

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Robson Porsch Delavechia

**MÉTODO PARA DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO  
DE ERROS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DO  
ESTIMADOR DE ESTADOS E ÍNDICES DE DESVIO**

Santa Maria, RS  
2020



**Robson Porsch Delavechia**

**MÉTODO PARA DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ERROS  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DO ESTIMADOR DE ESTADOS E  
ÍNDICES DE DESVIO**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS  
2020

Delavechia, Robson Porsch

Método para Detecção, Identificação e Classificação de Erros em Redes de Distribuição por meio do Estimador de Estados e Índices de Desvio / Robson Porsch Delavechia. 2020.

136 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Detecção 2. Identificação 3. Classificação 4. Estimador de Estados 5. Índices de Desvio I. Pinheiro Bernardon, Daniel II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

---

© 2020

Todos os direitos autorais reservados a *Robson Porsch Delavechia*. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Roraima, 1000, UFSM, Santa Maria, RS. CEP 97105-900.

Fone (0xx) (55) 9 9701-4145; Endereço Eletrônico: [robsonpd94@gmail.com](mailto:robsonpd94@gmail.com)

---

**Robson Porsch Delavechia**

**MÉTODO PARA DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ERROS  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DO ESTIMADOR DE ESTADOS E  
ÍNDICES DE DESVIO**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 25 de setembro de 2020:**



---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM) - Videoconferência**  
(Presidente/Orientador)



---

**Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS) - Videoconferência**



---

**Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM) - Videoconferência**

Santa Maria, RS  
2020



*Dedico este trabalho à minha família:  
Meus pais **Rosalino e Glades**,  
minha irmã **Regiane**  
e demais pessoas que contribuíram nesta etapa.*



## AGRADECIMENTOS

Meu agradecimento à Deus pela proteção e amparo, diante de todas as dificuldades, oportunidades, caminhos percorridos e pelas conquistas alcançadas em minha vida.

Agradeço aos meus pais Glades e Rosalino pelo apoio, carinho, amor, dedicação e educação que me serviram de suporte para esta conquista, sendo que todo o mérito alcançado em cada vitória é dedicado, inteiramente, a vocês.

Meu grande agradecimento a minha irmã Regiane, meu cunhado Fabrício e meus sobrinhos Diogo e Livia pelo suporte, momentos de descontração e aprendizado.

Aos meus avós maternos e paternos, os quais não se encontram mais entre nós, dedico meu mais puro agradecimento por terem sido pessoas simples, virtuosas e humildes.

Agradeço a minha namorada Shaiana Beck Fabbrin pela paciência, amor, carinho, apoio e dedicação, os quais foram de suma importância em vários momentos desta trajetória.

Ao meu orientador, professor Dr. Daniel Pinheiro Bernardon pela paciência, suporte intelectual e colaboração para consolidação deste trabalho, meu muito obrigado por tudo.

Aos membros da banca Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira e Prof. Dr. Rafael Gressler Milbradt por aceitarem participar deste momento especial, pelas contribuições e correções efetuadas para este trabalho.

Minha gratidão aos meus amigos e colegas do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência e da pós-graduação, em especial, ao Caio dos Santos, Emanuel Vieira, Émerson Rafael da Silva, Lucas Dazzi, Lucas Feksa Ramos, Marina Camponogara e Mauro dos Santos Ortiz pela convivência, cooperação intelectual e amizade.

A Universidade Federal de Santa Maria, ao Centro de Tecnologia e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo apoio e suporte desde a graduação.

A startup FoxIoT pelo fornecimento das informações e dados necessários para a realização do presente trabalho.

Meu agradecimento a empresa franco/alemã *DIgSILENT* pelo suporte oferecido mediante o fornecimento de uma licença para teses de seu produto.

A empresa HCC Engenharia Elétrica, na qual tive a oportunidade de adquirir um pouco de experiência na área.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

Para meus amigos e familiares em geral, meu sincero agradecimento por terem feito parte do caminho até este momento, sejam os que estão presentes e os que já partiram.



*“O sucesso consiste em ir de fracasso em fracasso sem perder o entusiasmo.”*

(Winston Churchill)



## RESUMO

### MÉTODO PARA DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ERROS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DO ESTIMADOR DE ESTADOS E ÍNDICES DE DESVIO

AUTOR: Robson Porsch Delavechia  
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

O desenvolvimento de novas tecnologias, necessidades e conceitos, levaram inúmeras contribuições a diversos campos do conhecimento, sendo um deles os Sistemas Elétricos de Potência. Contido nesta área, destacam-se os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, os quais tem migrado de um modelo tradicional para uma estrutura mais moderna e contemporânea, dando origem ao termo *smart grids*. Medidores inteligentes, mecanismos de monitoramento mais dinâmicos, amplos meios de comunicação, armazenamento e processamento de dados, dentre um vasto número de variáveis, constituem os elementos formadores das Redes Elétricas Inteligentes. Mesmo com a evolução proporcionada por todos esses fatores, os erros inerentes a este setor continuam a fazer parte da realidade operacional e no âmbito de planejamento. Dentro deste contexto, o presente trabalho busca realizar a detecção, identificação e classificação de erros, tomando-se como cenário de estudo, análise e implementação da metodologia, uma rede de distribuição real. Partindo-se dos dados fornecidos por medidores inteligentes alocados ao longo da rede, busca-se adquirir informações suficientes para alcançar a observabilidade. Por meio de servidores localizados em determinados pontos do cenário base, procura-se armazenar e processar as medidas coletadas. Após a filtragem das informações, insere-se as mesmas em uma plataforma computacional que será utilizada para a implementação física da rede em estudo, na qual serão efetivadas as simulações, análises e diagnósticos dos erros encontrados. O método empregado para a detecção e identificação dos erros, fica a critério da estimação de estados que obtém um modelo em tempo real da rede, perante a mesclagem de medidas obtidas remotamente e de pseudo-medidas, oriundas do cálculo do Fluxo de Potência. O Estimador de Estados se apresenta como solução para a avaliação de erros associados as medidas, pois, além das etapas de levantamento da topologia e análise de observabilidade, realiza o processamento dos dados incorretos, mediante a detecção e identificação de irregularidades. Na sequência, esta dissertação propõe dois índices, sendo um para desvio individual dos medidores e outro para desvio global da rede, os quais serão responsáveis pela classificação dos erros encontrados pelo Estimador de Estados, em grupos pré-definidos de possíveis fontes causadoras dos desvios. Estes índices, foram desenvolvidos para esse trabalho, visando-se atribuir possibilidades das irregularidades apontadas. Assim, as concessionárias de energia, poderão, além de detectar e identificar inