidas. Estas pseudo-medidas são obtidas por meio da solução do estimador de estado por MQP aplicado somente ao ramo, também sendo adicionadas a elas um fator de perdas para representar as perdas no secundário do transformador. Na segunda etapa, um algoritmo de fluxo de carga baseado na VDI é executado determinando o fluxo de potência nos ramos não monitorados na varredura inversa e atualizando as tensões nodais na varredura direta (utilizando também os valores de injeções equivalentes dos ramos monitorados obtidos na primeira etapa). Como podem existir incertezas quanto ao comportamento dos consumidores, uma vez que eles foram modelados estatisticamente, é natural que existam divergências entre as

pseudo-medidas dos transformadores assumidas na primeira etapa e as com os valores obtidos na segunda etapa (VDI) para os ramos monitorados. Caso estas diferenças sejam maiores que o intervalo de confiança designado, são feitos ajustes nas demandas dos transformadores. Esta abordagem permite usar um conjunto de medidas heterogêneo (vários tipos), além de oferecer uma complexidade computacional muito inferior devido ao uso da VDI, que dispensa o uso de técnicas de fatoração de matrizes.

Em Baran e Kelley (1995) é feita uma extensão do estimador de estado proposto em Baran e Kelley (1994), onde a pesquisa ganha maior destaque por apresentar uma proposta de estimador de estado trifásico por MQP, onde as correntes complexas nos ramos do alimentador, na forma retangular, são utilizadas como variáveis de estado. Neste estimador é incluída uma metodologia para previsão das demandas dos transformadores de distribuição, com intuito de suprir a falta de medidas em tempo real. Estas estimativas de demanda são tratadas como pseudo-medidas e, juntamente com as medidas de potência ativa e reativa, são convertidas para medidas equivalentes de corrente complexa na forma retangular. As medidas de magnitude de corrente também são convertidas em seu equivalente retangular por meio de uma estimativa do ângulo do fator de potência. As medidas de magnitude de tensão são desconsideradas do problema e não entram na montagem da matriz Jacobiana. O estimador de estado por MQP é executado fornecendo as estimativas para as variáveis de estado e as atualizações das tensões nodais são obtidas a partir da execução de um algoritmo de Varredura Direta, partindo da tensão medida na subestação com as correntes estimadas. A convergência do processo irá depender da diferença da atualização do valor das correntes entre duas iterações consecutivas. Se o processo não convergir, as medidas de corrente equivalente são recalculadas com os valores atualizados de tensões nodais. Cabe aqui destacar que o inconveniente desta formulação é exatamente a adoção do método MQP, uma vez que ele exige a conversão destas medidas (magnitude de corrente e fluxos de potência) em equivalentes de corrente complexa por não existirem equações que relacionem diretamente estas medidas com as correntes nos ramos. Outros estimadores, apresentados em Teng (2002) e Baran, Jung e McDermott (2009), são variantes desta abordagem, sempre objetivando melhorar ainda mais a velocidade de processamento.

O algoritmo proposto em Wang e Schulz (2004) usa a magnitude e ângulo de fase das correntes nos ramos como variáveis de estado. Para superar a limitação do número de medidas disponíveis em tempo real, são consideradas pseudo-medidas obtidas por meio de estimativas de cargas oriundas de sistemas que dispõe de medição automatizada. Este trabalho

também é capaz de incorporar os principais tipos de medidas, inclusive magnitudes de tensão. O algoritmo implementado é dividido nos seguintes passos: o primeiro, a inicialização, onde são definidas as magnitudes de correntes e ângulos de fase, possui grande influência na velocidade de convergência. Esta etapa é executada em duas vertentes: na varredura indireta são obtidos os valores iniciais de corrente considerando as tensões em por unidade e as calculando por meio da injeção de potência nos nós; na varredura direta, partindo da barra da subestação, as tensões nodais são atualizadas. Na segunda etapa são calculadas as atualizações do estado do sistema por meio da equação normal para as três fases separadamente. No passo seguinte, as correntes nos ramos são atualizadas para calcular as tensões nodais. Na quarta etapa, é verificado o critério de convergência. O algoritmo foi testado em três alimentadores-teste modificados, apresentando resultados satisfatórios.

Percebe-se que em ambas as formulações, na conversão de medidas em seus equivalentes na forma retangular podem ocorrer erros inerentes à estas conversões. Nos métodos baseados no fluxo de corrente nos ramos, em especial, essa dificuldade é ainda maior, além de dificultar a utilização de medidas de magnitude de tensão. Os problemas oriundos destas transformações circundam os âmbitos teórico e prático, pois além de serem feitas aproximações no processo de solução, também são feitas aproximações no problema original. Com isso, é como se a solução do problema fosse uma réplica do problema original, porém não correspondendo à seu equivalente (FANTIN, 2016). Neste ponto também reside a dificuldade em como atribuir um peso a uma medida equivalente, já que ela não poderá ter o mesmo da correspondente medida realizada. Para estes estimadores, que são baseados no MQP, essa é uma questão de grande preocupação, pois uma atribuição incorreta ou precipitada de um peso a uma medida pode influenciar consideravelmente na precisão dos resultados. Em Primadianto et al. (2015) apresenta-se uma abordagem para o cálculo da variância destas medidas equivalentes, sem considerar a correlação entre elas.

2.3.2.2 Métodos baseados na estimação de demanda integrada ao cálculo de fluxo de potência

Esta é uma abordagem mais específica para SDs em que tipicamente são utilizadas técnicas para a modelagem das demandas com base no perfil de consumo das UCs. Basicamente é feita a estimação de demanda em cada barra com transformador de distribuição, que será tratada como injeção de corrente ou injeção de potência, de tal modo que estes valores encontrados estejam condizentes com os poucos valores medidos disponíveis. O estimador de estado proposto

em Roytelman e Shahidehpour (1993) foi um dos pioneiros à explorar o uso de pseudo-medidas correspondentes às estimativas de demanda dos transformadores de distribuição partindo de dados de previsão de carga, sendo capaz de fazer um ajuste iterativo destes valores. A caracterização destas estimativas conta também com a curva média de carga e fatores de carga atualizados a cada hora. Entretanto, estas pseudo-medidas horárias não são capazes de garantir a exatidão esperada para um estimador de estado, uma vez que esta janela de tempo (de uma hora) não é compatível com a necessidade do monitoramento em tempo real (atualizações minuto-a-minuto) (MASSIGNAN, 2016).

Em Ghosh et al. (1997) é apresentada uma abordagem alternativa para EE em SDs onde é feita uma extensão probabilística do algoritmo de fluxo de carga radial, tratando as medidas disponíveis em tempo real como restrições de solução e as estimativas de demanda dos consumidores como pseudo-medidas. Também é levada em consideração a correlação entre estas pseudo-medidas e o comportamento estocástico das mesmas, sendo ajustadas por uma função de densidade de probabilidade beta. A modelagem da referida correlação entre as pseudo-medidas faz uso dos fatores de diversidade dos consumidores. Este estimador é dividido em duas etapas, onde a primeira consiste num fluxo de potência VDI em que são calculados os valores esperados para as demandas de potência e os fluxos estimados, e na segunda é feita a formulação probabilística com o cálculo das variância dos fluxos e das variáveis de estado por processo similar ao de VDI. Outros trabalhos seguindo esta linha de pesquisa foram apresentados em Ghosh, Lubkeman e Jones (1996) e Lubkeman et al. (2000), onde o algoritmo é testado em um sistema real e as demandas dos transformadores de distribuição são estimadas considerando fatores de carga, obtidos por dados históricos e curvas típicas por classe de consumidor.

Outro trabalho que combina o uso de medidas em tempo real com dados históricos de consumo é apresentado em Celik e Liu (1999), onde o algoritmo de estimação de estado apresentado utiliza uma versão modificada do fluxo de potência de Gauss-Seidel proposto em Cheng e Shirmohammadi (1995). As principais premissas para sua boa convergência é que a rede seja radial e não conte com a presença de Geradores Distribuídos, porém sugere simplificações para superar estes problemas. Diferente de outros algoritmos citados que utilizam VDI, neste estimador de estado é feita uma modificação em ambas as etapas de varredura. Na varredura inversa, a partir das injeções de potência nos nós são calculadas as magnitudes de corrente. É assumido que sempre que existir uma medida de magnitude de corrente, esta será usada para atualizar, a cada iteração, a injeção de potência no nó por meio de valor incremental calculado

por uma equação. Na etapa de varredura direta as tensões são atualizadas, porém baseadas nas medidas de magnitude de corrente que substituem os valores calculados. Uma das vantagens desta metodologia é sua flexibilidade quanto ao uso de diferentes tipos de dados históricos da rede sem comprometer sua robustez e simplicidade.

Em Dzafic et al. (2013) é proposto um algoritmo que consiste em um estimador por MQP para ajustar as injeções de potência não monitoradas tratando-as como variáveis de estado (ao invés de pseudo-medidas), em função das medidas em tempo real, em conjunto com a solução do fluxo de potência. Para a solução do MQP também é levada em consideração os valores de tensão obtidos pelo fluxo de potência e pseudo-medidas de carga (dados históricos de previsão de carga) sendo atribuídas a elas diferentes pesos por meio de fatores de ponderação. Os valores de injeção de potência inicialmente estimados são então refinados pelo método MQP, com auxílio dos conceitos de áreas de medição.

Estes métodos que integram o ajuste dos valores das pseudo-medidas, inicialmente geradas através de um algoritmo de alocação de demanda, com uma solução de fluxo de potência para obter resultados próximos aos valores monitorados, também podem ser designados como estimadores de demanda e consistem especificamente na área de interesse deste trabalho. Como já foi dito, o estimador monofásico para redes radiais da dissertação de mestrado de Massignan (2016) (EDTR) é o ponto de partida para o estimador trifásico desta pesquisa. Deste trabalho duas publicações importantes foram originadas, a primeira em Massignan et al. (2015), o EDTR é apresentado tendo sido executado em um sistema teste de 32 barras. O referido trabalho mostrou ser capaz de estimar, com boa precisão, as estimativas de demanda dos transformadores de distribuição, com base nas informações *off-line* dos consumidores (consumo mensal dos consumidores e curvas de carga típicas) e em poucas medidas disponíveis em tempo real.

Já em Massignan et al. (2018) o estimador de Massignan et al. (2018) é usado para compor a segunda etapa de uma ferramenta de monitoramento em tempo real para restabelecimento do fornecimento de energia. Devido à elevada dimensão do sistema real no qual foi testada, a primeira etapa consiste num pré-processamento *off-line* dos dados dos consumidores e da rede, fornecendo as informações devidamente tratadas ao ETDR para que fossem estimadas as demandas dos transformadores de distribuição. Os testes em campo demonstraram a viabilidade prática do EDTR incorporado à ferramenta, por ter sido capaz de lidar com medidas de diferentes tipos, independente da localização dos medidores ao longo do alimentador, não se restringindo aos medidores da saída das subestação. Esta ferramenta faz parte de um P&D

da distribuidora COPEL que reuniu pesquisadores de outras instituições, e que comprovou a eficiência computacional do EDTR em teste em campo num alimentador de larga escala.

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica à respeito de EE em SDs. É notável o crescente interesse dos autores citados em metodologias que sejam precisas na obtenção de pseudo-medidas para suprir as limitações no número de medidas disponíveis nos sistemas reais. Também é percebida uma tendência em determinar estas pseudo-medidas por meio do cálculo das demandas dos transformadores fazendo uso de agregação de cargas com base no perfil de consumo das UCs. Entretanto, este tipo de abordagem estatística faz surgir uma preocupação na correta caracterização do consumo, fundamental para que os estimadores de estado obtenham resultados precisos.

Este trabalho usa como fortes referências os EESDs apresentados em Ghosh et al. (1997) e Deng, He e Zhang (2002). O que motiva o embasamento nesses estimadores é o fato de utilizarem de fluxo de potência por VDI, que possibilita o emprego da Representação Nó-Profundidade (RNP) proposta em Delbem et al. (2004), melhorando significativamente a eficiência computacional em redes radiais.

No capítulo subsequente será tratada a modelagem trifásica dos principais elementos dos SDs necessária para a execução do estimador proposto.

Modelagem do Sistema de Distribuição

3.1 Introdução

De acordo com o que foi elucidado no Capítulo 2 sobre as particularidades dos SDs, o presente capítulo dará destaque à modelagem trifásica dos principais elementos de um alimentador, da rede primária até a carga. Tal preocupação se dá, pela necessidade em se obter modelos mais realistas, capazes de retratar o mais fielmente possível as características intrínsecas dos sistemas de distribuição.

O foco principal do EDTTR é contribuir como instrumento da operação das redes de distribuição com a obtenção do estado operacional da rede **primária**. Ou seja, o EDTTR fornece, a estimativa da demanda nos pontos de conexão da rede de média tensão (injeções de potência ativa e reativa) e, através dessa demanda é possível estimar as tensões nodais. Logicamente, se conhecida informações da rede secundária, mais preciso será o modelo completo do sistema, uma vez que o fluxo de potência utilizado pelo EDTTR desenvolvido também é capaz de contemplar a rede de baixa tensão. Entretanto, é raro que as concessionárias disponham dos modelos da rede secundária. Com isso, apesar de partir dos dados de um alimentador real, este trabalho atua no contexto da rede primária, e se esforça para apresentar um tratamento que possibilite a modelagem dos transformadores de distribuição de forma que a carga da rede de baixa tensão seja representada na rede de média tensão o mais fielmente possível. Como a proposta tem relação com o desafio em analisar a influência do acoplamento entre as fases no Delta de transformadores assim conectados, nesta seção é dada ênfase sobre a modelagem dos trafos¹ de distribuição.

No que tange a representação da rede, convém, sempre que houver desequilíbrio de carga entre as fases, a utilização das componentes de fase para a modelagem de seus elementos. Isso

¹ Designação informal para se referir a transformadores.

para que no cálculo do fluxo de potência sejam consideradas as impedâncias mútuas resultantes do campo magnético criado ao redor dos condutores pela passagem de corrente. Nesta seção, além desta abordagem que inclui explicação sobre a redução de Kron para eliminação do efeito do cabo neutro, também entraremos no tocante da transformação de *Fortescue* para obtenção das componentes de sequência. Este é um conceito necessário para modelagem do sistema em sequência positiva, utilizado na comparação entre o estimador monofásico e trifásico em estudo publicado em Avelino et al. (2017).

3.2 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O Sistema de Distribuição faz parte do Sistema Elétrico de Potência, sendo responsável por distribuir aos consumidores de baixa e média tensão, a energia recebida por meio dos Sistemas de Transmissão, oriunda dos Sistemas de Geração. Normalmente sua área de atuação é delimitada por uma subestação abaixadora, que reduz o alto nível de tensão dos STs a um patamar compatível com os SDs, configuração esta que se difere em alguns aspectos na existência de Sistemas de Subtransmissão. As subestações de Distribuição distribuem a potência recebida entre os alimentadores primários de média tensão, geralmente na faixa de 11,9 a 34,5 kV, sendo predominantemente radiais (quando há apenas um caminho entre a fonte e a carga). Alguns consumidores podem ser atendidos diretamente pela média tensão, categorizados como consumidores classe A, como: indústrias de médio porte, conjuntos comerciais, grandes hospitais, shopping centers e instalações de iluminação pública. Já os transformadores de distribuição, que funcionam como interface entre a rede primária e secundária (geralmente nos níveis de 220/127V ou 380/220V), atendem pequenos consumidores como residências, comércios e pequenas indústrias (KERSTING, 2001). Um esquema típico de um SEP é ilustrado na Figura 2, onde é apresentado um SD, o intercâmbio entre ele e o ST, bem como sua subdivisão por nível de tensão.

Figura 2 – Representação de um SEP

Fonte: Elaborado pela autora

3.3 Modelagem da rede

A modelagem de uma linha de transmissão de alta tensão começa pela determinação dos parâmetros série (Ω/km) e *shunt* ($\bar{U}/km$), levando em consideração a modelagem π para linhas de transmissão (LTs). Estes parâmetros consistem na resistência dos condutores e reatâncias indutivas (mútuas e próprias) resultantes do campo magnético criado ao redor dos condutores pela passagem de corrente por eles, e o efeito capacitivo do shunt. Entretanto, a representação unifilar de uma linha do ST por meio de seu modelo equivalente π só é possível graças ao equilíbrio de carregamento que existem entre as fases, além da transposição que é feita ao longo do comprimento da linha. Estes dois fatores não estão presentes nos SDs o que torna a modelagem destas redes um pouco mais trabalhosa, exigindo algumas simplificações e aproximações para a utilização do modelo π .

A modelagem das redes em SDs é feita tipicamente utilizando o modelo de linhas curtas para representação das redes primárias e secundárias e o de linhas médias (π nominal) caso exista Subtransmissão, salvo alguns casos específicos para os quais pode ser utilizado o modelo de linhas longas (π equivalente) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Como foi visto, uma vez que as linhas dos SDs não são transpostas, a modelagem deve partir do cálculo das impedâncias mútuas e próprias. Vale salientar que nesse processo deve ser levado em consideração também, a corrente no neutro (ou retorno pelo terra). Essa é uma das dificuldades que surgem na obtenção do modelo e tem sido objeto de discussão desde os primeiros estudos a respeito da modelagem das redes de distribuição, em virtude da preocupação em obter uma representação fiel do sistema. Em 1926 foi publicada a primeira abordagem de Carson para a representação do neutro (CARSON, 1926). Neste estudo foi utilizado de um condutor fictício que carregava uma corrente I_r de retorno, com o intuito de fazer com que o efeito do retorno pela Terra fosse incorporado às impedâncias mútuas e próprias primitivas. Entretanto, vários inconvenientes dificultavam sua aplicação, como o fato de a resistência de retorno pela terra ser desconhecida, assim como o raio médio geométrico do condutor e as distâncias entre os cabos de fases e o condutor de retorno (KERSTING, 2001).

No mesmo ano Carson publica outro trabalho sobre o tema onde desenvolve equações para incorporar o efeito do neutro nas impedâncias mútuas e próprias. Esta técnica, que pode inclusive ser aplicada a cabos subterrâneos, não foi recebida com muito entusiasmo na época em que foi concebida em razão do grande esforço matemático exigido, fato superado posteriormente

com o advento dos computadores. Neste trabalho, a terra é considerada uniforme, sólida, de superfície plana e resistividade constante, além de fazer uso do método das imagens onde supõe-se que cada condutor a uma dada distância acima do solo tem um condutor de imagem na mesma distância abaixo do solo. Outra premissa importante é que, devido ao desequilíbrio inerente aos alimentadores, uma análise mais precisa não deve fazer qualquer suposição sobre o número e dimensão dos condutores, bem como o espaçamento entre eles e a transposição (KERSTING, 2001).

As equações de Carson, posteriormente modificadas pela necessidade de fazer duas aproximações, resultam numa matriz primitiva de dimensão em função do número de condutores, como expressa pela Equação 3.1.

$$[\hat{z}_{primitivo}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an1} & \hat{z}_{an2} & \hat{z}_{anm} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn1} & \hat{z}_{bn2} & \hat{z}_{bnm} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn1} & \hat{z}_{cn2} & \hat{z}_{cnm} \\ \hat{z}_{n1a} & \hat{z}_{n1b} & \hat{z}_{n1c} & \hat{z}_{n1n1} & \hat{z}_{n1n2} & \hat{z}_{n1nm} \\ \hat{z}_{n2a} & \hat{z}_{n2b} & \hat{z}_{n2c} & \hat{z}_{n2n1} & \hat{z}_{n2n2} & \hat{z}_{n2nm} \\ \hat{z}_{nma} & \hat{z}_{nmb} & \hat{z}_{nmc} & \hat{z}_{nmn1} & \hat{z}_{nmn2} & \hat{z}_{nmnm} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Com isso, uma rede elétrica a quatro fios de ligação Y aterrado, por exemplo, como demonstrada na Figura 3, resultará em uma matriz de impedância primitiva de dimensão 4x4.

Figura 3 – Linha trifásica considerando a presença do neutro

Fonte: Adaptado de Kersting (2001)

A matriz de impedância primitiva é então reduzida a uma matriz 3x3 constituída pelas impedâncias próprias e mútuas das três fases por meio da redução de Kron, onde o efeito do neutro é incorporado às demais fases, como expresso pela Equação 3.2.

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha}) \quad (3.2)$$

O sistema resultante de tal redução para uma linha trifásica é apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Modelo de linha trifásica

Fonte: Adaptado de Kersting (2001)

Em linhas de distribuição não transpostas, os termos diagonais da Equação 3.2 não serão iguais entre si, assim como os termos fora da diagonal também não serão, porém a matriz será simétrica. Caso o ramo modelado seja bifásico ou monofásico, comuns em SDs, é admissível zerar as linhas e colunas referentes às fases faltantes (KERSTING, 2001).

A equação matricial para as tensões no segmento de linha serão então definidas por :

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_K = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_L + \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.3a)$$

$$[V_{abc}]_K = [V_{abc}]_L + [Z_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (3.3b)$$

Sendo a Equação 3.3b a forma reduzida.

3.3.1 Teorema de Fortescue

Muito utilizado para resoluções analíticas de circuitos polifásicos desequilibrados, o Teorema de Fortescue publicado em Fortescue (1918) prova que qualquer conjunto de n -fasores desbalanceados pode ser transformado em n sistemas de fasores balanceados denominados componentes simétricas dos fasores originais. Nesta definição, os n -fasores são iguais em magnitude e os ângulos entre fasores adjacentes do conjunto são iguais. A exemplo disso, para os fasores de tensão, as componentes de fase (V_{ag} , V_{bg} , V_{cg}) em função das componentes simétricas (V_0 , V_1 , V_2) são dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Onde $\alpha = 1\angle 120^\circ$ e a matriz de transformação pode ser representada por sua forma reduzida denotada por $[A]$:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Assim, de maneira direta, quando conhecidos os fasores em componentes de fase podemos obter as componentes simétricas pela inversão da matriz $[A]$ conforme a Equação 3.6.

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

No contexto das equações modificadas de Carson, a obtenção das componentes simétricas para as impedâncias se dá, multiplicando ambos os lados pelo inverso da matriz A , conforme o equacionamento:

$$[V_{012}]_K = [A]^{-1} \cdot [V_{abc}]_K \quad (3.7a)$$

$$[V_{012}]_K = [A]^{-1} \cdot [V_{abc}]_L + [A]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A] \cdot [I_{012}] \quad (3.7b)$$

$$[V_{012}]_K = [V_{012}]_L + [Z_{012}] \cdot [I_{012}] \quad (3.7c)$$

Onde a matriz de impedância em componentes simétricas é obtida por:

$$[Z_{012}] = [A]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A] = \begin{bmatrix} z_{00} & z_{01} & z_{02} \\ z_{10} & z_{11} & z_{12} \\ z_{20} & z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Assim, as tensões na forma matricial fica:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}_K = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}_L + \begin{bmatrix} z_{00} & z_{01} & z_{02} \\ z_{10} & z_{11} & z_{12} \\ z_{20} & z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

3.4 Transformadores

A escolha do tipo do transformador varia de acordo com a função na qual ele será empregado e das características do sistema e dos componentes a fins. Isso faz com que um

alimentador possua uma grande quantidade de transformadores de diferentes tipos e de comportamentos particulares (perdas, corrente de sequência zero, aterramento, entre outros). Visto isso, a modelagem trifásica deve considerar tais características, e principalmente os diferentes tipos de ligação, para que seja possível sua representação por uma matriz de admitância. Em alguns trabalhos, como em Xiao, Yu e Yan (2006), as perdas no núcleo são negligenciadas, uma vez que os diferentes tipos de conexão dos enrolamentos têm pouco efeito sob elas, sendo mantido como foco a determinação do bloco série.

A matriz de admitância do transformador Y_T é definida pela sua relação entre tensão e corrente pela Equação 3.10 (XIAO; YU; YAN, 2006).

$$\begin{bmatrix} I_p^{abc} \\ I_s^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p^{abc} \\ V_s^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Onde I_p^{abc} e I_s^{abc} são as correntes de linha do lado primário e secundário respectivamente; V_p^{abc} e V_s^{abc} são as tensões de fase do lado primário e secundário respectivamente; $Y_{pp}, Y_{ss}, Y_{ps}, Y_{sp}$, são submatrizes correspondentes as admitâncias mútuas e próprias do lado primário e secundário do transformador. Estas submatrizes são definidas de acordo com a ligação do transformador como apresentado na Tabela 1, onde as nove configurações mais comuns de ligação entre primário e secundário são retratadas para um transformador abaixador.

Tabela 1 – Submatrizes características dos transformadores trifásicos abaixadores de acordo com seu tipo de ligação

Conexão do Transf.		Admitância Própria		Admitância Mútua	
Barra P	Barra S	Y_{pp}^{abc}	Y_{ss}^{abc}	Y_{ps}^{abc}	Y_{sp}^{abc}
Y-aterrado	Y-aterrado	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
Y-aterrado	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y-aterrado	Delta	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Y	Y-aterrado	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Delta	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Delta	Y-aterrado	Y_{II}	Y_I	Y_{III}	Y_{III}^T
Delta	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Delta	Delta	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

Fonte: Xiao, Yu e Yan (2006).

Onde:

$$Y_I = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}, Y_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix}, Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Sendo y_t a admitância de ligação do transformador.

Como são duas as conexões mais comuns para transformadores de distribuição, nas seções seguintes será feita a modelagem detalhada para transformadores abaixadores conectados em estrela aterrado-estrela aterrado (Y_n - Y_n) e em delta-estrela aterrado (Δ - Y_n).

3.4.1 Transformadores conectados em Y_n - Y_n

Conforme a equação (3.10) e com base na Tabela 1, vamos simplificar as injeções de corrente trifásicas I^{abc} para simplesmente I_p para se referir ao primário e I_s secundário e as tensões V^{abc} para V_p e V_s respectivamente. Assim, temos a equação (3.12) para transformadores em Y_n - Y_n :

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_I & -Y_I \\ -Y_I & Y_I \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p \\ V_s \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Substituindo a Equação 3.11 na Equação 3.12 temos a Equação 3.13:

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{y_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{y_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} \\ \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p \\ V_s \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Onde α e β são os taps do primário e secundário respectivamente.

Tomando a Equação 3.12, temos para corrente no primário a Equação 3.14:

$$I_p = Y_{pp} \cdot V_p + Y_{ps} \cdot V_s \quad (3.14)$$

Reorganizando a Equação 3.14 fica:

$$V_s = (I_p - Y_{pp} \cdot V_p) \cdot Y_{ps}^{-1} \quad (3.15)$$

De forma análoga, temos a corrente no secundário por:

$$I_s = Y_{sp} \cdot V_p + Y_{ss} \cdot V_s \quad (3.16)$$

Substituindo a Equação 3.15 na Equação 3.16:

$$I_s = Y_{sp} \cdot V_p + Y_{ss} \cdot Y_{ps}^{-1} (I_p - Y_{pp} \cdot V_p) \quad (3.17)$$

Resolvendo Equação 3.17:

$$I_s = Y_{sp} \cdot V_p + Y_{ss} Y_{ps}^{-1} I_p - Y_{ss} Y_{ps}^{-1} Y_{pp} V_p \quad (3.18)$$

Reorganizando a Equação 3.18

$$I_s = (Y_{sp} - Y_{ss} Y_{ps}^{-1} Y_{pp}) V_p + Y_{ss} Y_{ps}^{-1} I_p \quad (3.19)$$

Substituindo as submatrizes na Equação 3.19 e suprimindo α e β por simplificação, temos:

$$I_s = \left(\begin{bmatrix} -y_t & 0 & 0 \\ 0 & -y_t & 0 \\ 0 & 0 & -y_t \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \cdot (-1) \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \right) V_p + \quad (3.20a)$$

$$\left(\begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \cdot (-1) \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}^{-1} \right) I_p \quad (3.20b)$$

Nota-se que se tratando de submatrizes idênticas, sempre que uma matriz é multiplicada pela sua inversa temos uma matriz identidade e com isso é zerado o primeiro termo da equação e o segundo é igual a 1. Ou seja, temos que a relação entre as correntes do primário e do secundário de um transformador conectado em Y_n - Y_n é de igualdade, conforme expresso na Equação 3.21:

$$I_s = I_p \quad (3.21)$$

3.4.2 Transformadores conectados em Δ - Y_n

Conforme a Equação 3.10 e com base na Tabela 1, as mesmas simplificações para as correntes e tensão são válidas. Assim, temos a Equação 3.22 para transformadores em Δ - Y_n :

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{II} & Y_{III} \\ Y_{III}^T & Y_I \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p \\ V_s \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Substituindo a Equação 3.11 na Equação 3.22 temos a Equação 3.23:

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{2y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 \\ \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{2y_t}{3\alpha^2} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 \\ \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p \\ V_s \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Tomando a Equação 3.22, temos para corrente no secundário a Equação 3.24:

$$I_s = Y_{sp} \cdot V_p + Y_{ss} \cdot V_s \quad (3.24)$$

Reorganizando a Equação 3.24 fica:

$$V_s = (I_s - Y_{sp} \cdot V_p) \cdot Y_{ss}^{-1} \quad (3.25)$$

De forma análoga, temos a corrente no primário por:

$$I_p = Y_{pp} \cdot V_p + Y_{ps} \cdot V_s \quad (3.26)$$

Substituindo a Equação 3.25 na Equação 3.26:

$$I_p = Y_{pp} \cdot V_p + Y_{ps} \cdot Y_{ss}^{-1} (I_s - Y_{sp} \cdot V_p) \quad (3.27)$$

Resolvendo a Equação 3.27:

$$I_p = Y_{pp} \cdot V_p + Y_{ps} Y_{ss}^{-1} I_s - Y_{ps} Y_{ss}^{-1} Y_{sp} V_p \quad (3.28)$$

Reorganizando a Equação 3.28 temos:

$$I_p = (Y_{pp} - Y_{ps} Y_{ss}^{-1} Y_{sp}) V_p + Y_{ps} Y_{ss}^{-1} I_s \quad (3.29)$$

$$I_p = \left(\begin{bmatrix} \frac{2y_t}{3} & \frac{-y_t}{3} & \frac{-y_t}{3} \\ \frac{-y_t}{3} & \frac{2y_t}{3} & \frac{-y_t}{3} \\ \frac{-y_t}{3} & \frac{-y_t}{3} & \frac{2y_t}{3} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{-y_t}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} \\ \frac{y_t}{\sqrt{3}} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}} & 0 \\ 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{-y_t}{\sqrt{3}} & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 \\ 0 & \frac{-y_t}{\sqrt{3}} & \frac{y_t}{\sqrt{3}} \\ \frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{-y_t}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \right) V_p + \quad (3.30a)$$

$$\left(\begin{bmatrix} \frac{-y_t}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} \\ \frac{y_t}{\sqrt{3}} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}} & 0 \\ 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}^{-1} \right) I_s \quad (3.30b)$$

Entretanto, a matriz começa a ganhar complexidade matemática. Utilizando recursos computacionais para o cálculo, obtém-se, em Matlab, que o primeiro termo da equação é aproximadamente zero. Entretanto, para o segundo termo verifica-se que matriz inversa de uma matriz identidade é a própria matriz identidade. Assim, temos que a relação entre as correntes do primário e do secundário de um transformador conectado em Δ - Y_n obedece a Equação 3.31.

$$I_p = Y_{III}^T \cdot I_s \quad (3.31)$$

Com isso, observa-se que devido à conexão delta no primário e o consequentemente acoplamento entre as fases, as cargas ligadas ao secundário solicitam uma injeção de potência no primário do transformador não apenas da fase à qual estão conectadas, mas também uma parcela das demais. Este ponto é objeto de análise deste trabalho, haja vista que a representação mais precisa da rede primária deve incluir até mesmo os efeitos do acoplamento entre as fases no delta e todos os problemas a ele relacionados. Portanto, é desafio para o estimador desenvolvido manter a precisão das estimativas contemplando a modelagem dos transformadores, mesmo que conectados em Δ - Y_n .

3.5 Reguladores de tensão

Nos SDs os reguladores de tensão possuem a função de auxiliar no controle da tensão ao longo dos alimentadores, sendo alocados tipicamente em ramais distantes das subestações, onde o nível de tensão cai significativamente, também podendo atuar para reduzir a tensão quando necessário. Estes reguladores nada mais são do que um conjunto de auto-transformadores com taps individualizados por enrolamento, com ajuste automático ou não, capazes de operar sob carga. Estes dispositivos contam usualmente com 32 passos, variando a uma faixa de $\pm 10\%$. Também são classificados de acordo com o tipo de ligação em tipo A e tipo B, que se diferem pela posição do enrolamento de excitação (no lado da carga ou da fonte). Ambas as configurações podem atuar nas posições abaixadora ou elevadora, devendo-se atentar à este detalhe sempre que necessária a modelagem matemática.

Em SDs, onde os alimentadores são predominantemente trifásicos, os reguladores de tensão trifásicos podem ser concebidos por diferentes conexões. Evidentemente para cada tipo de conexão existe uma modelagem, podendo ser representadas por uma matriz de admitância, neste caso da mesma forma que é obtida pela Equação 3.10 para transformadores (XIAO; YU; YAN, 2006).

3.6 Bancos de capacitores

Os bancos de capacitores são fontes de potência reativa instalados na rede primária com intuito de melhorar o fator de potência e ajudar na manutenção do perfil de tensão. Em Salas (2010) os bancos de capacitores são modelados como susceptâncias constantes obtidas pela Equação 3.32.

$$B_i^k = \frac{Q_i^k}{|\dot{V}_i^k|^2} \quad (3.32)$$

Onde B_i^k é a susceptância capacitiva na barra i , fase k ; Q_i^k é a potência reativa nominal do capacitor na barra i , fase k ; $|\dot{V}_i^k|^2$ é o quadrado da magnitude de tensão na barra i , fase k . Importa destacar que o índice k também pode se referir a grandezas entre fases, ou seja, $k \in \{an, bn, cn, ab, bc, ca\}$

A Figura 5 ilustra o esquema de conexão para três configurações de ligação dos capacitores. Para as conexões estrela aterrada, representada na Figura 5 pela região em destaque na cor verde, as correntes injetadas pelos capacitores são calculadas pelas equações de 3.33a, quando conhecidas suas susceptâncias capacitivas obtidas por meio da Equação 3.32 e suas tensões de fase (kV).

Nos bancos de capacitores conectados em estrela isolada da região em destaque na cor azul da Figura 5, as correntes de linha são calculadas partindo da inversão das equações de 3.33a para obtenção das reatâncias dos capacitores por meio da Equação 3.33b (SALAS, 2010).

Figura 5 – Representação das três conexões comuns de banco de capacitores

Fonte: Elaborado pela autora

$$\begin{aligned} \text{Fase a : } IC_a &= j B_a \cdot V_{ag} \\ \text{Fase b : } IC_b &= j B_b \cdot V_{bg} \\ \text{Fase c : } IC_c &= j B_c \cdot V_{cg} \end{aligned} \quad (3.33a)$$

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \frac{1}{z_c \cdot z_a + z_a \cdot z_b + z_c \cdot z_b} \cdot \begin{bmatrix} z_c + z_b & -z_c & -z_b \\ -z_c & z_a + z_c & -z_a \\ -z_b & z_a & z_a + z_b \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.33b)$$

Já nos capacitores conectados em delta, em esquema ilustrado na cor vermelha da Figura 5, as correntes injetadas são calculadas por meio das susceptâncias capacitivas obtidas por meio da Equação 3.32 e suas tensões entre fases calculadas pela Equação 3.34 (SALAS, 2010).

$$\begin{aligned} \text{Fase ab : } IL_{ab} &= j B_{ab} \cdot V_{ab} \\ \text{Fase bc : } IL_{bc} &= j B_{bc} \cdot V_{bc} \\ \text{Fase ca : } IL_{ca} &= j B_{ca} \cdot V_{ca} \end{aligned} \quad (3.34)$$

Para obter as correntes de linha é necessária ainda a equação expressa em Equação 3.35.

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

3.7 Modelagem das cargas trifásicas

Em SDs as cargas da rede secundária são tipicamente representadas por suas potências complexas consumidas, podendo ser conhecidas suas potências aparente (kVA) juntamente com o fator de potência, ou a potência ativa (kW) juntamente com o fator de potência, ou ainda a potência ativa juntamente com a potência reativa. Também deve ser considerada uma tensão inicial, compatível com o nível de tensão dos terminais de baixa tensão das subestações de

distribuição, que pode ou não sofrer alterações durante o cálculo de um fluxo de potência. Estas cargas podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas e conectadas em delta ou estrela aos transformadores de distribuição (KERSTING, 2001).

A potência elétrica absorvida pelas cargas depende de sua natureza e pode variar em função da tensão aplicada. Por este motivo, é comum representá-las por modelos em que o comportamento de cada tipo de carga possa ser analisado em função da tensão. Dentre estes modelos elas podem ser, segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005): potência constante com a tensão, impedância constante com a tensão, corrente constante com a tensão ou cargas constituídas por composição dos modelos anteriores.

Nas seções subsequentes todos os modelos serão analisados individualmente para cada tipo de conexão, onde serão representados graficamente e matematicamente, sendo embasadas nas referências Kersting (2001) e Kagan, Oliveira e Robba (2005).

3.7.1 Conexão das cargas

A Figura 6 ilustra a representação da conexão das cargas ao secundário dos transformadores de distribuição, sendo que a ilustração da região em cor azul representa uma carga conectada em estrela aterrada e na cor vermelha conectada em delta. A potência aparente e as tensões complexas são calculadas pela Equação 3.36, onde para as cargas conectadas em estrela aterrada, expressa pela Equação 3.36a, são consideradas grandezas entre fase e terra e para cargas em delta da Equação 3.36b se referem a grandezas entre fases.

Figura 6 – Representação para cargas em estrela aterrada e delta

Fonte: Elaborado pela autora

$$\begin{aligned}
|S_a| \angle \theta_a &= P_a + j Q_a & |V_{an}| \angle \delta_a \\
|S_b| \angle \theta_b &= P_b + j Q_b & |V_{bn}| \angle \delta_b \\
|S_c| \angle \theta_c &= P_c + j Q_c & |V_{cn}| \angle \delta_c
\end{aligned} \tag{3.36a}$$

$$\begin{aligned}
|S_{ab}| \angle \theta_{ab} &= P_{ab} + j Q_{ab} & |V_{ab}| \angle \delta_{ab} \\
|S_{bc}| \angle \theta_{bc} &= P_{bc} + j Q_{bc} & |V_{bc}| \angle \delta_{bc} \\
|S_{ca}| \angle \theta_{ca} &= P_{ca} + j Q_{ca} & |V_{ca}| \angle \delta_{ca}
\end{aligned} \tag{3.36b}$$

Sendo $|S_{a,b,c}|$ a potência aparente nas fases a, b e c respectivamente e $|V_{an,bn,cn}|$ são as tensões fase-terra em a, b e c respectivamente. Para as cargas em delta, $|S_{ab,bc,ca}|$ é a potência aparente entre as fases a, b e c e $|V_{ab,bc,ca}|$ as tensões para as mesmas.

Deve ficar claro, entretanto, que o comportamento da carga independe do tipo de sua conexão, ou seja, ela deve se comportar de acordo com a representação à qual ela pertence em função da tensão (potência constante, impedância constante, corrente constante).

3.7.1.1 Potência constante com a tensão

Estas cargas são caracterizadas por possuírem potência ativa e reativa invariantes com as mudanças na tensão, sendo determinadas pelos seus valores nominais ou de referência. São exemplos deste tipo de cargas os motores elétricos de indução quando operam sem variação da carga mecânica acoplada. Por meio das potência absorvidas denotadas por $S_{a,b,c}$ para cargas em estrela aterrada e $S_{ab,bc,ac}$ para cargas em delta, que serão sempre constantes para qualquer valor de tensão, são calculadas as correntes absorvidas para cada fase. A corrente absorvida será então inversamente proporcional à tensão aplicada. Neste modelo, as potências se mantêm constante e as tensões são alteradas a cada iteração de um fluxo de carga (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005; KERSTING, 2001).

3.7.1.2 Impedância constante com a tensão

Nestas cargas, a impedância é o elemento invariante com a tensão, sendo obtidos seus valores por fase por meio das potências ativa e reativa absorvidas pelas cargas quando alimentadas por tensão nominal ou de referência. Exemplo deste tipo de carga são os capacitores e elementos altamente resistivos, como chuveiros, fornos e torneiras elétricos. Para a modelagem destas cargas é necessário primeiro obter as impedâncias delas para posteriormente serem calculadas as correntes absorvidas para as ligações em estrela e delta.

A potência absorvida por estas cargas varia quadraticamente com a tensão aplicada se mantendo constante. Porém, as tensões de carga podem se alterar a cada iteração (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

3.7.1.3 Corrente constante com a tensão

Esta é a modelagem para cargas em que a intensidade de corrente absorvida e o ângulo de rotação de fase entre tensão e corrente são invariantes com os valores de tensão (fator de potência). Dessa forma, a cada iteração a magnitude de corrente se mantém constante, mas seu ângulo é alterado em função do ângulo da tensão garantindo um fator de potência constante. Exemplos deste tipo de carga são os fornos à arco e as lâmpadas de descarga. Características destas cargas é que a corrente por elas absorvidas varia linearmente com a tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

3.7.1.4 Modelo combinado

O modelo combinado é uma composição dos modelos anteriores onde é atribuída uma porcentagem de cada um dos três tipos apresentados. A corrente de linha total para estas cargas é calculada por meio da soma destas componentes.

3.8 Considerações Finais

Este capítulo teve por objetivo apresentar a estrutura geral de um SD e a modelagem trifásica de seus principais elementos, conceitos fundamentais para o entendimento de como foram tratados os modelos da rede no estimador de demanda utilizado como referência para desenvolvimento deste trabalho.

No próximo capítulo todos os conceitos explanados aqui serão levados em consideração para a caracterização do EDTTR.

Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real - EDTTR

4.1 Introdução

Os SDs seguem uma tendência de modernização, a exemplo do que aconteceu anos atrás com os STs, com objetivo na consolidação do monitoramento em tempo real não só por motivos de planejamento, controle e contingência, mas também pela necessidade de tornar as redes de distribuição mais ativas e inteligentes, aptas a receberem as tecnologias futuras. Mesmo já sendo possível perceber um bom nível de inserção dos sistemas SCADA nestas redes, em função do reduzido número de medidores, ainda é comum determinar o estado de operação dos alimentadores partindo do comportamento estatístico dos consumidores de energia (os perfis de carga) e das suas contas de energia elétrica.

O processo atual para obtenção do estado operativo das redes de distribuição consiste inicialmente em obter as estimativas iniciais da demanda para cada transformador de distribuição, através de um processo de agregação das curvas de carga dos consumidores a eles conectados. Com essas demandas (potência ativa e reativa) executa-se um algoritmo de fluxo de potência que resulta no estado da rede. Tendo em vista que essas demandas são oriundas de processos estatísticos baseados em informações que não são obtidas em tempo-real, é baixa a qualidade das estimativas obtidas para o estado de operação de um alimentador.

O Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real (EDTTR) apresentado nesta dissertação faz parte de uma classe específica de EESDs que busca superar o problema da falta de medidas disponíveis em tempo real por meio de caracterizações estatísticas dos transformadores de distribuição, execução de um fluxo de potência e ajuste das estimativas. Esta abordagem tem como objetivo principal aliar da melhor forma possível as informações estatísticas disponíveis a

respeito do perfil de consumo dos consumidores em conjunto com as poucas medidas disponíveis em tempo real.

Este capítulo apresenta a metodologia do EDTTR que compreende dois estágios. O primeiro é executado *off-line*, ou seja, sem a necessidade de atualização da informação em tempo real, e segundo em tempo real, com informações atualizadas de acordo com a periodicidade do sistema SCADA. Também são elucidadas as propostas para resolver a problemática com a modelagem dos transformadores conectados em Δ - Y_n no contexto deste estimador, e de como considerar adequadamente os consumidores classe A como áreas de medição.

4.2 Estágio 1: Estimação *off-line* das demandas trifásicas

Neste estágio são estimadas as demandas de potência ativa e reativa de cada transformador de distribuição com base apenas em informações *off-line*, ou seja, no perfil de consumo dos consumidores conectados a cada transformador. Esta é uma caracterização estatística onde cada consumidor é representado por uma curva de carga de acordo com sua classe de consumo e informações de kWh mensais. Com o processo de agregação de cargas, apresentada em Jardim et al. (2000), são somadas todas as curvas de cargas dos consumidores conectados a cada transformador e obtidas as estimativas iniciais de demanda que posteriormente serão ajustadas no Estágio 2 do EDTTR.

4.2.1 Consumidores e curvas de carga típicas

A caracterização estatística dos consumidores é recurso necessário para suprir a falta de informações a respeito do comportamento dos consumidores, haja vista a dificuldade em monitorá-los em tempo real. Diante da infinidade de tipos de consumidores existente, e o fato de cada qual comportar-se de maneira independente, a alternativa é buscar curvas de carga típicas que sejam capazes de representar determinados grupos que apresentem perfis de consumo similares. Usualmente um critério inicial para esta categorização toma como base as próprias informações de consumo das faturas geradas mês a mês obtidas pelos medidores individuais de cada consumidor. Tipicamente, para faturamento de energia estes medidores realizam medições a cada intervalo de 15 minutos, resultando em 96 pontos por dia (JARDINI et al., 2000).

A classificação do perfil de consumo de cada UC pode estar relacionado ao horário do dia, dia da semana, estações do ano, condições climáticas e perfis sócio econômicos. Em Malhões e Martins (2006) são apresentados detalhes da metodologia utilizada pela distribuidora CPFL

para classificar as UCs em curvas de carga típicas. Segundo os autores, a definição de uma curva de carga típica para um consumidor de baixa tensão depende, além dos critérios já citados, de fatores como: a localidade geográfica do consumidor e até mesmo do mês em estudo, já que as curvas podem ser diferentes conforme a época do ano. Um determinado consumidor pode, também, ter uma curva típica personalizada, utilizada somente para ele e identificada pela sua UC, porém isso é raro para consumidores de baixa tensão.

Em Jardini et al. (2000) uma classificação simples em três perfis de consumidores (residencial, comercial e industrial) é apresentada. Porém, é comum que as concessionárias façam uma categorização mais detalhada incluindo critérios sobre o perfil sócio econômico dos consumidores, podendo seguir as mesmas diretrizes presentes na resolução 456 de 29/11/2000 da ANEEL (ANEEL, 2000), tipicamente adotada para descrever a classificação dos tipos de consumidores em classes e subclasses para fins de tarifação, e também o enquadramento por atividade do Cadastro Nacional de Atividades Econômicas (CNAE). Esta categorização também pode levar em consideração critérios particulares de cada distribuidora de energia elétrica.

Visto isso, a Figura 7 ilustra algumas classes utilizadas pela distribuidora CPFL Paulista para classificação de consumidores de baixa tensão. A primeira, Figura 7 a), trata-se de uma das onze curvas próprias da CPFL para UCs residenciais, a Figura 7 b) representa um comércio varejista (CNAE 4751-2/01) e a Figura 7 c) também é classificação própria da CPFL para iluminação de condomínios e áreas comuns. Além dessas, todas as curvas de carga em vigência na CPFL Paulista são apresentadas na Tabela 19 do Apêndice A.

Figura 7 – Curvas de carga típicas CPFL

Fonte: Elaborado pela autora

4.2.2 Agregação de cargas trifásica

O processo de agregação de cargas de (JARDINI et al., 2000) é utilizado neste trabalho como forma de obtenção das demandas do SD alocadas como injeções de potência ativa e reativa

nas barras com transformadores de distribuição. Esse processo consiste na soma estatística dos perfis de consumo (em p.u.) caracterizados por um valor médio e desvio padrão, usando curvas de carga típicas de acordo com a classificação do consumidor (conforme apresentado na seção anterior).

Para garantir que as curvas para agregação estejam normalizadas em p.u. é calculada a potência base $P_{base_{cons}}$ para cada consumidor, pela razão entre o consumo mensal em kWh e o número de horas/mês conforme a Equação 4.1 (JARDINI et al., 2000).

$$P_{base_{cons}} = \frac{\text{consumo mensal (kWh)}}{24 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias}} \quad (4.1)$$

Nos sistemas reais, o número de fases de uma UC é determinado em função da respectiva potência instalada, o que justifica a existência de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos. Uma vez que os medidores convencionais não realizam uma leitura individualizada por fase, as curvas de cargas individuais por fase para cada consumidor é obtida a partir da potência base determinada pela Equação 4.1. Este processo de formação da curva de carga para cada consumidor individual para cada instante de tempo por fase é ilustrado pela Figura 8 baseado nas Equações 4.2 e 4.3.

$$m_{cons}^{\phi}(t) = m_{classe_{cons}}(t) \cdot \frac{P_{base_{cons}}}{n} \quad (4.2)$$

$$\sigma_{cons}^{\phi}(t) = \sigma_{classe_{cons}}(t) \cdot \frac{P_{base_{cons}}}{n} \quad (4.3)$$

Onde $m_{cons}^{\phi}(t)$ é a variável aleatória da demanda de potência ativa para os consumidores individuais para cada instante de tempo, $m_{classe_{cons}}(t)$ representa a demanda da classe a qual o consumidor pertence e n o número de fases do consumidor, $\sigma_{cons}^{\phi}(t)$ e $\sigma_{classe_{cons}}(t)$ os respectivos desvios padrão.

Assim, para os consumidores que possuam mais de uma fase, as curvas de carga em todas as fases envolvidas serão idênticas.

Com isso, o processo de agregação de cargas para cada transformador j consiste na soma estatística dos perfis de consumo de todos os consumidores conectados à ele. O valor esperado de demanda de potência ativa agregada ($m_j^{\phi}(t)$) para cada fase e seu respectivo desvio padrão ($\sigma_j^{\phi}(t)$) são calculadas pelas Equações 4.4 e 4.5.

Figura 8 – Obtenção da curva individual do consumidor em função de sua classe de carga

Fonte: Elaborado pela autora

$$m_j^\phi(t) = \sum_{consecj}^N m_{classcons}^\phi(t) \cdot P_{basecons} \quad (4.4)$$

$$\sigma_j^\phi(t) = \sqrt{\sum_{consecj}^N (\sigma_{classcons}^\phi(t) \cdot P_{classcons})^2} \quad (4.5)$$

Onde $m_j^\phi(t)$ é o valor esperado de potência ativa da curva de carga dos consumidores conectados ao transformador da barra j para cada instante (t) para cada fase ϕ e $\sigma_j^\phi(t)$ o respectivo desvio padrão da mesma.

Contudo, observa-se que as equações apresentadas definem apenas as estimativas *off-line* de injeção de potência ativa. A estimativa de injeção de potência reativa poderia ser calculada de forma análoga se houvesse medição de consumo de reativo na rede secundária, situação ainda utópica para as concessionárias de energia. Dessa maneira, o algoritmo do Estágio 1 do EDTTR calcula a injeção de potência reativa de cada barra dotada de transformador de distribuição por meio de um fator de potência, que pode ser típico (compatível com a classe do consumo predominante naquele transformador) ou um valor padrão, geralmente 0,92.

O processo de agregação de cargas descrito é ilustrado pela Figura 9. Há de se destacar que, no contexto do EDTTR, os consumidores classe A, quando dotados de medição em tempo real, não necessitam passar por agregação de cargas pois essa é uma forma de obtenção de pseudo-medidas apenas em barras não monitoradas. Nestes casos, como suas medidas são aquisitadas em tempo real, este fato os configuram como áreas de medição independentes, conceito esse que será explicado na próxima seção.

Estas estimativas são então ajustadas no próximo estágio com o auxílio de medidas

Figura 9 – Processo de agregação de cargas

Fonte: Elaborado pela autora

disponíveis em tempo real.

4.3 Estágio 2: Ajuste em tempo real das demandas trifásicas

O Estágio 2 do EDTTR é composto por duas etapas principais. A primeira consiste no cálculo de fluxo de potência nos alimentadores do SD, realizado a partir das demandas dos transformadores de distribuição estimadas no Estágio 1. A segunda consiste de um ajuste dessas demandas, até que a solução do fluxo de potência executado esteja condizente com os valores das poucas medidas disponibilizadas em tempo real pelo sistema SCADA. Estas duas etapas são executadas iterativamente até que a diferença entre os valores medidos, pelo sistema SCADA, e calculados pelo fluxo de potência seja menor que o intervalo de confiança de cada medida (critério de convergência).

Como a eficiência computacional da resolução do fluxo de potência é essencial principalmente por se tratar de uma ferramenta em tempo real, a próxima seção apresentará o algoritmo de VDI auxiliado pela representação Nó-Profundidade utilizado no Estágio 2.

4.3.1 Fluxo de Potência Trifásico

O fluxo de carga, ou também chamado fluxo de potência, é ferramenta consolidada como forma de obtenção das condições operacionais de uma rede elétrica, resultando, em especial, no conhecimento das tensões complexas nodais e fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas e transformadores. Entretanto, métodos convencionais de solução de fluxo de potência,

como os de Newton-Raphson e suas variantes, não são boas alternativas para aplicações em SDs. Fato que decorre principalmente das particularidades destes sistemas, como alta relação resistência/reatância, alto número de cargas distribuídas e a possibilidade de existirem partes da rede com alta impedância associadas a trechos com baixa impedância (SANTOS et al., 2008).

O fluxo de potência trifásico adotado para ser executado no Estágio 2 do EDTTR utiliza o método de VDI soma de corrente de Shirmohammadi et al. (1988), entretanto, é a extensão trifásica do método, apresentada em Cheng e Shirmohammadi (1995), que melhor fundamenta o algoritmo de fluxo de potência do EDTTR. No método VDI, como o próprio nome sugere, duas varreduras são executadas iterativamente ao longo da rede radial. A primeira no sentido da carga para a subestação e a segunda no sentido inverso. Para facilitar estas varreduras é importante que a rede esteja ordenada de acordo com o Modelo Pai-Filho (MPF), sendo necessária rotinas para checar a radialidade da rede e a ordenação das barras sempre que ocorrerem alterações em sua configuração.

Como forma de aumentar a eficiência computacional do fluxo de potência de VDI, este EDTTR faz uso da Representação Nó-Profundidade proposta em Delbem et al. (2004), para armazenar a topologia da rede em forma de grafo. A eficiência da representação está exatamente por não exigir rotinas para verificação da radicalidade e ordenação da rede, após possíveis alterações na configuração. Isto em razão de os operadores desenvolvidos para manipular dados armazenados na RNP gerarem apenas configurações radiais com as barras naturalmente arranjadas no MPF. Dessa forma, fazendo uso da RNP e de seus operadores, a execução do fluxo de potência pelo método de VDI se torna bastante eficiente, mesmo após alterações da configuração da rede.

A RNP é baseada nos conceitos de nó e profundidade de nó em um grafo acíclico e conexo (árvore) e foi desenvolvida para armazenar árvores de grafo, que, no contexto deste trabalho, representam os alimentadores de um SD. Dessa forma, a topologia de um SD, composto por diversos alimentadores, pode ser representada por uma floresta de grafo armazenada em diversas RNPs. Assim, a estrutura de dados da floresta pode ser facilmente implementada usando uma matriz de ponteiros, onde cada ponteiro indica a RNP de uma árvore (SANTOS et al., 2008).

A RNP é composta por uma lista linear contendo os nós da árvore e suas respectivas profundidades, formando pares (n_x, p_x) , onde n_x representa o nó x da árvore e p_x a profundidade do nó x . A ordem em que os pares são dispostos na lista é importante, uma vez que devem

respeitar o MPF. Dessa forma, para armazenar um nó e sua respectiva profundidade na RNP, utiliza-se um algoritmo de busca em profundidade, desta maneira, começando a busca a partir do nó raiz da árvore (que representará a barra da subestação), é produzida uma lista de pares (nx,px) em uma sequência apropriada enquanto um nó nx é visitado. Este processo pode ser executado *off-line*.

O grafo ilustrado na Figura 10 pode ser visto como um SD com dois alimentadores (cada alimentador corresponde a uma árvore de grafo formada pelas linhas sólidas), onde os nós do grafo simbolizam subestações ou barras (barras com transformadores de distribuição, barras de passagem ou consumidores conectados diretamente na rede primária), os ramos em linhas sólidas representam chaves normalmente fechadas ou condutores e os ramos em linhas tracejadas simbolizam chaves normalmente abertas. Os nós 1 e 2 do grafo são os nós raízes das árvores 1 e 2. Estes nós correspondem às barras 1 e 2, que estão, respectivamente, nas subestações 1 e 2. Nessa figura são ilustradas também as RNPs que armazenam as duas árvores de grafo, isto é, a floresta de grafo que representa o SD formado por dois alimentadores.

Figura 10 – SD com dois alimentadores representados por um grafo com duas árvores (linhas espessas) e suas respectivas RNPs

Conforme já mencionado, para manipular a floresta armazenada em RNPs, foram desenvolvidos dois operadores (algoritmos para manipular RNPs) que, quando aplicados em uma floresta armazenada em RNPs, garantem a geração apenas de florestas respeitando o MPF.

Uma vez armazenada a topologia em forma de grafo pela RNP, inicia-se o fluxo de potência por VDI, considerando a princípio que todas as barras do sistema em questão estejam num mesmo nível de tensão, geralmente igual ao da subestação (*flat start*). Na primeira varredura, designada por varredura inversa, são calculados os fluxos de correntes em cada ramo para cada fase, no sentido nós folhas/nó raiz (subestação), considerando que as injeções de potência ativa e reativa em cada barra são aquelas estimadas pela agregação de cargas do Estágio 1, obedecendo sempre a Lei de Kirchhoff das correntes. Para as barras com consumidores especiais que possuem medidores de P e Q, as injeções são os valores medidos diretamente e pois nestas barras não é

feita agregação de cargas.

A Figura 11 ilustra as considerações a respeito da modelagem da rede para que sejam obedecidas as Leis de Kirchhoff das correntes, na varredura inversa, e das tensões na varredura direta.

Figura 11 – Fluxo de potência trifásico - Soma de correntes

Fonte: Adaptado de Massignan (2016)

O fluxo de corrente nos ramos é calculado com base na Equação 4.6.

$$\dot{I}_k^\phi = \left(\frac{P_\phi + jQ_\phi}{\dot{V}_m^\phi} \right)^* + \sum_{\text{corrente a jusante}} \text{fluxos de} \quad (4.6)$$

Onde $\dot{I}_k^\phi$ é o fasor de fluxo de corrente da barra k para a barra m sendo calculado na varredura inversa; $\dot{I}_m^\phi$ é o fasor de corrente dado pelo somatório das injeções de corrente complexa na barra m (obtidas pelas injeções de potência da barra) e dos fluxos de corrente para os ramos a jusante; $\dot{V}_m^\phi$ é o fasor de tensão na barra m ; $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$ a impedância do ramo $k - m$ e ϕ referente às fases.

Nas barras de passagem, onde não há cargas, as injeções de corrente complexa serão iguais a zero nas três fases.

Depois de concluída a varredura inversa, inicia-se a varredura direta, onde são atualizadas as tensões nodais complexas para todas as barras dos sistema, desta vez partindo no sentido nó raiz para os nós folhas. Processo que consiste na aplicação direta da Lei de Ohm, onde já tendo sido obtidas as correntes em cada ramo, são calculadas as tensões nos nós a jusante pela diferença entre a tensão nodal à montante e a queda de tensão da linha, conforme a matriz da

Equação 4.7.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_m^a \\ \dot{V}_m^b \\ \dot{V}_m^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_k^a \\ \dot{V}_k^b \\ \dot{V}_k^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_k^a \\ \dot{I}_k^b \\ \dot{I}_k^c \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Onde $\dot{V}_k^{a,b,c}$ é o fasor de tensão na barra k em cada fase; e $\dot{V}_m^{a,b,c}$ é o fasor de tensão na barra m em cada fase sendo calculado na varredura direta.

O método é iterativo repetindo-se as etapas de varredura direta e inversa até atendimento de um critério de convergência, que pode ser dado pelos valores de tensão ou das perdas do sistema. Vale destacar que esta convergência somente se refere à solução do fluxo de potência, não tendo entrado ainda na etapa de ajuste das estimativas, assunto da próxima seção.

4.3.2 Ajuste das Estimativas de Demandas em Tempo Real

Nesta etapa é feito o ajuste das estimativas obtidas para a demanda dos transformadores de distribuição pelo Estágio 1 do EDTTR, com base na comparação com os poucos valores medidos disponíveis em tempo real pelo sistema SCADA.

Além das medidas que comumente são aquisitadas pelos medidores nas saída das subestações, o conjunto de medidas da rede primária pode contar ainda com aquelas oriundas de dispositivos automáticos, resultado direto dos recentes esforços das concessionárias em melhorar a automatização das redes como um todo. A gradativa substituição de dispositivos eletromecânicos por chaves e reguladores automáticos em processos de *retrofit*, favorece este cenário. Com isso, a Tabela 2 é um quadro resumo a respeito das medidas tipicamente disponíveis, das quais o EDTTR pode fazer uso.

O conceito de *Smart Grids* traz a expectativa de que os avanços nas áreas de Tecnologia da Informação e Comunicação possibilite a implantação de *smart meters* (medidores inteligentes) em todas as UCs, com vistas principalmente em fornecer informações de consumo em tempo real dos consumidores da rede secundária aos CODs. Entretanto, mesmo que os consumidores de baixa tensão sejam monitorados, deve-se ter atenção quanto ao uso destas informações de consumo das UCs diretamente em estimadores de estados convencionais, pois as perdas na rede secundária não estariam sendo consideradas. Além disso, problemas como as falhas de comunicação e sincronismo entre medidores e sistema SCADA, destacam a importância do uso da agregação de cargas, mesmo com a modernização das redes e ascensão das *Smart Grids*.

Tabela 2 – Medidas tipicamente disponíveis em SDs

Localização	Medida	Instrumentos de Medição
Subestações (painéis de saída dos alimentadores)	Magnitude de tensão	TP
	Magnitude de corrente	TC
	Fluxo de potência ativa	TC, TP e medidor
	Fluxo de potência reativa	TC, TP e medidor
Ramos do SD (chaves automáticas, reguladores de tensão, religadores)	Magnitude de corrente	TC e medidor
	Fluxo de potência ativa	TC, TP e medidor
	Fluxo de potência reativa	TC, TP e medidor
Consumidores classe A	Magnitude de corrente	TC e medidor
	Injeção de potência ativa	TC, TP e medidor
	Injeção de potência reativa	TC, TP e medidor
Consumidores em baixa tensão	Consumo de energia elétrica	Medidor inteligente

Fonte: Adaptado de Massignan (2016)

O prolongamento da discussão sobre as medidas disponíveis em tempo real na rede primária até aqui é justificado pela necessidade de entendimento destes conceitos (localização dos dispositivos automáticos dotados de medição, tipo das medidas e medidor) para ser introduzida a definição de Áreas de Medição (AMs), de onde será embasada a comparação com as estimativas de demandas calculadas. Segundo Dzaifc et al. (2013), uma AM é uma sub-rede conexa que não possui medição em tempo real em nenhum de seus ramos, devendo existir somente no ramo de conexão com outras AMs. Também é definido que dentro de uma AM podem existir os seguintes tipos de barras: aquelas dotadas de transformadores de distribuição (que possuem demandas estimadas pelo Estágio 1) e as barras de passagem (que possuem injeção de potência nula).

Portanto, uma AM pode então ser delimitada a partir de medidores instalados ao longo do alimentador, sendo alguns exemplos ilustrados na Figura 12, onde a AM-4 é determinada por medidas provenientes de um regulador de tensão, a AM-5 por chaves automáticas, e as AMs-2 e 3 pelos típicos medidores na saída dos alimentadores. Um caso especial de AM são os consumidores Classe A, que podem possuir medição disponível em tempo real, como representada pela AM-6. Os detalhes de como estes consumidores devem ser tratados serão elucidados em seção subsequente.

Com a divisão em AMs, calcula-se no Estágio 2 do EDTTR, a diferença entre as medidas em tempo real de fluxo de potência (ou corrente) e os respectivos valores estimados para cada um destes pontos que são considerados como as fronteiras entre AMs. Na primeira iteração, os

Figura 12 – Áreas de Medição definidas pelos ramos que possuem medidas em tempo real

Fonte: Elaborado pela autora

valores estimados são oriundos do fluxo de potência inicial executado a partir das injeções de potência obtidas no processo de agregação de cargas do Estágio 1. Nas iterações subsequentes os valores estimados são oriundos de um fluxo de potência executado a partir das injeções de potência ajustadas na iteração anterior.

Também importa destacar que nos sistemas SCADA as medidas são atualizadas minuto a minuto. Logo, para manter coerência com as curvas de carga típicas, que possuem a periodicidade de 15 min, as medidas SCADA também são caracterizadas neste mesmo intervalo. Para o ajuste, é necessário calcular as diferenças de potência ativa e reativa (ΔP_{AMi}^ϕ , ΔQ_{AMi}^ϕ) separadamente para cada AM, subtraindo os valores de AMs à jusante, como expresso pelas Equações 4.8 e 4.9.

$$\Delta P_{AMi}^\phi = (P_{med.mont.}^\phi - \sum P_{med.jus.}^\phi) - (P_{calc.mont.}^\phi - \sum P_{calc.jus.}^\phi) \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_{AMi}^\phi = (Q_{med.mont.}^\phi - \sum Q_{med.jus.}^\phi) - (Q_{calc.mont.}^\phi - \sum Q_{calc.jus.}^\phi) \quad (4.9)$$

Onde $P_{med.mont.}^\phi$, $Q_{med.mont.}^\phi$ e $P_{med.jus.}^\phi$, $Q_{med.jus.}^\phi$ representam o fluxo de potência ativa e reativa, medidos em tempo real nos ramos das fronteiras a montante e a jusante da AM i respectivamente para cada fase ϕ ; e $P_{calc.mont.}^\phi$, $Q_{calc.mont.}^\phi$ e $P_{calc.jus.}^\phi$, $Q_{calc.jus.}^\phi$ representam o fluxo de potência ativa e reativa calculados no Estágio 2 nos ramos de fronteira a montante e a jusante da AM i respectivamente para cada fase ϕ .

A Equação 4.10, no entanto, faz-se necessária quando existirem apenas medidas de corrente nos ramos a montante e/ou a jusante de uma AM para converte-las em medidas equivalentes de fluxo de potência.

$$P_{AMi_corrente}^{\phi} + jQ_{AMi_corrente}^{\phi} = V_{AMi}^{\phi} \cdot I_{AMi_med} \cdot e^{-j\varphi_{AMi}^{\phi}} \quad (4.10)$$

Onde $P_{AMi_corrente}^{\phi}$ e $Q_{AMi_corrente}^{\phi}$ são os equivalentes de fluxo de potência ativa e reativa da medida de magnitude de corrente I_{AMi} no ramo a montante (ou a jusante) da AM i ; V_{AMi}^{ϕ} e φ_{AMi} são, respectivamente, a magnitude de tensão da barra mais próxima da medida de corrente e a diferença angular entre o fasor de tensão e o fasor de corrente do ramo a montante (ou a jusante) da AM i . Ambos calculados pelo algoritmo de fluxo de potência executado no Estágio 2. Analogamente, quando existirem medidas de magnitude de tensão nas fronteiras das AMs, estas também poderão ser transformadas em equivalentes de potência, a partir dos valores calculados de corrente, sendo então incorporadas no processo do EDTTR. A Figura 13 ilustra o caso em que a uma medida equivalente de potência é convertida de uma de magnitude de corrente e o respectivo cálculo dos *mismatches*.

Figura 13 – Medidas de fluxo de potência e corrente nos ramos a montante e a jusante de uma AM

Fonte: Elaborado pela autora

Baseado na hipótese de que os erros nas medidas em tempo real possuem distribuição de probabilidade normal, o critério de convergência é descrito pela equação 4.11. Os valores medidos são representados por Z_{medAMi}^{ϕ} e se refere às medidas de fluxo de potência ativa, reativa e magnitude de corrente para cada AM em cada uma das fases. Já $Z_{calcAMi}^{\phi}$ trata-se das mesmas grandezas, porém calculadas pelo fluxo de potência.

$$\left| Z_{medAMi}^{\phi} - Z_{calcAMi}^{\phi} \right| \leq k_{conf} \cdot \sigma_{medAMi} \quad (4.11)$$

Onde k_{conf} é o valor na tabela da distribuição normal padronizada que indica a probabilidade $p(\%)$. Neste trabalho usa-se $k = 2$ que equivale a $p = 98\%$ (nível de confiança dado para a medida). Na mesma equação 4.11, $\sigma_{med_{AMi}}$ é o referido desvio padrão da medida, função da precisão do medidor e calculado de acordo com a Equação 4.12. A precisão é dada pela classe de precisão dos medidores sendo calculada, segundo o Módulo 5 do PRODIST (ANEEL, 2017), pela Equação 4.13.

$$\sigma_{med} = pr(\%) \frac{|Z_{med}|}{3} \quad (4.12)$$

$$pr(\%) = 0,05 + \sqrt{M^2 + TC^2 + TP^2} \quad (4.13)$$

Onde $pr(\%)$ é a precisão do medidor calculada pela equação; Z é o valor medido; M , TC e TP representam as precisões de placa dos medidores, transformadores de corrente e de potencial, respectivamente, utilizados para obter o valor medido (caso não estejam disponíveis são assumidos os valores mínimos apresentados no Módulo 5 do PRODIST (ANEEL, 2017)).

Portanto, no contexto deste trabalho, caso as diferenças entre os valores calculados pelo fluxo de potência e os valores medidos pelo sistema SCADA sejam menores ou iguais a duas vezes o desvio padrão da correspondente medida, ocorre a convergência do EDTTR e os valores de demanda calculados pelo Estágio 1 são considerados como solução para o problema. Caso contrário, as demandas do Estágio 1 são ajustadas por meio da distribuição das diferenças de potência em cada AM por todas as suas cargas (não sendo ajustadas apenas as barras de injeção de potência nula e de consumidores Classe A). Assim, o processo se repete retornando ao fluxo de potência do Estágio 2 com novos valores ajustados, determinados pela Equação 4.14.

$$m_{j_ajustado}^{\phi} = m_j^{\phi} + \Delta P_{AMi}^{\phi} \cdot m_j^{\phi} / \sum_{i \in AM} m_i^{\phi} \quad (4.14)$$

Onde, m_j^{ϕ} é a carga agregada de potência ativa na barra j , obtida no Estágio (1), e $m_{j_ajustado}^{\phi}$ seu valor ajustado. A diferença de potência reativa também é distribuída entre as cargas da respectiva AM usando a equação Equação 4.14, porém considerando o valor agregado de potência reativa na barra j .

Portanto, o Estágio 2 será executado iterativamente até que a diferença entre potências medidas em tempo real e ajustadas pelo algoritmo de refinamento obedeça ao critério de

convergência.

4.4 Consumidores classe A

Na versão inicial do EDTTR de Massignan et al. (2016), base deste trabalho, as barras que continham somente consumidores classe A vinham sendo tratadas da mesma forma que as barras dos consumidores de baixa tensão. Isso porque ainda não havia um tratamento para considerá-las de fato como AMs. Em decorrência disso, elas entravam no processo de estimação de demandas como barras comuns fazendo parte da área de medição que estava à montante. Na etapa de ajuste, quando calculado as diferenças de potência da AM na qual estavam, elas acabavam por também receber um incremento de potência equivalente à distribuição do *mismatche* entre todas as cargas da respectiva área, conforme Equação 4.14. Tal tratamento é inadequado, pois partindo do princípio de que estes consumidores possuem medidas aquisitadas em tempo real, eles consequentemente não devem ser ajustados.

É proposta desta dissertação que estes consumidores sejam tratados de forma adequada. Conforme ilustrado na Figura 14, os consumidores classe A devem constituir AMs independentes. Como pode ser analisado pela ilustração, a AM-3 estará à jusante da AM-1, portanto suas medidas em tempo real, assim como as medidas da AM-2, devem ser consideradas no cálculo das diferenças de potências da AM-1 descrito pelas Equações 4.8 e 4.9. Entretanto, deve-se ressaltar que a mesma não deve receber incremento de potência da distribuição do *mismatche* da AM-1, ou seja, não deve sofrer ajuste.

Figura 14 – Consumidor classe A como AM

Fonte: Elaborado pela autora

4.5 Tratamento para transformadores conectados em Δ - Y_n

O foco no monitoramento da rede primária é característica intrínseca deste estimador. Porém, diferente das abordagens do EDTTR apresentadas até o momento, tanto nas monofásicas

(MASSIGNAN et al., 2015; MASSIGNAN et al., 2018) quanto trifásicas (MASSIGNAN et al., 2016; AVELINO et al., 2017), esta proposição agrega contribuição ao algoritmo ao concentrar esforços na modelagem dos elementos da rede até o nível do secundário dos transformadores de distribuição. Neste ponto, emergem dificuldades impostas relacionadas às conexões em delta. Este fato apesar de não muito explorado na literatura, já foi relatado em algumas pesquisas mais especificamente no tocante das cargas em delta.

A problemática é relatada por Romero et al. (2014), onde é proposta uma metodologia para correção de demandas com base em um fator de correção de corrente individual por fase, sendo calculado e aplicado para cada uma das cargas dentro do raio de ação de cada medidor inteligente ao longo da rede. Para as cargas conectadas em estrela aterrada a correção é direta. Para as cargas em delta, é obtido um novo fator de correção para esta condição com base em equação lá apresentada. Já em Dzafic et al. (2013) o problema surge devido à impossibilidade de desacoplamento entre as fases para ligações em delta na aplicação direta das equações que definem as AMs (que devem ser feitas por fase). Estes autores utilizam tratamento especial para estas cargas baseado na matriz de sensibilidade das barras que as possuem, para resolver a questão no problema de estimação de demandas.

Neste contexto e no âmbito do EDTTR desenvolvido, diferente dos transformadores conectados em $Y - Y$, onde um ajuste de demanda no secundário produz um incremento igual entre as potências nas fases “abc” do primário, nas conexões em delta este ajuste não é direto. Devido ao acoplamento entre as fases no delta, a aplicação de um ajuste de demandas no secundário irá produzir incremento desigual nas respectivas fases “abc” do primário visto que agora eles ocorrem entre fases (“ab”, “bc” e “ca”) e não mais independente para cada fase. Consequentemente isto irá causar uma divergência no EDTTR como será mostrado na seção de resultados, quando considerado o modelo de trafos $\Delta - Y_n$.

Para contornar este problema de divergência, este trabalho propõe um tratamento especial para os transformadores conectados em $\Delta - Y_n$ no contexto do EDTTR. Visto que a natureza do problema está relacionada ao acoplamento entre as fases causado pela ligação em delta e que o objetivo deste estimador é o monitoramento da rede primária, opta-se por realocar as demandas de transformadores de conexão $\Delta - Y_n$ no primário, ao invés de considerá-las no secundário.

Para efetuar esta realocação de demanda de forma apropriada, as demandas agregadas na rede secundária (P^a, P^b, P^c e Q^a, Q^b, Q^c) não podem ser diretamente alocadas nas barras do

primário de seus respectivos transformadores. Como será mostrado na seção de resultados, esta situação acarreta em uma perda da precisão do EDTTR visto que as demandas injetadas por fase obtidas na agregação de cargas do Estágio 1, não são iguais aos valores por fase na ligação delta do primário quando considerado o desbalanço entre as cargas. Assim, para corretamente alocar as demandas obtidas no Estágio 1 nas barras do primário dos trafos, este trabalho utiliza o resultado do cálculo de fluxo de potência obtido na primeira iteração do EDTTR (antes de efetuar o ajuste de demanda) para obter as demandas que fluem pela ligação delta do primário dos trafos ($P^{a'}, P^{b'}, P^{c'}$ e $Q^{a'}, Q^{b'}, Q^{c'}$). Desta forma é possível refletir no primário as demandas obtidas por fase pela agregação de cargas que estão alocadas no secundário, considerando o efeito causado pelo acoplamento entre fases da ligação em delta.

Desta forma, as demandas podem ser representadas diretamente como cargas na rede primária do alimentador não mais necessitando considerar o modelo do trafeo no momento de realizar o ajuste de demandas. A Figura 15 ilustra este artifício utilizado para considerar o efeito do trafeo $\Delta-Y_n$ no algoritmo do EDTTR.

Figura 15 – Refletindo as injeções do secundário para o primário em transformadores $\Delta-Y_n$

Fonte: Elaborado pela autora

Após a realocação das demandas nos trafos $\Delta-Y_n$ efetuada na primeira iteração do EDTTR, o algoritmo é retomado normalmente considerando os trafos $\Delta-Y_n$ como cargas diretamente alocadas na rede primária nas quais serão efetuados os ajustes de demanda no Estágio 2. Com isso, após a convergência do EDTTR as demandas estimadas correspondem às injeções de potência no primário dos trafos, e podem ser novamente refletidas ao secundário através de um novo cálculo de fluxo de potência para cada trafeo $\Delta-Y_n$, mas não será abordado neste trabalho visto que o objetivo aqui é o monitoramento da rede primária.

Com a metodologia proposta para tratamento dos transformadores $\Delta-Y_n$, o fluxograma resumido do EDTTR é ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Fluxograma para o EDTTR considerando o tratamento proposto

Fonte: Elaborado pela autora

4.6 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado em detalhes a metodologia do EDTTR, que até o momento tratava apenas da modelagem no nível de rede primária, sendo este o foco do monitoramento para os SDs. Como será demonstrado na seção de resultados e também elucidado neste capítulo, a influência do acoplamento entre as fases no delta acarreta em problemas na etapa de ajuste do algoritmo e a consequente divergência. A proposta deste trabalho visa contribuir para a formulação do estimador permitindo com que a modelagem dos transformadores (até a barra secundária) seja levada em consideração. O tratamento proposto, para resolver o problema imposto pelas conexões delta, permite uma representação mais fiel da carga, visto que a influência do acoplamento entre as fases no delta não é desprezado. Fato que também contribui para o processo de estimação como um todo.

Também é proposta uma abordagem para que os consumidores classe A sejam adequadamente caracterizados como AMs independentes. Isso porque, como podem ser dotados de medição em tempo real, neste caso, eles não devem ser ajustados como barras comuns, pois suas demandas já são conhecidas.

Partindo da metodologia proposta com o devido tratamento para os transformadores e considerando os consumidores classe A adequadamente, o EDTTR é submetido a uma série de testes para aferir seu desempenho frente a problemas frequentes em alimentadores reais. Para permitir um ambiente de simulações menos complexo, é desenvolvida uma plataforma de teste que conta com uma interface gráfica bastante amigável. No capítulo subsequente a plataforma é apresentada bem como a sistemática de avaliação por trás dela.

Plataforma de Simulações

5.1 Introdução

Para a metodologia do EDTTR, melhorada neste trabalho, que inclui o tratamento para os transformadores conectados em Δ - Y_n , foi desenvolvida uma plataforma de testes no intuito de aferir a precisão do processo de estimação frente a fatores frequentes em alimentadores reais, como: a má classificação dos consumidores (quando são atribuídas curvas erradas ou estão com as fases trocadas), a situação prática para o comportamento dos consumidores (as UCs apresentam curvas de carga não exatamente iguais às de suas classes) e a possibilidade de existirem perdas não técnicas em determinados transformadores. Do ponto de vista dos sistemas supervisórios, também são comuns as falhas de comunicação que promovam a perda de medidas, bem como a existência de erros grosseiros.

O ambiente gráfico desenvolvido permite que a influência dos fatores acima destacados sejam testados um a um ou simultaneamente em combinações. A interface gráfica é feita de modo a ser intuitiva para facilitar a execução das simulações sob diferentes condições pelo usuário. Entretanto, há de se destacar que ainda não se trata de uma ferramenta a nível operacional, mas sim didático. Como não foi possível a obtenção de medidas reais do sistema teste, uma sistemática para avaliação de desempenho é desenvolvida para que fosse possível emular um caso de referência e comparar as estimativas obtidas pelo EDTTR nas diferentes condições. Ou seja, a sistemática consiste na metodologia de testes por trás da interface gráfica.

5.2 Sistemática de avaliação da interface gráfica

A validação do EDTTR em sistemas reais exigiria o consentimento de alguma concessionária em permitir sua execução em tempo real num COD. Porém, ainda assim esta seria

uma possibilidade remota, uma vez que o algoritmo do EDTTR ainda não está completamente finalizado e concebido em ambiente de programação avançado que esta finalidade exigiria. Também existe a dificuldade até mesmo em obter dados reais de medição, para que fosse possível comparar as demandas estimadas (calculadas) ao final do processo do EDTTR com as medidas em tempo real.

Nesta sistemática de avaliação do EDTTR, já levando em consideração o tratamento para os transformadores conectados em Δ - Y_n proposto, é criado um ambiente de simulação, com o objetivo de estabelecer um bom parâmetro de comparação, capaz de retratar o mais fielmente possível aquele que será definido como **“caso de referência”**, que representa as condições operacionais correntes de um sistema SCADA. Esta condição de operação de referência tem como objetivo gerar valores de referência para as medidas que posteriormente serão usadas no EDTTR, sendo executado conforme ilustrado na Figura 17. Para isso é necessário conhecer a topologia da rede, os parâmetros elétricos do sistema e a demanda de referência dos consumidores obtidas por meio do consumo mensal em kWh dos consumidores e suas respectivas curvas de carga de referência.

Figura 17 – Fluxograma para gerar valores de referência para as medidas

Fonte: Elaborado pela autora

As curvas típicas devem sempre representar o comportamento médio dos consumidores,

porém, em um sistema real, as UCs podem estar bem classificados e não comportar-se exatamente como o perfil de sua classe. Ou seja, na prática, os valores das curvas de carga de cada consumidor não são exatamente os valores das curvas típicas correspondentes, mas variam dentro daquela média e daquele desvio padrão.

Face ao exposto, conforme pode ser visto no fluxograma da Figura 17, duas situações podem ser consideradas para a questão do comportamento dos consumidores em relação às suas respectivas classes de consumo:

- Situação idealizada – considera que a curva de carga de cada consumidor seja exatamente igual a correspondente curva de carga típica. Dessa forma, espera-se que ao executar o EDTTR desenvolvido os resultados provavelmente serão bons porque os valores medidos foram gerados considerando exatamente as curvas típicas que serão utilizadas para executar o EDTTR.
- Situação prática – considera que cada consumidor tem uma curva de carga que em média é bem representada pela curva de carga típica, mas não é exatamente igual a curva típica. Com isso, atribuímos ruído de tal forma que os valores fiquem dentro do desvio padrão da correspondente curva de carga típica. Assim, na hora de executar o EDTTR desenvolvido, tendo em vista que os valores medidos não foram obtidos exatamente através das curvas típicas, que serão processadas pelo EDTTR, espera-se que as estimativas sejam menos precisas que as obtidas pela situação idealizada.

Dessa forma, para a situação prática, o que pretende-se, ao incluir ruído nas curvas de cargas típicas, é emular de forma mais precisa o comportamento de cada consumidor na prática, que difere do comportamento médio dos consumidores daquela classe. A inserção dos ruídos gaussianos então, se dá conforme ilustrado na Figura 18, onde ε é o ruído gaussianos e as demais variáveis já elucidadas em equações anteriores.

Deve-se lembrar que a questão do comportamento do consumidor em relação à sua correspondente curva de carga típica possui grande influência na qualidade das estimativas do EDTTR, pois da boa caracterização estatística depende o processo de agregação de cargas do Estágio 1.

O próximo passo para obter o caso de referência, conforme a Figura 17, consiste na agregação de cargas nos transformadores de distribuição realizado para cada instante de tempo

Figura 18 – Obtenção das curvas individuais para as situações idealizada e prática

Fonte: Elaborado pela autora

ao longo do horizonte de tempo da curva de carga. Nesta etapa obtêm-se a demanda agregada no dado trafo pela soma estatística dos perfis de consumo das UCs ligadas a ele. Vale lembrar também que na modelagem trifásica, o processo de agregação é realizado separadamente para cada fase ϕ . Com isso, cada uma das fases é relacionada com uma estimativa individual de demanda (m_j^ϕ) e desvio padrão (σ_j^ϕ) calculadas pelas Equações 4.4 e 4.5 apresentadas no Capítulo 4.

Por meio das referidas equações, são estabelecidas as injeções de potências ativa e reativa de referência de cada fase de cada nó do sistema. Como as perdas no secundário são desprezadas no processo de agregação como simplificação, elas são adicionadas ao final desta etapa para dar maior realidade ao caso. Para isso, os valores de injeção de potência ativa e reativa agregados são multiplicados por uma variável aleatória variando de 1,09 a 1,20, conforme apresentado em Meffe e Oliveira (2009) onde se considera que as perdas nas redes de baixa tensão variam de 9% a 20%.

Estas injeções de potência ativa e reativa de referência são então incorporadas, juntamente com os parâmetros da rede armazenados, como entradas para a solução de um fluxo de potência.

Com isso é obtido o estado operacional de referência armazenado em um conjunto de valores de referência.

Com base no conjunto de valores de referência, oriundo do caso de referência, obtém-se os valores de referência para as medidas SCADA e são geradas 100 amostras de simulação para o EDTTR pela inserção de erros aleatórios de distribuição normal, de média zero e desvio padrão dos respectivos medidores, aos valores de referência das medidas, caracterizando assim um ambiente para geração de **casos de teste** que será análogo para todas as condições testadas para o mesmo sistema. Como não é conhecida a precisão dos medidores, este trabalho adota um valor de 2%. Com isso, o cálculo do desvio padrão dos ruídos adicionados é realizado pela equação Equação 4.12 de forma que estes valores não ultrapasse um limitante de 3σ . Essa forma de inserção de ruídos é tradicional neste grupo de pesquisa por já ter proporcionado bons resultados, sendo este limiar o mesmo utilizado por (FANTIN, 2016). No trabalho referido o uso é justificado pelo fato de que medidas com ruído maior que 3σ são caracterizadas como medidas portadoras de erros grosseiros.

Nesta etapa, também são adicionados erros de distribuição normal aos consumos (kWh) individuais de referência das UCs da mesma forma elucidada a cima para caracterizar também a imprecisão dos medidores dos consumidores de baixa tensão.

Todas as simulações serão executadas sob os moldes apresentados, diferenciando-se pela abordagem que será tratada como foco de cada uma delas. Estas etapas descritas como geração dos casos de testes estão contidas no fluxograma para as simulações do EDTTR da Figura 19.

5.2.1 Fatores recorrentes aos SDs que afetam a precisão do EDTTR

Partindo do princípio de que a função do EDTTR consiste em obter as estimativas dos transformadores de distribuição com base em informações *off-line* a cerca dos consumidores, fatores que prejudiquem a caracterização estatística das cargas como a má classificação dos consumidores e a presença de perdas não técnicas podem ter influência na precisão das estimativas. Como o caso de referência caracteriza o sistema real, para as simulações do EDTTR comprometidas pela presença destes fatores, estes são inclusos no fluxograma da sistemática no Estágio 1 onde é realizada a agregação de cargas.

Todos estes fatores estão contidos no fluxograma da Figura 19.

Figura 19 – Fluxograma para gerar as simulações do EDTTR

Fonte: Elaborado pela autora

5.2.1.1 Má classificação dos consumidores

A representação de consumidores por curvas de carga é suscetível a várias fontes de erros que, para um estimador fortemente baseado na premissa estatística, pode oferecer significativas incertezas para a estimação de demandas. Dentre estas fontes, a classificação incorreta dos consumidores é um problema real das concessionárias (MUTANEN et al., 2011).

Inicialmente, a classe de carga de um consumidor é determinada com base em uma previsão de carga, muitas vezes feita sem muita criticidade, e até mesmo por meio de questionários sócio-econômicos no ato da contratação do serviço de eletricidade. Estas informações raramente são atualizadas. Além disso, o perfil de consumo de uma UC pode mudar significativamente com a aquisição de equipamentos de alto consumo, como por exemplo condicionadores de ar e aquecedores, ou até mesmo com mudanças de hábitos. Assim, fica impossível aos operadores

dos SDs detectar este tipo de mudança e prevê-las na execução de seus algoritmos de estimação de demandas (MUTANEN et al., 2011).

Outra mudança totalmente factível de acontecer consiste na conexão incorreta, por parte da equipe de manutenção, das fases em que os consumidores estão ligados. Esta é uma possibilidade altamente propícia a influenciar no processo de estimação.

Na plataforma desenvolvida é possível simular a má classificação dos consumidores, tanto para curva de carga errada como para troca de fases, para verificar o desempenho do EDTTR, visto que a caracterização estatística dos consumidores é ponto crucial à este estimador. O usuário tem liberdade de decidir uma porcentagem do total de consumidores categorizados erroneamente e o tipo de consumidor (somente consumidores residenciais, comerciais ou em ambos). Como consideramos o caso de referência como sendo o sistema em sua forma real, para as simulações do EDTTR, a porcentagem dos consumidores considerados mal classificados recebem curvas de cargas diferentes das originais, tendo sido sorteadas dentre todas as existentes na distribuidora, mas garantindo que sejam do mesmo tipo (residenciais ou comerciais).

Para caracterização da situação em que o consumidor teve a conexão de suas fases alterada, dois casos podem ser avaliados, o primeiro concomitantemente com a classificação por curvas erradas. Isso significa que para os mesmos consumidores que foram sorteados como mal classificados, serão feitas trocas entre suas fases. O segundo caso consiste em avaliar isoladamente a troca de fases e para isso são sorteados a porcentagem de consumidores afetados independentemente. Em ambas as hipóteses, para consumidores monofásicos é sorteada uma das outras duas fases remanescentes e para consumidores bifásicos são reclassificados nas outras duas configurações remanescentes, por exemplo: caso a UC seja bifásica "AB" será sorteada uma configuração "BC" ou "AC". Consumidores trifásicos não tem suas fases trocadas, pois no contexto deste trabalho, como não há medição individual das fases, as três possuem demandas idênticas.

5.2.1.2 Perdas não-técnicas

As perdas nas redes de distribuição sempre representaram grandes desafios às concessionárias, uma vez que se tratam de energia que apesar de inserida na rede não é comercializada. Uma parcela desta energia é perdida inevitavelmente pelo próprio efeito joule e em processos de transformação, definidas como perdas técnicas. O restante da parcela é oriunda de furtos (ligações clandestinas, desvios direto da rede) ou fraude de energia (adulterações no medidor),

sendo tratadas como perdas não técnicas ou comerciais.

Além da onerosa consequência comercial para distribuidoras e principalmente consumidores (a parte não faturada da energia vendida é cobrada de todos), as perdas não técnicas tem grande influência na operação das redes, fato que motiva abordagens de estimadores, como a de Rossoni et al. (2016). Neste trabalho, os autores apresentam uma abordagem para um estimador de estado híbrido para SDs que detecta, identifica e corrige as perdas não técnicas usando uma técnica baseada na visão geométrica do estimador por MQP. Posteriormente é aplicada uma técnica de reconhecimento de padrões viabilizada por uma estrutura de medição avançada, sendo possível estimar as perdas nesta segunda etapa com uma matriz de ponderação atualizada. Os resultados mostraram uma melhoria na identificação das perdas comerciais, bem como das estimativas do estimador.

Há de se destacar também que, dada a relevância do tema, a inclusão da análise do impacto das perdas não técnicas ao processo de estimação de demandas no EDTTR foi sugestão apontada nas discussões da seção técnica do IEEE URUCON 2017, quando apresentada a publicação Avelino et al. (2017).

Compreendida a importância da questão, visto ser um tema recorrente à SDs, o presente trabalho não objetiva detectar, tão pouco identificar e tratar perdas comerciais, mas sim testar o desempenho da metodologia proposta frente ao problema.

Os testes com perdas não técnicas consistem em emular a situação de roubo de energia, podendo ser pontual (em um transformador) ou regional (em alguns transformadores de uma mesma região). Na interface gráfica da plataforma é possível decidir qual a porcentagem de perdas não técnicas inserir, conforme opção adotada (um ou mais transformadores), e também se serão provenientes de consumidores residenciais, comerciais ou ambos.

5.2.1.3 Erros grosseiros e falhas de comunicação

Erros grosseiros acontecem tipicamente quando uma medida assume um valor absurdo, em decorrência de problemas como: erros de conversão analógico-digital, falhas nos canais de comunicação, instrumentos de medição defeituosos ou mal calibrados e falta de sincronismo. Segundo Cutsem, Ribbens-Pavella e Mili (1984) uma medida é dita portadora de EG, quando a mesma desvia do seu valor “verdadeiro” de, no mínimo, três vezes o seu desvio padrão.

Em estimadores de estado convencionais é comum que a detecção e identificação de erros

grosseiros (EG) em medidas sejam feitas pelo teste Chi-Quadrado e pela análise dos resíduos normalizados (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Entretanto, esta também é uma questão complicada de ser reproduzida em SDs pela não existência de um conjunto redundante de medidas. Por outro lado, o que torna a inclusão destas análises pertinente neste trabalho é conhecer a influência dos EGs na estimação de demandas, principalmente na relação entre AMs. Em Massignan (2016) é feita uma breve análise da influência dos EGs no estimador monofásico sendo constatada uma influência nas AMs a montante.

Nesta proposição, para verificar o desempenho do EDTTR sob esta condição é possível, por meio da interface gráfica, inserir EGs escolhendo o medidor, a medida a ser acometida (instante de tempo, tipo da medida, fase) e também a magnitude do erro.

No que tange a problemas que incidem sob as medidas, em Massignan (2016) também é analisada a questão das frequentes falhas na comunicação com os CODs. No trabalho o estimador é implementado em linguagem C para validação em um SD de larga escalada da COPEL Distribuição S/A viabilizada por uma campanha de medição. Este teste comparou demandas estimadas pelo EDTR com as demandas medidas em alguns transformadores. Frente a desafios de uma situação real, o teste se deparou com casos de interrupções momentâneas da comunicação dos valores medidos pelo sistema SCADA. Com isso, para o estimador, a medida ficando indisponível impossibilita a definição de uma AM. A solução para o problema foi utilizar a estimativa do Estágio 1 por ser a única informação disponível. Na presente abordagem trifásica também se objetiva simular esta situação de falha nos sistemas de comunicação e resolvê-la da mesma forma. Na interface gráfica a escolha da medida que será perdida pode ser feita analogamente à inserção de EG.

Para cada um destes casos gerados existirá um fluxo de potência solucionado com suas devidas condições operacionais, obtidos nos processos. Destaca-se novamente também a individualização por fase destas passagens e também a periodicidade de 15 minutos entre as medidas. Com isso, a plataforma gera, executa e analisa 100 amostras de medidas para cada caso de teste a ser executado. Há de se destacar que esta sistemática só se aplica em casos de validação *off-line* de desempenho do EDTTR, por não serem conhecidos os valores medidos do alimentador.

Todas as simulações geradas são então analisadas por meio dos indicadores de Erro Médio Absoluto (EMA), definido pela Equação 5.1, e os respectivos desvios-padrão dos erros

das estimativas.

$$EMA_{Trafo}^{\phi} = \frac{\sum_{t=1}^N |P_{Trafo}^{\phi}(t) - P_{Trafo}^{\phi}(ref)|}{N} \quad (5.1)$$

Essa equação é então aplicada para cada transformador, onde $P_{Trafo}^{\phi}(t)$ é a demanda de potência ativa estimada pelo EDTTR para determinado trafo de distribuição e $P_{Trafo}^{\phi}(ref)$ é a demanda de potência ativa de referência para o mesmo trafo, sendo N o número de amostras. A obtenção do EMA para as demandas de potência reativa é feita por equação análoga à Equação 5.1.

A avaliação então é feita por meio do EMA em busca das melhores e piores estimativas de demanda ativa e reativa para as barras do sistema em questão.

As simulações que serão apresentadas foram executadas em ambiente MATLAB, num computador com processador Intel(R) Core(TM) i7 de 2,80 GHz e 12 GB de memória.

5.3 Interface Gráfica da Plataforma de Simulações

A interface gráfica desenvolvida, ilustrada pela Figura 20, é simples e intuitiva, permitindo que o caso de referência seja emulado, salvo e usado em diversas simulações de EDTTR posteriormente. No quadro inicial o usuário opta por emular o caso de referência ou executar uma simulação do EDTTR, devendo clicar “diretório” para carregar a pasta que contém os dados de entrada do sistema: dados de linhas, de barras e dos transformadores, as curvas de carga (valores médios e desvios padrão) e todas as informações sobre os consumidores (kWh de referência, classificação e barra). Para o caso de referência, deve ser selecionado em “diretório” do quadro azul o local onde o programa está armazenado e que será salvo o conjunto de medidas denominado Z_{ref} . Neste momento é definida se serão consideradas as perdas no secundário, podendo ser escolhido o intervalo em que elas irão variar aleatoriamente e também informada a opção escolhida para comportamento dos consumidores em relação à suas curvas de carga (situação idealizada ou prática).

Depois de emulado o caso de referência e salvo, o conjunto de valores de referência é usado para as simulações do EDTTR quando selecionada a opção "Executar uma simulação do EDTTR", onde também deve ser selecionado o diretório da pasta que armazena os dados de entrada. No quadro vermelho são definidos os parâmetros para as simulações. Também deve ser adicionado, o diretório da pasta em que a simulação deve ser salva e carregado o Z_{ref} desejado.

Figura 20 – Interface gráfica desenvolvida como Plataforma de Simulações

The interface is divided into several sections for configuring simulation parameters:

- Dados de entrada:** Options to 'Emular um CASO DE REFERÊNCIA' (selected) or 'Executar uma SIMULAÇÃO do EDTTTR'. A 'Diretório' field is present.
- Caso de Referência:** Another 'Diretório' field, 'Perdas no secundário' (Sem perdas or Com perdas de: Min 9, Máx. 20), 'Comportamento consumidores' (Situação idealizada or Situação prática), a 'Z_ref_dia_mês' field, and an 'Executar' button.
- EDTTT:**
 - 'Diretório' fields for selecting simulation directory and Z reference.
 - 'Num. de amostras de teste: 100' and radio buttons for 'Rede Primária' or 'Rede Completa (Trafos modelados)'.
 - 'Perdas no secundário': Sem perdas or Fator de perdas (15).
 - 'Ruídos nos medidores': Sem ruídos or Com ruídos.
 - 'Ruído no consumo (kWh)': Sem ruídos or Com ruídos.
 - 'Má classificação dos consumidores': Options for considering errors and phase swaps, with a 'Porcentagem UCs' field (10%).
 - 'Perdas não técnicas': Options for considering losses, with a 'Porcentagem kWh' field (10%).
 - 'Erros Grosseiros': Options for considering errors, with a 'Fase' field (1) and 'Tipo medida' (V, I, P, Q).
 - 'Falhas Comunicação': Options for considering communication failures, with a 'Fase' field (1) and 'Tipo medida' (V, I, P, Q).
 - 'Alocação de Medidores Alimentador': A table for assigning meters with columns for Tipo, De, Para, and Precisão.

	Tipo	De	Para	Precisão
Med. 1:	V	1	-1	0.005
Med. 2:	PQ	1	2	0.05
Med. 3:	I	61	62	0.005

At the bottom, there is a 'Salvar simulação com o nome:' field and an 'Executar' button.

Fonte: Elaborado pela autora

Define-se posteriormente, o número de amostras de erros a serem simulados seguido das três definições que mantemos como padrão em todas as simulações: fator de perdas fixos de 15%, considerando os ruídos nos medidores do alimentador e também no kWh de referência dos consumidores. Nos quadros abaixo são definidos os fatores de interesse, ficando a escolha do usuário as condições que irão ser testadas, inclusive se separadamente ou simultaneamente.

Um quadro para a alocação dos medidores dá liberdade também, de inserir medidas em outros ramos e de diferentes tipos. Por fim, deve-se definir um nome para que a simulação seja salva e posteriormente analisada estatisticamente seus erros de estimativas.

5.4 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou a plataforma de teste desenvolvida para facilitar a execução de simulações do EDTTTR sob diferentes parâmetros, e também toda a metodologia por trás da definição das condições de testes.

É apresentada a motivação para incluir a análise de alguns fatores recorrentes a SDs que podem influenciar o processo de estimação de demandas. A primeira análise se dá por fontes que deterioram a caracterização estatísticas das cargas, como por exemplo o comportamento dos consumidores não ser exatamente ao representado por sua curva típica, a má classificação das UCs (curvas erradas e fases trocadas) e a presença de perdas não técnicas. A segunda por problemas que podem ocorrer nas medidas, impondo dificuldades ao estimador na etapa de ajustes das demandas, por exemplo os erros grosseiros.

Com os resultados do desempenho do EDTTR desenvolvido, o próximo capítulo dá destaque às conclusões a cerca do tratamento dos transformadores em Δ - Y_n e também, partindo desta proposta, avalia a influência de cada uma das análises apresentadas ao processo de estimação.

Resultados e Discussões

6.1 Introdução

Os capítulos anteriores apresentaram toda a fundamentação teórica da metodologia do EDTTR, a proposta deste trabalho para tratamento de transformadores conectados em Δ - Y_n , bem como a caracterização correta dos consumidores classe A, e a sistemática de avaliação desenvolvida que é base para os testes a serem executados por meio de uma plataforma de simulações. O presente trabalho, por fazer parte de um tema já em andamento neste grupo de pesquisa, visa agregar contribuições à formulação do EDTTR que o torne mais preciso, além de explorar tópicos de interesse ainda não tratados.

O uso de um alimentador real para as simulações, por exemplo, cujos dados foram gentilmente disponibilizados pela CPFL Paulista, exigiu do EDTTR uma robustez que ainda não havia sido testada na versão trifásica, frente a desafios impostos por todas as características destas redes, dos desbalanços entre fases aos erros em bancos de dados. Tais características foram oportunas para investigações a respeito da importância da agregação de cargas ser realizada independentemente por fase para o processo de estimação, como será mostrada em uma análise comparativa entre o algoritmo monofásico e trifásico.

A modelagem dos transformadores de distribuição, motivada pela intenção de melhorar a caracterização da rede primária, também mostrou que as particularidades de um sistema real exigem um tratamento especial para resolver os problemas que surgem relacionados ao acoplamento entre as fases nas ligações Δ - Y_n , tanto para possibilitar a convergência do EDTTR quanto para a obtenção de boas estimativas. Os resultados que serão apresentados demonstram a eficiência proporcionada pelo tratamento proposto, não só em auxiliar no processo de estimação do EDTTR, mas também em contribuir para agregação de cargas por possibilitar a fiel representação na rede

primária, das cargas agregadas na rede secundária.

Por meio da plataforma de simulações, alguns testes são executados no EDTTR para verificar a influência de fatores corriqueiros em SDs. Como o EDTTR tem forte dependência da caracterização estatística, sua precisão depende tanto da qualidade das demandas agregadas nos transformadores, quanto da boa caracterização das cargas. Em redes reais algumas situações, como: quando os consumidores, apesar de bem representados, apresentam comportamento não idêntico às suas curvas típicas correspondentes, ou a possibilidade de terem sido mal classificados e a presença de perdas não técnicas, são prejudiciais ao processo de estimação e suas influências serão apontadas por meio dos resultados. A presença de erros grosseiros nas medidas também é considerada e analisada.

6.2 Alimentador Real da CPFL Paulista 133 Barras

O alimentador real utilizado nestas simulações está localizado na cidade de Ribeirão Preto, interior de São Paulo, em uma área de concessão da CPFL Paulista. A rede foi modelada no Trabalho de Conclusão de Curso de Paula (2016) a partir de dados disponibilizados pela CPFL, por intermédio do Engenheiro Alexandre V. de Oliveira. Os parâmetros de cada trecho de linha da rede primária, obtidos por meio do cálculo das constantes quilométricas, passaram por um processo de conversão de dados para que fossem condizentes com padrões específicos de entrada do algoritmo do EDTTR.

O alimentador em questão é apresentado na Figura 21, tendo uma extensão aproximada de 1,5 km (tronco principal), onde estão conectados 2.283 consumidores, ao longo de 92 transformadores de um total de 133 barras (incluindo a barra de saída da subestação). Estes consumidores representam um consumo total de 1.024.987,703 kWh no mês de referência, e estão divididos em 61 curvas de carga. A maioria das classes são designadas a partir de uma classificação própria da CPFL Paulista, e outras seguem categorização por atividade econômica com base no CNAE. Quanto ao perfil de consumo, pode-se dizer que o alimentador é predominantemente residencial, haja vista que esse tipo de classe é responsável por 63% do consumo total, enquanto os consumidores comerciais e classe A representam 29 e 8% respectivamente. A descrição completa das classes de consumo e todos os parâmetros deste sistema encontram-se no Apêndice B.

Na Figura 22, o grafo representando a topologia da rede primária do alimentador real CPFL 133 Barras é apresentado, juntamente com as medidas consideradas em tempo real que

Figura 21 – Mapa com destaque ao alimentador da CPFL (cor magenta)

Fonte: CPFL Paulista

definem assim duas áreas de medição: a primeira é determinada por dois medidores na saída do alimentador, o primeiro consistindo em medidas de tensão e o segundo de potência ativa e reativa. O terceiro medidor que delimita a AM-2, foi alocado entre os ramos 61 e 62, consistindo em medidas apenas de potência ativa e reativa, sendo que o critério para o local escolhido considera a extensão do alimentador numa tentativa de dividi-lo igualmente. A respectiva RNP do alimentador também é apresentada na mesma Figura.

Importa destacar que, as informações sobre o alimentador real disponibilizadas pela CPFL não continham os pontos de medição e muito menos os valores medidos. Ou seja, não foram utilizados, nas simulações, valores medidos obtidos pelo sistema SCADA, por isso a alocação dos medidores foi estabelecida por critério próprio.

Do total de consumidores, onze deles são categorizados como Classe A. Porém, assim como para os medidores do alimentador, não foram disponibilizadas suas medidas. Por isso, os valores considerados como medidos para esses consumidores foram obtidos através de curvas de carga típicas. Como pela formulação do EDTTR cada um destes consumidores caracterizam uma AM, estes não devem ter suas estimativas ajustadas.

Portanto, para compor o caso de referência deste sistema dispunha-se dos consumos em kWh das UCs (informados por um única leitura mensal) juntamente com as informações sobre o perfil de consumo dos mesmos que são convertidos em curvas de cargas individuais (para

Figura 22 – Grafo do alimentador real CPFL 133 barras e correspondente RNP

Fonte: Elaborado pela autora com dados fornecidos pela CPFL Paulista

cada consumidor) numa periodicidade de 15 minutos. Também estavam disponíveis informações sobre a potência aparente e localização dos transformadores de distribuição. Porém, como desconhecidas a relação X/R, a modelagem dos parâmetros foi feita com base na norma ANSI/IEEE Std 242 (IEEE, 1986).

Para todas as simulações executadas, os resultados podem então ser analisados por meio dos EMAs relativos para as demandas de potência ativa e reativa nas barras que apresentaram as melhores e piores estimativas, tendo como base as demandas do caso de referência.

6.3 Comparação entre os estimadores de demanda monofásico e trifásico

Partindo do princípio de que a eficiência computacional do EDTR (estimador monofásico) já foi comprovada e validada em sistemas reais de larga escala em Massignan et al. (2015) e Massignan et al. (2018), considera-se factível toma-lo como base para comparação com a versão trifásica inicialmente proposta em Massignan et al. (2016), como um indicativo de desempenho. Evidentemente que para isso, ambos os estimadores são executados sob mesmas condições. Para todas as simulações, partindo de um caso de referência, são geradas 100 amostras de testes através da inserção de erros aleatórios no conjunto de medidas de referência (sistemática de avaliação apresentada no capítulo anterior).

Há de se destacar que para este caso, o EDTTR é testado da forma em que foi concebido

em Massignan et al. (2016), ou seja, somente no âmbito da rede primária e com isso o tratamento para transformadores em conexão $\Delta-Y_n$ não é considerado. Há de se destacar que, no referido trabalho, o EDTTR foi executado apenas no alimentador de teste IEEE 34 barras (IEEE Distribution Test Feeder Working Group, 2010) onde foram modificados os dados de carga pela alocação de 428 consumidores, classificados conforme as curvas de Jardini et al. (2000), distribuídos em uma extensão quilométrica de mais de 50km. Nesta dissertação, o uso de um alimentador real testa o EDTTR sob uma condição de maior carregamento (conforme dados do sistema apresentado em seção anterior) em 1,5km de extensão. O sistema é modelado por meio das componentes de fases levando em conta o acoplamento entre elas.

Assim, para o sistema acoplado, o EDTTR de Massignan et al. (2016) é executado fornecendo as estimativas de demanda trifásicas conforme apresentado na Tabela 3. O desempenho pode ser compreendido também graficamente pela Figura 23 onde são apresentadas a melhor estimativa obtida para a fase A (barra 79) e a pior para a fase B (barra 34) sendo representada a curva de demanda do caso de referência (curva em azul); o valor médio das demandas de potência ativa estimadas em todas as 100 amostras de teste (curva em vermelho); o EMA das curvas de demanda estimadas (curva em vermelho tracejada próxima do eixo horizontal); e a curva de carga agregada estimada no Estágio 1 (curva em verde).

Tabela 3 – Erros das estimativas para o EDTTR executado somente para a rede primária

Fase	Potência Ativa						Potência Reativa					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	79	4.9547	0.0269	34	6.1967	0.1303	131	5.5349	0.0356	24	24.6710	0.1252
b	79	4.9940	0.0344	34	6.7636	0.1094	102	4.8988	0.0305	24	25.7329	0.1407
c	102	4.8192	0.0362	42	6.7460	0.1375	57	5.5099	0.0361	24	24.9065	0.1516

Figura 23 – Estimativas de potência ativa para o EDTTR executado somente para a rede primária

Fonte: Elaborado pela autora

Nota-se que a curva das estimativas *off-line* (curva verde) apresenta comportamento

distante daquela que é dada como referência para este transformador (curva azul). Assim, a capacidade do estimador é verificada quando comparada a curva em vermelho que, representa a média das 100 simulações, demonstrando o desempenho do EDTTR em ajustar as estimativas inicialmente obtidas. Os erros de estimação verificados são bem plausíveis comparados àqueles obtidos em outros estimadores presentes na literatura, como em (DZAFIC et al., 2013) de 8 a 45% em um método também baseado em AMs, e em Kong et al. (2011) em torno de 0 a 25%.

Para as simulações com o EDTR (monofásico) de Massignan et al. (2015) é necessária a modelagem do alimentador real em componentes simétricas. Isso porque as três fases são desacopladas e representadas apenas por uma, em sequência positiva. Uma primeira abordagem para os testes deste estimador tenta caracterizar, de forma similar, as metodologias utilizadas por algumas concessionárias para estimação de carga. Para o Estágio 1, a construção da curva de carga agregada de cada transformador leva em conta o maior valor de potência ativa e reativa verificado entre as três fases para cada instante de tempo. Para as medidas que servirão para ajustar as demandas, partindo do caso de referência, é adotada a média entre as três fases. Com isso, o estimador monofásico é executado e os valores obtidos para uma fase são replicados para as demais. Mantendo como curva de referência a mesma obtida pelo EDTTR executado inicialmente, as estimativas que se obtém para essa condição de teste são muito ruins em alguns casos. As melhores estimativas de demanda para potência ativa e reativa em cada uma das fases estiveram entre 8 e 10%, já as piores entre 128 a 1.436%, abrindo discussão no âmbito da caracterização estatística.

Ao verificar que as piores estimativas ocorrem em transformadores com cargas altamente desbalanceadas, é possível compreender que ao tomar como base o máximo carregamento entre as três fases para a agregação de cargas do Estágio 1, a curva estimada ao fim do processo pode não ser uma boa representação para as demais, menos carregadas. Esta constatação fica evidente na análise da Figura 24, onde a curva em amarelo representa a máxima curva agregada utilizada para compor o Estágio 1 nas três fases. Vê-se que na Figura 24 a) e Figura 24 c) as estimativas finais obtidas pelo EDTTR (curva vermelha) ficam muito próximas da curva azul de referência, pois a curva agregada máxima é mais condizente com o carregamento da fase em questão e provavelmente dela foi originada. Enquanto que nas demais fases de menor carregamento dos mesmos transformadores (Figura 24 b) e Figura 24 d)) o mesmo não ocorre, verificando-se que o não uso da curva verde, que corresponde à curva agregada na fase em questão de cada transformador, provoca um alto erro de estimação.

Figura 24 – Comparação das estimativas de demanda obtidas partindo da curva máxima agregada

Fonte: Elaborado pela autora

Com isso verifica-se que, quando é considerada como curva de carga agregada o valor máximo das três fases em transformadores com cargas altamente desbalanceadas, o processo de estimação é extremamente prejudicado.

Tal afirmação se confirma quando para as mesmas condições o EDTR (monofásico) de Massignan et al. (2015) é executado fase-a-fase (três vezes, uma para cada fase). Dessa forma, a obtenção das estimativas de cada fase parte das curvas agregadas independentemente por fase e com base também nas medidas da fase correspondente. Os resultados obtidos para esta simulação são até bem próximos daqueles obtidos para a rede acoplada através do EDTTR. As melhores estimativas estiveram entre 6 e 8% e as piores por volta de 16 e 19% para potência ativa e de 35 a 41% para potência reativa. Isso demonstra que, a utilização do modelo acoplado da rede primária, característica intrínseca do EDTTR, não possui influência tão significativa nos erros de estimação em relação ao desacoplado. A maior contribuição desta investigação é constatar que, o fato que mais contribui para as boas estimativas do estimador trifásico é a agregação das cargas ter sido realizada por fase e os ajustes são feitos com base nas medidas também da própria fase. Este fato vai ao encontro com o argumento inicial de que a representação da rede trifásica contribui fortemente para precisão algoritmo.

Quanto ao tempo computacional, o EDTTR apresentou maior velocidade de processamento (0.036s) comparado aos 0.016s por fase (0.048s no total) do EDTR de Massignan et al. (2015). Estes valores são condizentes com o exigido em centros de operação do SDs. Porém, se convertido a outras linguagens de programação e algoritmos otimizados, esse tempo de processamento pode ser reduzido significativamente.

Portanto, o que se pode concluir preliminarmente é que, o EDTTR de Massignan et al. (2016), por sua formulação trifásica, é mais adequado para aplicação em SDs não fundamentalmente pelo fato de contemplar uma representação trifásica, mas sim porque a agregação de cargas, de onde são obtidas as demandas iniciais para o Estágio 1 e as medidas que serão base para comparação e consequente ajuste, serem feitas independentemente por fase. Essas são conclusões importantes, uma vez que é característica comum das redes reais a presença de transformadores de distribuição com cargas altamente desbalanceadas.

Estas contribuições foram publicadas no IEEE URUCON 2017 (AVELINO et al., 2017), conferência realizada em Montevideo em outubro de 2017.

6.4 Proposta para tratamento dos transformadores Δ - Y_n no contexto do EDTTR

Os testes realizados até aqui com o EDTTR de Massignan et al. (2016) comprovam a importância do processo de estimação de demandas em SDs ser realizado por estimadores trifásicos, bem como sua viabilidade computacional. Comprovado o desempenho do EDTTR para execução em rede primária e, como forma de agregar contribuição à sua metodologia, neste trabalho é proposto um tratamento para os transformadores conectados em Δ - Y_n , além de levar em consideração que cada consumidor classe A constitui uma AM.

Nas simulações para validação da proposta para modelagem dos transformadores é emulado o caso de referência com a rede completa, em que todos os trafos são modelados como conectados Δ - Y_n . Os valores de referência para as medidas obtidos serão base para comparação para os três diferentes contextos de simulação do EDTTR (100 amostras de testes cada), conforme mostrado na Figura 25. Designaremos como forma didática para comparação, como:

- EDTTR-1: trata da metodologia do EDTTR da forma em que foi concebido em Massignan et al. (2016) considerando a presença dos trafos no modelo da rede conectados em Δ - Y_n . Com isso, sem nenhum tratamento, na etapa de ajuste o algoritmo tenta distribuir os *mismatches* de potência nas injeções do secundário dos transformadores;

- EDTR-2: também é testado para a metodologia do EDTTR de Massignan et al. (2016), porém **desconsiderando** a modelagem dos transformadores, ou seja, as demandas estimadas no Estágio 1 e ajustadas, são diretamente alocadas na rede primária sem nenhum tratamento prévio;
- EDTTR-3: trata da proposta deste trabalho para o tratamento da ligação $\Delta-Y_n$ dos transformadores de distribuição, ou seja, contempla o modelo dos trafos e, por meio de um artifício, permite que o acoplamento entre as fases no delta seja considerado na primeira iteração, pois nas próximas as injeções de potência do secundário são refletidas nas barras primárias. Além disso, os consumidores classe A configuram AMs.

Figura 25 – Esquema de testes para validação da proposta de tratamento para transformadores conectados em $\Delta-Y_n$

Fonte: Elaborado pela autora

A forma como as injeções de potência são consideradas para cada um dos contextos testados é ilustrada na Figura 26.

Figura 26 – Alocação das injeções de potência para os três contextos do EDTTR

Fonte: Elaborado pela autora

6.4.1 Convergência e Agregação de Cargas

O desenvolvimento da proposta para tratamento dos trafos foi motivado pela necessidade de investigar o problema de convergência da metodologia do EDTTR de Massignan et al. (2016)

quando são considerados os modelos de transformadores de distribuição com conexão em delta (EDTTR-1). Ante o exposto, em um teste para verificar a convergência para o EDTTR-1 e EDTTR-3, um instante de tempo é tomado para ser submetido a 100 iterações. Na Figura 27, onde ambos os gráficos monitoram a convergência de uma das fases do medidor da AM-2, as linhas em vermelho tracejado representam os limites superior e inferior do critério de convergência e a linha vermelha contínua o valor medido. No quadro acima nota-se a divergência de característica oscilatória do EDTTR-1, onde o problema foi identificado. Já no quadro abaixo é verificado que no EDTTR-3 (proposta deste trabalho) a convergência é alcançada em poucas iterações do EDTTR com o tratamento da rede secundária proposto elucidado na seção 4.5.

Figura 27 – Característica de convergência em 100 iterações para na fase A do medidor 3 para instante de tempo 83

Fonte: Elaborado pela autora

O problema de divergência apresentado está intimamente relacionado ao acoplamento entre fases que a ligação delta acarreta. Como apresentado na seção 4.5, os ajustes de demanda realizados pelo EDTTR nas cargas alocadas no secundário destes trafos não irão produzir, na próxima iteração, uma variação de potência igual no primário dos transformadores. Como consequência o cálculo de fluxo de potência na próxima iteração não irá resultar em valores próximos aos das medidas em tempo real, causando assim a divergência.

Ao utilizar o tratamento proposto neste trabalho, a influência do transformador Δ - Y_n é considerada no processo de refletir as demandas agregadas da rede secundária nas respectivas

barras do primário dos trafos. Assim, o EDTTR-3 utiliza informações fiéis quanto ao modelo de cargas e ao mesmo tempo pode obter convergência visto que os ajustes de demanda serão realizados nas barras do primário e não do secundário. Como será apresentado a seguir, simplesmente agregar as cargas e alocar as demandas diretamente nas barras do primário (EDTTR-2) acarreta em perda de precisão do EDTTR, apesar de obter a convergência.

6.4.2 Avaliação da metodologia com base no EMA

A análise estatística do tratamento proposto não consiste numa comparação de desempenho, mas sim na validação dos argumentos inicialmente levantados. O EDTTR-1, que corresponde à metodologia de Massignan et al. (2016) com trafos modelados, não é contemplada nas análises pois a não convergência não possibilitou a obtenção de estimativas de demanda.

Já para o EDTTR-2, que consiste no EDTTR de Massignan et al. (2016) desconsiderando a modelagem dos trafos, as estimativas de demanda ativa e reativa obtidas são apresentadas na Tabela 4. Nota-se que, nas melhores estimativas o EDTTR-2 apresenta erro percentual equiparado aos encontrados na literatura entre 8% e 50% (DZAFIC et al., 2013) e (SINGH; PAL; JABR, 2010). Porém, as piores estimativas são muito ruins.

Tabela 4 – Erros das estimativas para o EDTTR-2

Fase	<i>Potência Ativa</i>						<i>Potência Reativa</i>					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	11	7.1327	0.0456	17	139.2580	0.4002	15	7.1246	0.0573	132	81.4764	0.2848
b	58	9.5561	0.0421	132	114.9953	0.2277	34	6.8930	0.0534	44	83.0105	0.2400
c	89	7.0530	0.0445	17	83.6220	0.2891	15	6.8123	0.0481	44	300.4479	0.2871

Para compreensão gráfica, a Figura 28 mostra a melhor estimativa de demanda ativa entre as três fases que ocorreu na fase C da barra 89 e a pior estimativa de demanda ocorrida na fase A do transformador da barra 17 para o EDTTR-2. Nos gráficos são representadas: a curva de demanda do caso de referência (curva em azul); o valor médio das demandas de potência ativa estimadas em todas as 100 amostras de teste (curva em vermelho); o EMA das curvas de demanda estimadas (curva em vermelho tracejada próxima do eixo horizontal); e a curva de carga agregada **diretamente** no primário estimada no Estágio 1 (curva em verde).

Nota-se que, mesmo tendo sido obtidas boas estimativas, as piores são extremamente ruins. A justificativa para os resultados de estimação no EDTTR-2 serem bons em alguns casos e péssimos em outros é compreendida comparando as curvas agregadas do EDTTR-2 e EDTTR-3. Neste contexto, ao comparar a curva **agregada diretamente** no primário do EDTTR-

Figura 28 – Estimativas de Potência Ativa para o EDTTR-2

Fonte: Elaborado pela autora

2 (EDTTR de Massignan et al. (2016) desconsiderando a modelagem dos trafos) e a curva **refletida** no primário resultado do tratamento para transformadores $\Delta-Y_n$, nota-se a influência do acoplamento entre as fases no delta, principalmente quando a carga é desbalanceada. Esta constatação é evidenciada na análise da Figura 29.

Figura 29 – Relação entre as curvas agregadas diretamente no primário e refletida em transformador com cargas balanceadas e desbalanceadas

Fonte: Elaborado pela autora

Na Figura 29 temos, no quadro superior, em a) as curvas agregadas trifásicas de um transformador com cargas balanceadas (trafo 16) e em b) um transformador com cargas extremamente desbalanceadas (trafo 44). Abaixo, fica evidente que em c) para o transformador da barra 16, a diferença entre a curva refletida e a agregada diretamente ao primário é bem pequena.

Já para o caso do transformador da barra 44 de d), percebe-se que a fase em questão assume uma característica totalmente diferente quando refletida. São nestas barras que ocorrem as piores estimativas quando o EDTTR é executado somente para a rede primária ao comparar com um caso de referência de rede completa, como acontece no EDTTR-2.

Assim, no EDTTR de Massignan et al. (2016), apesar de obtida a convergência do EDTTR, ao desconsiderar a modelagem dos transformadores, as injeções de potência obtidas no estágio de agregação de cargas não representam fielmente as injeções de potência reais no primário destes transformadores. Isto porque o acoplamento da ligação delta acarreta uma distribuição de fluxos de potência diferentes entre as fases no primário do trafo quando comparadas ao secundário em Y_n . Desta forma, o tratamento proposto neste trabalho não só auxilia no processo de estimação de demanda do EDTTR em si, mas contribui também no processo de agregação de cargas ao possibilitar a fiel representação na rede primária das cargas agregadas na rede secundária.

No EDTTR-3, o tratamento proposto é considerado para o EDTTR executado em rede completa e o acoplamento entre as fases no delta passa a ser considerado ao refletir no primário as demandas obtidas por fase pela agregação de cargas anteriormente alocadas no secundário. Com isso, as demandas refletidas são fidedignas às injeções de potência reais no primário. Logo, se aproximam da curva de referência sendo obtidas melhores estimativas até mesmo em transformadores com cargas altamente desbalanceadas, conforme verificado na Tabela 5.

Tabela 5 – Erros das estimativas para o tratamento proposto para os transformadores conectados em Δ - Y_n

Fase	Potência Ativa						Potência Reativa					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	102	4.8579	0.0348	57	9.3063	0.1319	72	4.9811	0.0337	57	16.9403	0.1292
b	102	4.4394	0.0305	44	8.6876	0.1322	75	5.0475	0.0345	45	15.4182	0.1242
c	102	4.5886	0.0328	17	8.1258	0.1162	72	5.4523	0.0365	44	34.2825	0.1298

Na Figura 30 são apresentados os gráficos para melhor estimativa ocorrida na fase B da barra 102 e, para a pior na fase B na barra 44, onde a curva em verde se refere à curva de carga agregada refletida no primário.

O quadro resumo da Figura 31 mostra a evolução no desenvolvimento da proposição deste trabalho, motivada pelas dificuldades de convergência da metodologia apresentadas inicialmente pelo EDTTR de Massignan et al. (2016), quando modelados os transformadores de distribuição com conexões Δ - Y_n (EDTTR-1), e de precisão quando a modelagem dos transformadores

Figura 30 – Estimativas de Potência Ativa para o EDTTR-3

Fonte: Elaborado pela autora

é desconsiderada (EDTTR-2). Assim, o tratamento especial proposto no EDTTR-3 para os transformadores $\Delta-Y_n$ no contexto do EDTTR, utiliza informações fiéis quanto ao modelo de cargas e ao mesmo tempo pode obter convergência com boa precisão, sem desprezar a influência do acoplamento entre as fases no delta.

Figura 31 – Quadro resumo dos testes para tratamento dos transformadores conectados em $\Delta-Y_n$

	EDTTR-1	EDTTR-2	EDTTR-3
	Metodologia de Massignan et al., 2016; Trafos modelados $\Delta-Y$	Metodologia de Massignan et al., 2016; Trafos não modelados	EDTTR Tratamento proposto Trafos modelados $\Delta-Y$
Convergência	✗	✓	✓
Precisão		✗	✓

Fonte: Elaborado pela autora

Estas conclusões foram documentadas em artigo científico aceito para publicação no XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2018).

6.5 Simulações por meio da Plataforma de Simulações

A seção 6.4 apresentou resultados para o tratamento dos transformadores conectados em $\Delta-Y_n$ para contornar o problema de divergência relacionado com o acoplamento entre as fases na ligação em delta. Ao utilizar informações fiéis quanto ao modelo de carga por não desconsiderar a modelagem dos transformadores, o tratamento proposto além de auxiliar no processo de estimação de demandas em si, melhorando a precisão do EDTTR, também contribui no processo de agregação de cargas ao resultar em um modelo da rede primária mais preciso.

A plataforma de simulações desenvolvida, apresentada no Capítulo 5, está apta a realizar testes tanto no âmbito da rede primária quanto considerando a modelagem dos transformadores, ficando a cargo do usuário definir a entrada dos dados do sistema modelado. Tal funcionalidade

acrescenta ainda mais variabilidade aos testes com o EDTTR, permitindo que várias combinações dos fatores que deterioram o processo de estimação sejam analisadas separadamente ou simultaneamente.

Como verificada a contribuição do tratamento para os transformadores conectados em $\Delta-Y_n$ no processo de estimação como um todo, tomaremos como padrão em todas as simulações executadas por meio da plataforma de testes, o uso desta metodologia proposta.

6.5.1 Comportamento dos consumidores

Quando um consumidor é classificado em um determinado perfil de consumo, deve-se entender que seu comportamento pode variar dentro da média e desvio padrão de sua correspondente curva de carga típica. Isso ocorre porque a função das curvas de carga característica de cada classe é de representar o comportamento médio daqueles consumidores, e portanto, na prática, um consumidor nunca terá comportamento idêntico ao de sua curva típica. Para caracterizar esta condição, neste trabalho, é possível considerar ou não, para o caso de referência, que as curvas de carga de cada consumidor são exatamente iguais às correspondentes curvas de carga típicas.

A simulação que leva em conta a situação prática para o comportamento dos consumidores, consiste em adicionar ruídos gaussianos nas curvas de cargas individuais de cada consumidor, com base na própria incerteza de sua curva de carga, no momento em que é emulado o caso de referência. Para a execução do EDTTR, não são adicionados os mesmos ruídos nas curvas individuais pois não há a possibilidade de as concessionárias conhecerem o nível destas incertezas oriundas do comportamento da rede secundária. Com isso, o EDTTR é executado somente considerando um fator de perdas na rede secundária de 15%, erros nos medidores e erros no kWh dos consumidores, como já elucidamos como parâmetros de simulação.

A Tabela 6 apresenta os erros de estimação para a execução do EDTTR pela metodologia proposta na seção 4.5 considerando a situação prática, onde as curvas de carga dos consumidores não são exatamente iguais às suas correspondente curvas típicas. As melhores e piores estimativas para a demanda de potência ativa e reativa entre as três fases são também representadas pela Figura 32.

Nota-se que a curva de referência ganha uma característica ruidosa, e que as melhores estimativas não se distanciam daquelas já obtidas. Entretanto, as piores estimativas tanto de demanda de potência ativa quanto reativa são bem ruins. Partindo do princípio de que os ruídos inseridos nas curvas individuais tiveram como base a própria incerteza expressa por meio do seu

Tabela 6 – Erros das estimativas para o EDTTR com tratamento proposto com ruídos nas curvas individuais

Fase	Potência Ativa						Potência Reativa					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	61	13.2647	0.0342	26	66.9813	0.1452	61	20.5175	0.0372	112	103.9692	0.1780
b	61	13.0708	0.0326	26	69.1804	0.1481	61	14.6453	0.0356	44	494.7494	0.1691
c	61	12.5603	0.0315	26	71.6966	0.1571	22	23.7022	0.0325	44	260.5345	0.1984

Figura 32 – Estimativas de P e Q para o EDTTR com tratamento proposto com ruídos nas curvas individuais

Fonte: Elaborado pela autora

respectivo desvio padrão, a análise do perfil dos consumidores ligados aos transformadores é pertinente. Como exemplo, tomamos dois trafos em que foram obtidas estimativas boas e ruins mostradas na Figura 33 em que são ilustradas as curvas agregadas trifásicas e seus respectivos desvios padrão. Verifica-se em a) que o trafa 61, onde ocorreram as melhores estimativas de demanda de potência ativa apresenta um baixo desvio padrão para sua curva agregada, indicando que os consumidores ligados a ele pertencem, de um modo geral, a perfis típicos também de baixo desvio padrão e consequentemente menores incertezas quanto à caracterização estatística. O mesmo não ocorre na Figura 33 b) onde fica evidente o alto desvio padrão apresentado pelo transformador da barra 112. Consequentemente, ante o exposto, é provável que os consumidores ligados a ele possuam também altos desvios padrão. Ou seja, entende-se que para este caso as melhores estimativas de demanda tenderão a acontecer em barras que possuam boa caracterização estatística.

Figura 33 – Curvas agregadas trifásicas para transformadores com alto e baixo desvio padrão

a) Curvas de carga trifásicas e desvios padrão trafo 61 b) Curvas de carga trifásicas e desvios padrão trafo 112

Fonte: Elaborado pela autora

Esta análise confirma um importante argumento compartilhado entre diversos estimadores, de que o desempenho dos Estimadores de Demanda está intimamente ligado à qualidade da caracterização estatística dos consumidores e suas respectivas curvas de carga. Isso significa que a precisão dos resultados será melhor quando as cargas se comportarem o mais próximo estatisticamente de seus perfis típicos, o que não ocorre para o caso.

Neste sentido, além da observação de que algumas curvas de cargas típicas apresentam menores incertezas (desvio padrão) do que outras, outro apontamento a se considerar é que, segundo Magalhães e Lima (2013), a penetração de um número razoável de consumidores que possuem uma mesma curva de carga pode melhorar as estimativas em determinados transformadores. Também é possível verificar a relação com o número de consumidores agregados, independentemente de suas curvas de cargas. Isso porque, a barra 61 (melhores estimativas) possui um maior número de consumidores do que a barra 112 (piores estimativas). Verifica-se com isso que quanto mais consumidores são agregados, menor a incerteza relativa do comportamento estatístico da demanda deste transformador. O coeficiente de variação, uma relação percentual entre desvio padrão e média, por ser uma medida de dispersão relativa em estatística, expressa essa relação. Tal questão pode então ser explicada pela Lei dos Grandes Números e pelo Teorema do Limite Central.

Levar em consideração que os consumidores, na prática, não se comportam exatamente como descrito por suas curvas de cargas típicas para o caso de referência, é importante pois caracteriza o que ocorre de fato nas redes de distribuição reais. Entretanto, em teste que será apresentado ao final desta seção, é verificado que esta análise pode mascarar os efeitos de outros fatores existentes concomitantemente. Por isso, não será considerada nas demais simulações onde, serão apresentadas as influências dos demais fatores separadamente, para não ocultar os

impactos dos mesmos.

6.5.2 Má classificação dos consumidores

A má classificação, diferente da situação prática descrita na subseção 6.5.1, consiste não em um problema com o comportamento do consumidor, mas sim na classificação incorreta da UCs por parte da concessionária. Este erro acontece, na maioria das vezes, no âmbito cadastral ocasionando inconsistência nos bancos de dados.

Para simular estes casos e verificar o impacto no EDTTR, foi definido inicialmente que 10% dos consumidores ativos tenham sido classificados incorretamente. São então sorteados 228 consumidores de todo o alimentador, para cada um deles é verificado o tipo (residencial ou comercial) e sorteada também uma nova curva de carga de mesmo tipo, sendo garantido que a curva sorteada não seja a original. O desempenho do EDTTR pode ser constatado por meio da análise da Tabela 7, que mostra ser possível obter boas estimativas frente ao exposto, porém o erro de estimação aumenta pontualmente em uma das barras.

Tabela 7 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando má classificação em 10% dos consumidores

Fase	<i>Potência Ativa</i>						<i>Potência Reativa</i>					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	121	7.1920	0.0399	21	82.5962	0.1637	102	6.2013	0.0364	120	79.3030	0.1340
b	83	8.2495	0.0358	21	84.6631	0.2136	131	8.0472	0.0382	21	96.0650	0.1796
c	68	5.8625	0.0317	21	75.8117	0.1511	75	8.3813	0.0389	21	89.9538	0.2389

A justificativa para as estimativas da barra 21 terem sido tão ruins, reside no fato de que, quatro dos consumidores ligados à ela foram sorteados como mal classificados e a soma do consumo mensal destes consumidores representa 13,09% do consumo total deste transformador. Um forte embasamento deste estimador é que, a qualidade das estimativas dependem não somente da boa representação dos consumidores por suas curvas de carga típicas (conforme mostrado na seção anterior), mas também na qualidade da curva agregada, que no transformador em questão foi consideravelmente afetada. Ou seja, para este transformador a média e o desvio padrão da curva de carga agregada não é considerada uma boa aproximação da demanda real dos consumidores.

Na Figura 34 é possível perceber, como a má classificação dos consumidores pode mudar consideravelmente a curva de carga agregada do transformador. Em a) são ilustradas as curvas de carga trifásicas do transformador da barra 21, considerando as curvas de carga reais dos

consumidores utilizadas para emular o caso de referência. Já na Figura 34 b) são verificadas as curvas de carga trifásicas para o mesmo transformador, após considerar a má classificação dos consumidores, onde é verificada não só a mudança no perfil da curva mas também um aumento no desvio padrão.

Figura 34 – Comparação entre as curvas agregadas trifásicas para transformadores da barra 21 para UCs bem e mal classificadas

Fonte: Elaborado pela autora

6.5.2.1 Consumidores com fases trocadas

Para avaliar independentemente o impacto ao EDTTR quando os consumidores têm suas conexões de fase alteradas, foi emulada uma situação onde 10% dos consumidores monofásicos e bifásicos (de todos os tipos, exceto classe A) tiveram suas conexões trocadas aleatoriamente. O desempenho do EDTTR pode ser verificado por meio da análise da Tabela 8. Novamente é possível obter para as melhores estimativas valores condizentes, dentro dos valores já encontrados e com base na literatura, porém há destaque para as piores estimativas ocorridas na barra 44. Na Figura 35 é possível analisar graficamente a melhor estimativa para P, ocorrida na barra 90 fase A, e a pior para Q, ocorrida na fase C da barra 44.

Tabela 8 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando que 10% dos consumidores tiveram suas fases trocadas

Fase	Potência Ativa						Potência Reativa					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	90	5.0484	0.0367	44	54.9849	0.1404	15	6.1215	0.0352	130	62.9398	0.1594
b	82	5.2852	0.0323	44	42.5277	0.1703	75	5.2737	0.0347	44	107.9567	0.1669
c	95	5.2403	0.0349	44	52.0268	0.1494	34	6.8500	0.0375	44	730.7195	0.8335

A barra 44 possui suas cargas altamente desbalanceadas, por isso é comum que problemas de caracterização estatística influenciem em suas estimativas. Neste caso específico foi verificado que dois, dos 10 consumidores deste transformador, originalmente classificados como monofásicos fase B foram alterados para fase C. Com isso, ocorre uma mudança significativa da

demanda das fases, influenciando até mesmo a fase A (não envolvida na troca). Com o perfil de consumo das fases alterado, o Estágio 1 parte de uma caracterização errônea para o transformador e as estimativas obtidas para as 100 amostras de teste fica distante da curva de referência.

Figura 35 – Melhor estimativa de P e pior estimativa de Q para o EDTTR com tratamento proposto considerando consumidores com fases trocadas

Fonte: Elaborado pela autora

Tal constatação apresenta mais uma vez, uma dificuldade que emerge do uso de um alimentador real, submetendo o EDTTR a problemas reais como má classificação dos consumidores, seja por curvas típicas erradas ou troca de fases. Verifica-se um desempenho razoável do EDTTR nestes casos, porém fica evidente que o maior impacto destes fatores ao processo de estimação ocorre justamente por outra característica comum de um sistema real, que consiste no alto desbalanço entre as cargas nos transformadores de distribuição.

6.5.3 Perdas não técnicas

Para as simulações do EDTTR considerando perdas não técnicas, para verificar sua influência nas estimativas de demanda, foram consideradas 10% de perdas comerciais em consumidores residenciais do transformador da barra 102. Esta é a barra mais carregada do alimentador, e com predominância de UCs residenciais. A Tabela 9 mostra que mesmo não sendo o objetivo deste estimador detectar perdas não técnicas, o resultado do processo de estimação da barra onde incidem estas perdas é prejudicado, indicando anormalidade na barra. Entretanto, como os erros de estimação não são absurdos, estas perdas não técnicas podem facilmente ser mascaradas em sistemas reais, haja vista a existência de tantos outros fatores que prejudicam as estimativas concomitantemente.

Portanto, pode-se dizer que o aumento das perdas não técnicas em uma região pontualmente pode prejudicar o processo de estimação do EDTTR para as barras afetadas, e que quanto maiores as perdas, maiores serão os erros nas estimativas. Entretanto, para um aumento

Tabela 9 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando 10% de perdas não técnicas em UCs residenciais do trafo 102

Fase	Potência Ativa						Potência Reativa					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	114	5.8908	0.0377	102	12.6797	0.1319	89	5.8196	0.0313	118	17.5430	0.1292
b	132	5.9435	0.0324	102	11.8263	0.1322	121	5.6353	0.0354	45	15.4182	0.1242
c	118	5.5543	0.0327	102	11.3217	0.1162	95	6.3909	0.0370	44	34.2828	0.1298

considerável das perdas não técnicas distribuídas ao longo do alimentador, o erro acaba por se distribuir entre todas as barras do sistema e o processo de estimação tende a piorar como um todo.

6.5.4 Erros Grosseiros e falhas na comunicação

O desempenho do EDTTR frente à erros grosseiros nas medidas em tempo real, foi analisado pela inserção de erros de acordo com o desvio padrão das medidas, inicialmente no medidor 2 de potência ativa e reativa que configura a AM-1, e posteriormente no medidor 3 de mesmo tipo que delimita a AM-2. Para ambas foi escolhida a medida do instante de tempo 68 (17:00) de potência ativa da fase A como sendo a portadora de erro grosseiro de magnitude 20σ , ou seja, o erro inserido é equivalente a 20 vezes o desvio padrão da própria medida (função da classe de precisão do medidor calculada pela Equação 4.12).

Para o EG inserido no medidor 2, que delimita a AM-1, verifica-se que a presença do erro não prejudica na obtenção de boas estimativas para as barras da AM-2 (a jusante), tendo ocorrido as melhores estimativas na barra 102 e 114 de EMA em torno de 4%. Neste caso, a influência se dá somente na fase afetada da própria AM-1, onde a pior estimativa ocorre para a barra 45. Estas estimativas podem ser analisadas graficamente por meio de a) e b) da Figura 36. Na mesma figura em c) e d) são ilustradas as melhores e piores estimativas de potência ativa para a fase A em um segundo teste, onde o EG é inserido no medidor 3 da AM-2. Verifica-se que para este caso as consequências são percebidas também na AM-1 (a montante) e nem mesmo estimativas plausíveis são obtidas para a fase A em nenhuma das áreas de medição.

De acordo com os resultados destes testes, verifica-se que a presença de EGs tem influência sob as estimativas da fase acometida da própria AM e em AMs à montante, não afetando AMs à jusante. Entretanto, outros cenários e outras condições poderiam influir nesta questão. Portanto, mais simulações seriam necessárias para uma análise mais minuciosa dos impactos dos EGs para o EDTTR.

Figura 36 – Estimativas de P e Q para o EDTTR com tratamento proposto com EGs

b) Melhor estimativa de P para fase A barra 114
Erro Grosseiro no medidor 2 da AM-1

b) Pior estimativa de P para fase A barra 45
Erro Grosseiro no medidor 2 da AM-1

c) Melhor estimativa de P para fase A barra 130
Erro Grosseiro no medidor 3 da AM-2

d) Pior estimativa de P para fase A barra 45
Erro Grosseiro no medidor 3 da AM-2

— Caso de Referência — Valor Médio Estimado — Curva de Carga Agregada Refletida — EMA Estimado

Fonte: Elaborado pela autora

6.5.5 Combinação entre a situação prática para o comportamento dos consumidores e má classificação

Na tentativa de emular uma combinação entre dois fatores factíveis de ocorrerem simultaneamente, foi testado o caso de os consumidores terem sido mal classificados juntamente com a situação prática que ocorre para o comportamento dos consumidores em relação às suas curvas típicas. Ou seja, para o mesmo conjunto de medidas gerados pelo caso de referência da seção subseção 6.5.1, o EDTTR é simulado considerando terem sido atribuídas curvas erradas em 10% de consumidores residenciais. Os erros das estimativas para esta condição são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Erros das estimativas para o EDTTR com o tratamento proposto considerando 10% de consumidores mal classificados e curvas não representativas

Fase	Potência Ativa						Potência Reativa					
	Melhores Estimativas			Piores Estimativas			Melhores Estimativas			Piores Estimativas		
	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)	Barra	EMA (%)	Desv.Pad. (%)
a	61	11.3931	0.0386	120	149.4984	0.1647	61	15.2667	0.0364	120	141.6723	0.2100
b	61	12.7294	0.0349	120	121.9822	0.2178	61	18.8354	0.0357	44	506.5544	0.2735
c	61	12.1036	0.0363	120	126.0425	0.1699	41	19.7213	0.0372	44	242.4158	0.2604

Como foi previsto anteriormente, quando considerada a situação prática onde um consumidor se comporta de maneira não exatamente igual a sua curva de carga típica, ocorre um impacto, consequentemente, nas estimativas de demandas. Fica evidente na Figura 37, que as

melhores e piores estimativas para este teste ocorrem quase que nas mesmas barras do teste apresentado na seção subseção 6.5.1, onde somente a situação prática do comportamento dos consumidores estava sendo considerada. Isso prova que o efeito da má classificação dos consumidores que, como foi verificado na seção subseção 6.5.2 são bem consideráveis, é ocultado neste caso.

Figura 37 – Estimativas de P e Q para o EDTTR com o tratamento proposto considerando 10% de consumidores mal classificados e curvas não representativas

Fonte: Elaborado pela autora

6.6 Comparação de desempenho computacional

A evolução do Estimador de Demanda em Tempo Real para redes radiais originado neste grupo de pesquisa, e do qual este trabalho faz parte, depende, não só de manter ou melhorar a precisão do algoritmo, mas principalmente de uma comprovada viabilidade em termos de tempo computacional, uma vez que a execução do Estágio 2 do EDTTR ocorre num contexto de tempo real. A Tabela 11 é um quadro resumo que permite analisar as vantagens e desvantagens verificadas ao longo desta evolução, do algoritmo monofásico ao tratamento para transformadores proposto neste trabalho.

A comparação entre as versões monofásica e trifásica feita na seção 6.3 e os motivos lá elucidados já são suficientes para justificar o uso do EDTTR, aliado a precisão apresentada. Entretanto, a evolução do EDTTR para a metodologia com tratamento proposto para os transformadores Δ - Y_n , também agregou ao algoritmo um tratamento especial para que os consumidores

classe A sejam de fato tratados como AM. Esta abordagem contribui também para a precisão das estimativas. Percebe-se, entretanto, que quando levado o tratamento destes consumidores em consideração, o número médio de iterações diminui enquanto o tempo computacional aumenta. Essa velocidade ainda assim é compatível com as aplicações em CODs, e pode ser melhorada com a conversão para uma linguagem computacional mais eficiente, para computadores mais eficientes também.

Tabela 11 – Quadro comparativo do desenvolvimento do estimador de demanda

Estimador	Tratamento Cons. Classe A	Num. médio iterações	Tempo médio(s)
EDTR de Massignan et al. (2015)	não	2	0,04
EDTTR de Massignan et al. (2016)	não	1,87	0,03
EDTTR tratamento proposto	não	3,97	0,01
	sim	2,98	0,08

Com isso, conclui-se que as principais propostas deste trabalho, quando consideradas no contexto do EDTTR, melhora a precisão da metodologia sem afetar o desempenho computacional. Isso significa que as contribuições proposta nesta dissertação são relevantes, por agregar maior fidelidade à representação da rede primária e aprimorar o desenvolvimento da metodologia.

6.7 Considerações Finais

No EDTTR apresentado, que consiste em dois estágios, inicialmente são obtidas as demandas dos transformadores de distribuição com base em informações *off-line* (consumo de energia mensal em kWh e as respectivas classes de consumo dos consumidores) que são posteriormente utilizadas como entrada de um fluxo de potência trifásico computacionalmente eficiente. O resultado desse fluxo de potência é então comparado com valores medidos, disponíveis em tempo real, e as demandas ajustadas iterativamente caso não estejam condizentes com esses valores. O presente capítulo apresentou as simulações realizadas e os resultados obtidos para um alimentador real provando a capacidade do EDTTR em prover estimativas de demanda com boa precisão, desde sua concepção (EDTTR de Massignan et al. (2016)) até o tratamento para os transformadores Δ - Y_n proposto.

Fica evidente na comparação entre as versões monofásica e trifásica que, o EDTTR por sua formulação trifásica é mais adequado para aplicação em SDs, não fundamentalmente pelo fato de contemplar uma representação trifásica, mas sim porque a agregação de cargas, de onde são obtidas as demandas iniciais para o Estágio 1 e as medidas que serão base para comparação e ajuste, serem feitas independentemente por fase. Esses são motivos importantes, uma vez que é

característica comum das redes reais a presença de transformadores de distribuição com cargas altamente desbalanceadas. O tempo computacional também justifica a viabilidade do algoritmo, apresentando até mesmo uma velocidade de processamento sutilmente superior.

Ao apresentar uma proposta ao EDTTR para tratamento dos transformadores Δ - Y_n , ficou evidente a influência que o acoplamento entre as fases no delta possui na representação das demandas agregadas na rede secundária na rede primária, principalmente em transformadores com cargas altamente desbalanceadas. O tratamento proposto no contexto do EDTTR é eficiente por utilizar informações fiéis quanto ao modelo das cargas e ao mesmo tempo resolve o problema imposto à convergência com boa precisão, sem desprezar a influência do acoplamento entre as fases no delta.

Por fim, o EDTTR, que possui uma dependência muito forte da caracterização estatística, é testado frente a fatores corriqueiros em SDs que deterioram a precisão das estimativas. Os casos são analisados independentemente para problemas relacionados ao comportamento dos consumidores na prática, uma vez que suas curvas de carga não são exatamente iguais às suas correspondentes curvas típicas; também frente a casos em que os consumidores são mal classificados e à eles são associadas curvas de carga típicas erradas; é analisada a influência das perdas não técnicas e por fim da presença de EGs nos medidores.

Neste sentido, o próximo capítulo fará as considerações finais desta dissertação e apontará as direções a serem seguidas na sequência deste trabalho.

Conclusão

A preocupação com o monitoramento em tempo real nos Sistemas de Distribuição vem aumentando, em razão principalmente das complexidades adicionais impostas à operação destas redes, provocadas pelo aumento progressivo da demanda. Esta é uma necessidade que decorre, não somente em função do crescimento demográfico nas cidades, mas também em virtude das fortes tendências de desenvolvimento tecnológico que exigem das concessionárias investimentos na modernização das redes coerentes com as perspectivas futuras. A exemplo disso, vale destacar as promissoras propostas de implantação das *Smart Grids* que trarão mudanças substanciais na forma atual de concepção dos SDs.

Todavia, o cenário atual nas distribuidoras ainda consiste em uma grande dificuldade com a observabilidade das redes em virtude da escassez de medidores ao longo dos alimentadores, muitas vezes limitados às saídas das subestações. Essa limitação exige que a determinação do estado corrente de operação pelos CODs seja feita a partir do processo de agregação de cargas por meio da estimação de demanda com base no comportamento estatístico dos consumidores. Apesar de a agregação de cargas realizadas nestas estimações fornecerem informações importantes à respeito do consumo típico, a mesma pode não ser coerente com a condição atual de operação, pois além de fazer uso apenas de informações *off-line*, depende de uma difícil caracterização estatística, nem sempre executada corretamente. Neste sentido, o **Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real (EDTTR)** apresentado neste trabalho oferece uma grande contribuição ao problema de estimação de demanda de transformadores em SDs por apresentar uma metodologia que, partindo dos convencionais processos de agregação de cargas, é capaz de fazer o ajuste das estimativas obtidas melhorando consideravelmente a representatividade do estado de operação corrente do sistema.

O estimador de demanda apresentado opera em dois estágios: o primeiro consiste na

estimação *off-line* das demandas dos transformadores de distribuição por meio do processo de agregação de cargas trifásica (JARDINI et al., 2000). O segundo, que atua em tempo real, executa a solução de um algoritmo de fluxo de potência trifásico partindo das estimativas de demanda do Estágio 1 e faz um ajuste, a cada iteração, até que a discrepância entre os valores calculados e medidos obedeça ao critério de convergência. Importa destacar que, a eficiência da solução deste fluxo de potência se dá em virtude da utilização do método de Varredura Direta/Inversa soma de corrente proposto por Shirmohammadi et al. (1988), e adaptado para a versão trifásica em Cheng e Shirmohammadi (1995), e também pelo armazenamento da topologia do sistema via Representação Nó-Profundidade proposta em Delbem et al. (2004). A característica específica do segundo estágio, responsável pelo bom desempenho deste estimador, está em sua capacidade de ajustar as estimativas de demanda obtidas fornecendo uma condição muito próxima quando comparado com os valores medidos.

O uso de um alimentador real para as simulações, cujos dados foram gentilmente disponibilizados pela CPFL Paulista, exigiu do EDTTR uma robustez que ainda não havia sido testada na versão trifásica, frente a desafios impostos por todas as características destas redes, dos desbalanços entre fases aos erros em bancos de dados. Tais características, principalmente os altos desbalanços entre as fases em alguns transformadores, foram oportunas para investigações a respeito da importância da agregação de cargas ser realizada independentemente por fase para o processo de estimação e a influência do acoplamento entre as fases no delta dos transformadores de distribuição, na tentativa de caracterizar corretamente as cargas agregadas na rede secundária no primário.

Como primeira contribuição desta pesquisa, a importante conclusão obtida por meio da comparação entre as versões monofásica e trifásica, não só valida a eficiência do EDTTR como também dá uma importante orientação às concessionárias no âmbito da agregação de cargas. É demonstrado que o EDTTR é mais adequado para aplicação em SDs, não fundamentalmente pelo fato de contemplar uma representação trifásica da rede, mas sim porque a agregação de cargas, de onde são obtidas as demandas iniciais para o Estágio 1, ser realizada por fase. Foi verificado que tomar como base, para a agregação de cargas numa representação unifilar, o maior carregamento entre as três fases, da forma que comumente é realizada nas concessionárias no intuito de obter estimativas conservadoras, acaba resultando em prejuízos significativos ao processo de estimação em barras com cargas altamente desbalanceadas. Também é importante para o estimador que as medidas, que serão base para comparação e ajuste, sejam obtidas

independentemente para cada fase correspondente, assim como na agregação de cargas. Esses são motivos importantes a serem levados em consideração, uma vez que é característica comum das redes reais a presença de transformadores de distribuição com cargas altamente desbalanceadas. O tempo computacional também justificou a viabilidade do EDTTR, apresentando até mesmo uma velocidade de processamento sutilmente superior, agregando argumentos à importância de seu uso.

A modelagem dos transformadores de distribuição, motivada pela intenção de melhorar a caracterização da rede primária, também mostrou que as particularidades de um sistema real exigem um tratamento especial para resolver os problemas que surgem relacionados ao acoplamento entre as fases nas ligações Δ - Y_n . Por meio da proposta para tratamento dos transformadores assim modelados, ficou evidente a influência que o acoplamento entre as fases no delta possui na representação das demandas agregadas da rede secundária na rede primária, principalmente em transformadores com cargas altamente desbalanceadas. A metodologia proposta no contexto do EDTTR é eficiente por utilizar informações fiéis quanto ao modelo das cargas e ao mesmo tempo resolve o problema imposto à convergência com boa precisão, sem desprezar a influência do acoplamento entre as fases no delta.

Também é atribuído como mérito, pela precisão das estimativas obtidas pelo EDTTR, a qualidade da caracterização estatística dos consumidores. Neste contexto, por meio da plataforma de testes desenvolvida, o EDTTR é testado frente a fatores corriqueiros em SDs que deterioram a precisão das estimativas. Os casos são analisados independentemente para problemas relacionados ao comportamento dos consumidores, que tipicamente não se comportam exatamente como representado por suas correspondentes curvas típicas; também frente a casos em que os consumidores são mal classificados e à eles são associadas curvas de carga típicas erradas e a influência das perdas não técnicas. Todas as conclusões a cerca destes fatores convergem para uma conclusão em comum: a precisão do processo de estimação de demandas como um todo, não depende apenas que a agregação de cargas tenha sido executada corretamente, mas também de uma representação mais correta dos consumidores. Isso porque, quanto mais precisa a determinação do perfil de consumo, mais será válida o argumento de que a média e o desvio padrão das curvas de cargas caracterizadas são boas aproximações da demanda real dos consumidores. Vale considerar também, que quanto menor o desvio padrão uma classe de carga apresenta, mais ela pode contribuir para o processo de estimação. Nesse sentido, seria benéfico ao EDTTR, se fossem criadas mais curvas de carga típicas para um determinado extrato de consumidores, pois

assim estas curvas apresentariam um desvio padrão menor.

A própria conclusão a respeito da importância da caracterização estatística ao processo de estimação, demonstra como pode ser falho os processos de estimação de demandas que não consideram ajustar as estimativas obtidas por meio das informações dos consumidores com base em medidas disponíveis.

Por fim, também é analisada a presença de EGs nos medidores confirmando a influência dos EGs sob as estimativas da fase acometida da própria AM e em AMs à montante, não afetando AMs à jusante.

7.1 Possibilidades futuras

Como estudos ainda pertinentes no contexto do EDTTR, ainda há caminhos a serem explorados na questão da caracterização estatística dos consumidores. Como verificado, este estimador tem forte dependência de uma boa representação das demandas da rede secundária, isso porque o processo de agregação de cargas constitui o ponto de partida para as estimativas que depois serão refinadas. Portanto, a investigação acerca de modelos estatísticos mais precisos para representar as demandas dos consumidores se traduz, conseqüentemente, na obtenção de um estado operacional mais fiel ao real.

No que tange a problemática relacionada ao acoplamento no delta em transformadores assim conectados, outra direção que se pode tomar para que, além do acoplamento ser levado em consideração, também seja possível contemplar as perdas nos transformadores a cada iteração, é a obtenção de uma matriz de sensibilidade para P e Q . Essa é uma abordagem considerada em Dzaif et al. (2013) para tratamento das cargas de baixa tensão conectadas em delta e possível de ser explorada no EDTTR.

Já de um ponto de vista mais abrangente, as tendências futuras também devem ser contempladas pelo EDTTR. É importante considerar que, mesmo as *Smart Grids* tendo muitos desafios a serem superados, alguns autores apontam que este não é um conceito a se alcançar, mas sim um processo de modernização permanente. Isso significa que os agentes do sistema elétrico como um todo buscam tornar as redes mais ativas e inteligentes, e isso um dia irá culminar ao que hoje se define como *Smart Grids*. A exemplo disso, pode-se destacar o aumento significativo nas instalações de *smart meters* em UCs de diversas regiões do mundo, e em paralelo, o desenvolvimento de técnicas de processamento e tratamento de dados para diferentes

aplicações. A integração deste grande volume de informações, oriundas de todas as partes do sistema, representa mais um desafio para os CODs para considerá-los em suas funções já automatizadas. Neste contexto, alguns trabalhos como Wang e Schulz (2001) consideram o uso de dados oriundos dos *smart meters* em seu estimador juntamente com as curvas de cargas típicas para a modelagem dos consumidores. Dessa forma, são obtidas curvas de carga individuais de acordo com base no consumo de cada UC, numa estampa de tempo determinada pela forma de aquisição de dados do *smart meter*. Posteriormente, em processo análogo ao de agregação de cargas, é feita uma agregação das curvas medidas oriundas das UCs no transformador de distribuição. Esta representa uma boa linha de pesquisa a ser seguida no contexto do EDTTR.

Seguindo esta tendência, outra importante mudança que já é realidade no cenário nacional, porém em menor proporção que outros países, está a integração de Geração Distribuída (GD) aos SDs. Fatores como a crescente preocupação com questões ambientais, e consequentemente, o aumento do incentivo às fontes alternativas de energia, desregulamentação do setor e acesso ao mercado livre de energia têm motivado a procura de consumidores da rede secundária em optar por esta forma de geração. Esta configura uma complexidade a mais para a operação em tempo real dos SDs. Do ponto de vista dos estimadores, isso representa a necessidade de estimar não apenas as demandas dos consumidores, mas também a quantidade de geração destas unidades dotadas de GD. Vale salientar também a questão da direcionalidade do fluxo que deve mudar, com a possibilidade também de configurações levemente malhadas. Neste caso a solução do fluxo de potência pelos métodos de VDI tem sua eficiência computacional reduzida, exigindo adaptações no algoritmos de fluxo de potência. Alguns autores, como Tortelli et al. (2015), têm proposto aperfeiçoamento nos métodos de fluxo de potência por Newton-Raphson para adequar seu uso em SDs. Com isso, esta é mais uma das possibilidades futuras à serem exploradas.

7.2 Publicações originadas desta pesquisa

As principais publicações originadas diretamente desta pesquisa, são as seguintes:

Publicados

FANTIN, C. A. ; AVELINO, L. L. . Impacto da Modelagem de Pseudo-Medidas de Carga na Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição. In: XXI CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2016, Vitória-ES. Anais do CBA, 2016.

AVELINO, L. L.; MASSIGNAN, J. A. D. ; LONDON JR., J. B. A. ; OLIVEIRA, A.

V. Application of a Three-Phase Load Estimation in a Real Distribution Feeder. In: URUCON IEEE Conference, 2017, Montevideo. URUCON IEEE Conference, 2017.

AVELINO, L. L.; MASSIGNAN, J. A. D. ; LONDON JR., J. B. A.; FERNANDES, J. P. R. Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real com tratamento para transformadores conectados em Δ - Y_n . In: XXII CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2018 (No Prelo).

Outras publicações que ocorreram no mesmo período do mestrado, porém em temas diferentes ao da pesquisa:

Publicado

AVELINO, L. L.; RECHE, E. A. ; LONDON JR., J. B. A. . Aplicação de Lógica Fuzzy na Decisão de Religamento Automático. In: XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2017, Porto Alegre. Anais do Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2017.

Referências

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. **Power Systems State Estimation: Theory and Implementation**. New York, USA: Marcel Dekker, Inc., 2004.

ANEEL. **Resolução 456 de 29/11/2000**. Brasília: [s.n.], 2000. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf>.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST . Módulo 5 - Sistemas de Medição**. Brasília: [s.n.], 2017.

AVELINO, L. L. et al. Application of a three-phase load estimation in a real distribution feeder. In: **2017 IEEE URUCON**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–4.

BARAN, M. Branch current based state estimation for distribution system monitoring. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4. ISSN 1932-5517.

BARAN, M. E. Challenges in state estimation on distribution systems. In: **2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 1, p. 429–433 vol.1.

BARAN, M. E.; JUNG, J.; MCDERMOTT, T. E. Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. In: **2009 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5. ISSN 1932-5517.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, Aug 1994. ISSN 0885-8950.

_____. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 483–491, Feb 1995. ISSN 0885-8950.

CARSON, J. R. Wave propagation in overhead wires with ground return. **j-BELL-SYST-TECH-J**, v. 5, n. 4, p. 539–554, oct 1926. ISSN 0005-8580.

CARVALHO, B. E. B. d. **Estimação de Estado: A Interpretação Geométrica Aplicada ao Processamento de Erros Grosseiros em Medidas**. 2013. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP), São Carlos, 2013.

CELIK, M. K.; LIU, W. H. E. A practical distribution state calculation algorithm. In: **IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)**. [S.l.: s.n.], 1999. v. 1, p. 442–447 vol.1.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995. ISSN 0885-8950.

CHOI, S. et al. Feasibility study: Autonomous state estimation in distribution systems. In: **PES T D 2012**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–1. ISSN 2160-8555.

CUTSEM, T. V.; RIBBENS-PAVELLA, M.; MILI, L. Hypothesis testing identification: A new method for bad data analysis in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-103, n. 11, p. 3239–3252, Nov 1984. ISSN 0018-9510.

DELBEM, A. C. B. et al. Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design. In: DEB, K. (Ed.). **Genetic and Evolutionary Computation – GECCO 2004: Genetic and Evolutionary Computation Conference, Seattle, WA, USA, June 26-30, 2004. Proceedings, Part I**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 1, p. 678–687.

DENG, Y.; HE, Y.; ZHANG, B. A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 4, p. 1057–1062, Oct 2002. ISSN 0885-8977.

DZAFIC, I. et al. Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4839–4848, Nov 2013. ISSN 0885-8950.

_____. Object oriented topology tracing for large scale three phase distribution networks. In: **2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7. ISSN 2165-4816.

FANTIN, C. A. d. **Metodologia para Estimaco de Estado Trifásica em Sistemas de Distribuico incorporando medidas SCADA, Virtuais, Pseudo-medidas e Medidas Fasoriais Sincronizadas**. 2016. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP), São Carlos, 2016.

FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, XXXVII, n. 2, p. 1027–1140, July 1918. ISSN 0096-3860.

GHOSH, A. K. et al. Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 45–51, Feb 1997. ISSN 0885-8950.

GHOSH, A. K.; LUBKEMAN, D. L.; JONES, R. H. Load modeling for distribution circuit state estimation. In: **Proceedings of 1996 Transmission and Distribution Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 1996. p. 13–19.

GIUSTINA, D. D. et al. Electrical distribution system state estimation: measurement issues and challenges. **IEEE Instrumentation Measurement Magazine**, v. 17, n. 6, p. 36–42, December 2014. ISSN 1094-6969.

HAYES, B.; PRODANOVIC, M. State estimation techniques for electric power distribution systems. In: **2014 European Modelling Symposium**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 303–308.

IEEE. **ANSI/IEEE Std 242 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. 1986. 1-592 p.

IEEE Distribution Test Feeder Working Group. **34 Bus Test Feeder**. 2010. Acesso em 10 de novembro de 2016.

JARDINI, J. A. et al. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 375–380, Jan 2000. ISSN 0885-8977.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. de; ROBBA, E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Editora Edgard Blucher, 2005. ISBN 9788521203551. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=P06uAAAACAAJ>.

KERSTING, W. **Distribution System Modeling and Analysis**. CRC Press, 2001. (The electric power engineering series). ISBN 9781420041736. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=Y4PvKaNsWBgC>.

KONG, W. et al. Advanced load modelling techniques for state estimation on distribution networks with multiple distributed generators. In: **17th Power Systems Computation Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.

KORRES, G. N.; HATZIARGYRIOU, N. D.; KATSIKAS, P. J. State estimation in multi-microgrids. **European Transactions on Electrical Power**, v. 21, n. 2, p. 1178–1199, 2011.

LU, C. N.; TENG, J. H.; LIU, W. H. E. Distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 229–240, Feb 1995. ISSN 0885-8950.

LUBKEMAN, D. L. et al. Field results for a distribution circuit state estimator implementation. In: **2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 102 vol. 1–.

MAGALHÃES, M. N.; LIMA, A. C. P. **Noções de probabilidade e estatística**. 7. ed. São Paulo, BR: Edusp, 2013.

MALHÃES, L. R.; MARTINS, B. A. S. Aplicação de curvas de carga típicas de consumidores integradas a sistema gis na cpfl. In: **XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–12.

MASSIGNAN, J. A. D. **Estimação de demanda em tempo real para sistemas de distribuição radiais**. 2016. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP), São Carlos, 2016.

MASSIGNAN, J. A. D. et al. Estimador de demanda trifásico em tempo real para sistemas de distribuição. In: **XXI Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2016**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1584–1589. ISSN 2525-8311.

_____. Real-time load estimation for distribution feeders. In: **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.

_____. In-field validation of a real-time monitoring tool for distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 4, p. 1798–1808, Aug 2018. ISSN 0885-8977.

MEFFE, A.; OLIVEIRA, C. C. B. de. Technical loss calculation by distribution system segment with corrections from measurements. In: **CIREN 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–4. ISSN 0537-9989.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo, Brasil: Editora Edgard Blücher LTDA., 1983.

MUTANEN, A. et al. Customer classification and load profiling method for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1755–1763, July 2011. ISSN 0885-8977.

PAULA, G. R. d. **Modelagem e Análise Estática de um Alimentador Real da CPFL Paulista**. 2016. Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP), São Carlos. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso.

PRIMADIANTO, A. et al. Requirements of state estimation in smart distribution grid. In: **2015 23rd International Conference on Electricity Distribution**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.

PRIMADIANTO, A.; LU, C. N. A review on distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, PP, n. 99, p. 1–1, 2016. ISSN 0885-8950.

ROMERO, F. et al. Contribuição para o cálculo de fluxo de potência em alimentadores de distribuição de média tensão através do desenvolvimento de metodologia para correção de demanda e corrente por fase utilizando o conceito smart grid. In: **2014 XXI SENDI**. Santos: [s.n.], 2014.

ROSSONI, A. et al. Smart distribution power losses estimation: A hybrid state estimation approach. In: **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.

ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S. M. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 4, p. 2009–2015, Oct 1993. ISSN 0885-8977.

SALAS, C. S. S. **Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de Ressonância**. 2010. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC/UNICAMP), Campinas, 2010.

SANCHES, D. S.; LONDON, J. B. A.; DELBEM, A. C. B. Multi-objective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 110, p. 144 – 153, 2014. ISSN 0378-7796. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614000212>.

SANTOS, A. C. et al. A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems. In: **2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6.

SCHWEPPE, F. Power system static-state estimation, part iii: Implementation. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, PAS-89, n. 1, p. 130 – 135, Janeiro 1970.

SCHWEPPE, F.; ROM, D. Power system static-state estimation, part ii: Approximate model. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, PAS-89, n. 1, p. 125 – 130, Janeiro 1970.

SCHWEPPE, F.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part i: Exact model. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, v. 89, n. 1, p. 120 – 125, Janeiro 1970.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988. ISSN 0885-8950.

SINGH, R.; PAL, B.; JABR, R. Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model. In: **IEEE PES General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–1. ISSN 1932-5517.

TENG, J. H. Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, n. 6, p. 667–672, Nov 2002. ISSN 1350-2360.

TORTELLI, O. L. et al. Fast decoupled power flow to emerging distribution systems via complex pu normalization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1351–1358, May 2015. ISSN 0885-8950.

WANG, H.; SCHULZ, N. N. A load modeling algorithm for distribution system state estimation. In: **2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 1, p. 102–105 vol.1.

_____. A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 207–213, Feb 2004. ISSN 0885-8950.

XIAO, P.; YU, D. C.; YAN, W. A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 153–159, Feb 2006. ISSN 0885-8950.

Dados do Alimentador Real CPFL Paulista 133 Barras

Tabela 12 – Dados de Barras do Sistema Real CPFL

ID	Ligação	Fases	$V_{Nominal}$	ID	Ligação	Fases	$V_{Nominal}$
1	Yg	ABC	13.800	31	Yg	ABC	13.800
2	Yg	ABC	13.800	32	Yg	ABC	13.800
3	Yg	ABC	13.800	33	Yg	ABC	13.800
4	Yg	ABC	13.800	34	Yg	ABC	13.800
5	Yg	ABC	13.800	35	Yg	ABC	13.800
6	Yg	ABC	13.800	36	Yg	ABC	13.800
7	Yg	ABC	13.800	37	Yg	ABC	13.800
8	Yg	ABC	13.800	38	Yg	ABC	13.800
9	Yg	ABC	13.800	39	Yg	ABC	13.800
10	Yg	ABC	13.800	40	Yg	ABC	13.800
11	Yg	ABC	13.800	41	Yg	ABC	13.800
12	Yg	ABC	13.800	42	Yg	ABC	13.800
13	Yg	ABC	13.800	43	Yg	ABC	13.800
14	Yg	ABC	13.800	44	Yg	ABC	13.800
15	Yg	ABC	13.800	45	Yg	ABC	13.800
16	Yg	ABC	13.800	46	Yg	ABC	13.800
17	Yg	ABC	13.800	47	Yg	ABC	13.800
18	Yg	ABC	13.800	48	Yg	ABC	13.800
19	Yg	ABC	13.800	49	Yg	ABC	13.800
20	Yg	ABC	13.800	50	Yg	ABC	13.800
21	Yg	ABC	13.800	51	Yg	ABC	13.800
22	Yg	ABC	13.800	52	Yg	ABC	13.800
23	Yg	ABC	13.800	53	Yg	ABC	13.800
24	Yg	ABC	13.800	54	Yg	ABC	13.800
25	Yg	ABC	13.800	55	Yg	ABC	13.800
26	Yg	ABC	13.800	56	Yg	ABC	13.800
27	Yg	ABC	13.800	57	Yg	ABC	13.800
28	Yg	ABC	13.800	58	Yg	ABC	13.800
29	Yg	ABC	13.800	59	Yg	ABC	13.800
30	Yg	ABC	13.800	60	Yg	ABC	13.800

Tabela 13 – Continuação dos Dados de Barras do Sistema Real CPFL

ID	Ligação	Fases	$V_{Nominal}$	ID	Ligação	Fases	$V_{Nominal}$
61	Yg	ABC	13.800	98	Yg	ABC	13.800
62	Yg	ABC	13.800	99	Yg	ABC	13.800
63	Yg	ABC	13.800	100	Yg	ABC	13.800
64	Yg	ABC	13.800	101	Yg	ABC	13.800
65	Yg	ABC	13.800	102	Yg	ABC	13.800
66	Yg	ABC	13.800	103	Yg	ABC	13.800
67	Yg	ABC	13.800	104	Yg	ABC	13.800
68	Yg	ABC	13.800	105	Yg	ABC	13.800
69	Yg	ABC	13.800	106	Yg	ABC	13.800
70	Yg	ABC	13.800	107	Yg	ABC	13.800
71	Yg	ABC	13.800	108	Yg	ABC	13.800
72	Yg	ABC	13.800	109	Yg	ABC	13.800
73	Yg	ABC	13.800	110	Yg	ABC	13.800
74	Yg	ABC	13.800	111	Yg	ABC	13.800
75	Yg	ABC	13.800	112	Yg	ABC	13.800
76	Yg	ABC	13.800	113	Yg	ABC	13.800
77	Yg	ABC	13.800	114	Yg	ABC	13.800
78	Yg	ABC	13.800	115	Yg	ABC	13.800
79	Yg	ABC	13.800	116	Yg	ABC	13.800
80	Yg	ABC	13.800	117	Yg	ABC	13.800
81	Yg	ABC	13.800	118	Yg	ABC	13.800
82	Yg	ABC	13.800	119	Yg	ABC	13.800
83	Yg	ABC	13.800	120	Yg	ABC	13.800
84	Yg	ABC	13.800	121	Yg	ABC	13.800
85	Yg	ABC	13.800	122	Yg	ABC	13.800
86	Yg	ABC	13.800	123	Yg	ABC	13.800
87	Yg	ABC	13.800	124	Yg	ABC	13.800
88	Yg	ABC	13.800	125	Yg	ABC	13.800
89	Yg	ABC	13.800	126	Yg	ABC	13.800
90	Yg	ABC	13.800	127	Yg	ABC	13.800
91	Yg	ABC	13.800	128	Yg	ABC	13.800
92	Yg	ABC	13.800	129	Yg	ABC	13.800
93	Yg	ABC	13.800	130	Yg	ABC	13.800
94	Yg	ABC	13.800	131	Yg	ABC	13.800
95	Yg	ABC	13.800	132	Yg	ABC	13.800
96	Yg	ABC	13.800	133	Yg	ABC	13.800
97	Yg	ABC	13.800	133	Yg	ABC	13.800

Tabela 14 – Dados de Linha do Sistema Real CPFL

De	Para	Config.	Comp. (km)	De	Para	Config.	Comp. (km)
1	2		0.0000	45	46	3	0.0200
2	3	6	0.0130	46	48	8	0.0164
3	4	6	0.0863	48	47	9	0.0053
4	5	6	0.0051	48	49	9	0.1026
4	6	6	0.0143	49	50	9	0.0112
6	7	6	0.0102	50	51	9	0.0090
7	8	6	0.0193	51	52	9	0.0034
8	9	6	0.0127	52	13	9	0.0167
9	10	5	0.0107	48	53	9	0.0123
9	11	6	0.0117	53	54	9	0.0182
11	12	6	0.0410	54	55	9	0.0214
12	13	9	0.0114	55	56	6	0.0150
13	14	9	0.0143	56	57	1	0.0130
14	15	8	0.0170	57	58	1	0.0108
15	16	8	0.0309	56	59	1	0.0534
13	17	9	0.0312	59	60	1	0.0426
17	18	9	0.0212	56	61	6	0.0241
18	19	9	0.0119	61	62	6	0.0383
18	20	8	0.0345	62	63	2	0.0163
20	21	8	0.0101	63	64	2	0.0198
21	22	8	0.0146	64	65	3	0.0100
9	23	5	0.0101	65	66	1	0.0164
23	24	2	0.0210	66	67	1	0.0138
24	25	2	0.0031	67	68	1	0.0201
25	26	3	0.0194	68	69	1	0.0227
26	27	3	0.0115	66	70	4	0.0366
27	28	4	0.0054	70	71	4	0.0208
27	29	1	0.0134	66	72	4	0.0429
29	30	1	0.0211	72	73	4	0.0107
30	31	1	0.0436	73	74	4	0.0107
31	32	1	0.0242	74	75	4	0.0215
32	33	1	0.0234	75	76	4	0.0229
27	34	4	0.0170	73	77	2	0.0157
34	35	4	0.0078	77	78	2	0.0075
35	36	4	0.0124	73	79	2	0.0208
36	37	4	0.0115	62	80	6	0.0218
37	38	4	0.0094	80	81	7	0.0109
31	39	1	0.0148	81	82	6	0.0503
39	40	2	0.0116	82	83	6	0.0132
40	41	2	0.0078	83	84	6	0.0117
41	42	3	0.0129	84	85	6	0.0168
42	43	1	0.0101	85	86	5	0.0338
31	44	1	0.0088	85	87	5	0.0099
44	45	1	0.0188	87	88	2	0.0203

Tabela 15 – Continuação dos Dados de Linha do Sistema Real CPFL

De	Para	Config.	Comp. (km)
88	89	2	0.0210
85	90	6	0.0068
90	91	6	0.0219
91	92	6	0.0257
92	93	9	0.0143
93	94	9	0.0062
94	95	9	0.0137
95	96	9	0.0449
93	97	9	0.0116
97	98	9	0.0244
98	99	9	0.0188
94	100	6	0.0292
100	101	6	0.0289
101	102	2	0.0071
102	103	2	0.0219
101	104	2	0.0130
104	105	8	0.0105
105	106	8	0.0104
106	107	8	0.0099
107	108	8	0.0097
101	109	6	0.0567
109	110	9	0.0081
110	111	9	0.0133
110	112	9	0.0124
112	113	9	0.0138
113	114	9	0.0066
114	115	9	0.0195
115	116	9	0.0096
116	117	8	0.0169
116	118	8	0.0214
116	119	9	0.0131
110	120	9	0.0055
120	121	9	0.0224
121	122	9	0.0216
122	123	6	0.0144
123	124	6	0.0041
124	125	6	0.0128
123	126	8	0.0148
126	127	8	0.0090
127	128	8	0.0222
123	129	8	0.0158
129	130	8	0.0197
130	131	8	0.0090
131	132	8	0.0361
132	133	8	0.0112

Tabela 16 – Matrizes de Impedância de cada Configuração de Cabeamento do Sistema Real CPFL (ohm/milha)

Config.	Z_{aa}		Z_{ab}		Z_{ac}		Z_{bb}		Z_{bc}		Z_{cc}	
1	1.0616	1.7302	0.0942	0.9926	0.0942	0.9085	1.0616	1.7302	0.0942	0.9926	1.0616	1.7302
2	1.0617	1.7301	0.0943	0.9082	0.0943	0.859	1.0617	1.7301	0.0943	0.9923	1.0617	1.7301
3	1.0617	1.7301	0.0943	0.9365	0.0943	0.859	1.0617	1.7301	0.0943	0.95	1.0617	1.7301
4	1.6352	1.7375	0.0943	0.9923	0.0943	0.9082	1.6352	1.7375	0.0943	0.9923	1.6352	1.7375
5	1.6352	1.7375	0.0943	0.9082	0.0943	0.859	1.6352	1.7375	0.0943	0.9923	1.6352	1.7375
6	0.3116	1.4964	0.0943	0.9923	0.0943	0.9082	0.3116	1.4964	0.0943	0.9923	0.3116	1.4964
7	0.3116	1.4964	0.0943	0.9365	0.0943	0.859	0.3116	1.4964	0.0943	0.95	0.3116	1.4964
8	0.8937	1.7338	0.0942	1.2533	0.0942	1.1692	0.8937	1.7338	0.0942	1.2533	0.8937	1.7338
9	0.3911	1.6743	0.0942	1.2533	0.0942	1.1692	0.3911	1.6743	0.0942	1.2533	0.3911	1.6743

Tabela 17 – Matrizes de Susceptância de cada Configuração de Cabeamento do Sistema Real CPFL(Micro Siemens/milha)

Config.	Baa	Bab	Bac	Bbb	Bbc	Bcc
1	5.1395	-1.7692	-1.0245	5.5443	-1.7692	5.1395
2	5.1395	-1.7692	-1.0245	5.5443	-1.7692	5.1395
3	4.8562	-1.4601	-0.8572	5.2010	-1.5585	4.9132
4	4.9525	-1.6441	-0.9601	5.3121	-1.6441	4.9525
5	4.5775	-1.1793	-0.8108	5.0702	-1.7540	4.9099
6	6.0085	-2.2497	-1.2054	6.6090	-2.2497	6.0085
7	5.5798	-1.8408	-1.0207	6.0838	-1.9739	5.6632
8	18.4748	-9.4656	-4.6501	22.1676	-9.4473	18.4748
9	21.9142	-12.1742	-5.1714	27.4731	-12.1507	21.9142

Tabela 18 – Dados de impedância para trafos trifásicos 15KV utilizados com base na IEEE Std 242-1986

KVA	Z%	X/R	Teta	R(%)	X(%)
45.0	1	1.5	56.3099	0.5547	0.8321
50.0	1	1.5	56.3099	0.5547	0.8321
75.0	1.11	1.5	56.3099	0.6157	0.9236
88.0	1.8	2	63.4349	0.8050	1.6100
112.5	2	3	71.5651	0.6325	1.8974
150.0	2	1.5	56.3099	1.1094	1.6641
225.0	2	4	75.9638	0.4851	1.9403
250.0	2.25	4.25	76.7595	0.5153	2.1902
300.0	4.5	4.5	77.4712	0.9762	4.3928
375.0	4.5	4.5	77.4712	0.9762	4.3928
500.0	4.5	5	78.6901	0.8825	4.4126
600.0	5	5.25	79.2157	0.9356	4.9117
650.0	5	5.75	80.1342	0.8567	4.9261
1500.0	5.75	7	81.8699	0.8132	5.6922

Tabela 19 – Relação das Curvas de Carga utilizadas pelas CPFL para Consumidores Classe A e Residenciais

Cod. Curva	Nome da Curva	Descrição do CNAE para Consumidores Classe A
0000001	A_0002000020	Constr. Civil
0000002	A_5440000020	Atividades de atendimento hospitalar, exceto pronto-socorro e unidades para atendimento a urgências
0000003	A_0003000030	Atividade médica ambulatorial com recursos para realização de procedimentos cirúrgicos
0000004	A_5440000040	Atividades de atendimento hospitalar, exceto pronto-socorro e unidades para atendimento a urgências
0000005	A_5211000040	Hotéis
0000006	A_0003000020	Atividade médica ambulatorial com recursos para realização de procedimentos cirúrgicos
		Condomínios Prediais
0000007	A_6115000020	Com. varejista de Prod. alimentícios em geral ou especializado em Prod. alimentícios não espec. ante
0000008	A_1001000020	Iluminação de Condomínios e Áreas Comuns
0000009	A_6115000040	Com. varejista de mercadorias em geral, com predominância de Prod. alimentícios - hipermercados
		Com. atac. especializado em outros Prod. alimentícios não espec. anter.
0000010	A_0003000040	Sociedades de crédito, financiamento e investimento - financeiras
		Laboratórios clínicos
		Serv. advocatícios
0000011	A_5900000040	Bancos múltiplos, com carteira comercial
Cod. Curva	Nome da Curva	Curvas de Carga Residenciais da CPFL
0000012	B_910000000	Residência
0000013	B_910002000	Residência
0000014	B_910001000	Residência
0000015	B_910003000	Residência
0000016	B_596000000	Residência
0000017	B_543300000	Residência
0000018	B_522100000	Residência
0000019	B_633000000	Residência
0000020	B_522900000	Residência
0000021	B_610200000	Residência
0000022	B_553000000	Iluminação de Condomínios e Áreas Comuns
0000023	B_504800000	Residência

Tabela 20 – Relação das Curvas de Carga utilizadas pelas CPFL para atividades comerciais conforme CNAE

Cod. Curva	Nome da Curva	Descrição do CNAE para atividades comerciais
0000024	B_522200000	Lanchonetes, casas de chá, de sucos e similares
0000025	B_619900000	Com. varejista de outros Prod. não espec. anter.
		Outras atividades de prestação de Serv. de informação não especificadas anter.
		Com. varejista de cosméticos, Prod. de perfumaria e de higiene pessoal
0000026	B_603100000	Camara de Monitoramento
0000027	B_551200000	Atividades de atendimento hospitalar, exceto pronto-socorro e unidades para atendimento a urgências
0000028	B_601400000	Com. por atacado de automóveis, camionetas e utilitários novos e usados
		Com. atac. de artigos do vestuário e acess., exceto profissionais e de segurança
		Com. atac. de móveis e artigos de colchoaria
0000029	B_612400000	Posto Telefônico
		Com. varejista de outros artigos usados
		Bomba d água exceto bomba de incêndio
0000030	B_512000000	Atividades de atendimento hospitalar, exceto pronto-socorro e unidades para atendimento a urgências
		Amplificadores de TV a cabo
		Serviço móvel especializado - SME
		Outras atividades de telecomunicações não especificadas anter.
0000031	B_554400000	Serv. de telefonia fixa comutada - STFC
0000032	B_590000000	Semáforo
0000033	B_546500000	Administração pública em geral
		Outras atividades de ensino não especificadas anter.
		Pesquisa e desenvolvimento experimental em ciências sociais e humanas
0000034	B_610800000	Agências de viagens
		Com. varejista de Prod. farmacêuticos, sem manipulação de fórmulas
		Com. varejista de cosméticos, Prod. de perfumaria e de higiene pessoal
0000035	B_010300000	Discotecas, danceterias, salões de dança e similares
		Serv. de remoção de pacientes, exceto os Serv. móveis de atendimento a urgências
		Treinamento em desenvolvimento profissional e gerencial
0000036	B_137000000	Aluguel de máqs. e equip. para Constr. sem operador, exceto andaimes
		Manutenção e reparação de equip. e Prod. não espec. anter.
0000037	B_611200000	Com. varejista de artigos do vestuário e acess.
0000038	B_541000000	Cabeleireiros
		Outras atividades de tratamento de beleza
0000039	B_610700000	Com. varejista de artigos de papelaria
0000040	B_611400000	Padaria e confeitaria com predominância de revenda
0000041	B_532200000	Serv. de manutenção e reparação mecânica de veículos automotores
0000042	B_576900000	Preparação de documentos e Serv. especializados de apoio administrativo não espec. anter.
		Outras atividades de Serv. prestados principalmente às empresas não especificadas anter.
0000043	B_521100000	Outros alojamentos não espec. anter.
		Hotéis
0000044	B_600900000	Atividades de associações de defesa de direitos sociais
		Com. atac. de máqs., apar. e equip. para uso agropecuário; partes e peç.
		Laboratórios clínicos
0000045	B_544000000	Serv. de tomografia
		Atividades de psicologia e psicanálise
		Atividades de investigação particular
		Atividades de investigação particular
0000046	B_251000000	Fabr. de peç. do vestuário, exceto roupas íntimas
		Confecção de peç. do vestuário, exceto roupas íntimas e as confeccionadas sob medida
0000047	B_611800000	Com. varejista de artigos de óptica
0000048	B_802100000	Com. atac. de frutas, verduras, raízes, tubérculos, hortaliças e legumes frescos
		Com. atac. de outros equip. e artigos de uso pessoal e doméstico não espec. anter.
		Com. atac. de carnes bovinas e suínas e derivados
		Com. atac. de máqs., apar. e equip. para uso odonto-médico-hospitalar; partes e peç.
0000049	B_611300000	Com. varejista de carnes - açougues
0000050	B_611600000	Lojas de departamentos ou magazines
0000051	B_611900000	Atividades do Correio Nacional
		Com. varejista de brinquedos e artigos recreativos
0000052	B_267000000	Fabr. de Prod. de padaria e confeitaria com predominância prod própria
0000053	B_553600000	Outras atividades profissionais, científicas e técnicas não especificadas anter.
		Serv. de engenharia
		Locação de mão-de-obra temporária
		Tratamento de dados, provedores de Serv. de aplicação e Serv. de hospedagem na internet
		Agências de publicidade
		Limpeza em prédios e em domicílios
		Serv. combinados para apoio a edifícios, exceto condomínios prediais
0000054	B_291000000	Sociedades de crédito, financiamento e investimento - financeiras
0000055	B_321000000	Constr. de estações e redes de telecomunicações
		Constr. Civil
0000056	B_611100000	Com. varejista de tecidos
0000057	B_116000000	Metalurgia do pó
0000058	B_123200000	Manutenção e reparação de máqs., apar. e mat. elétricos não espec. anter.
		Incorporação de empreendimentos imobiliários
0000059	B_610900000	Com. varejista de combustíveis para veículos automotores
0000060	B_610500000	Com. a varejo de peç. e acess. para motocicletas e motonetas
0000061	B_505200000	Com. varejista especializado de equip. e suprimentos de informática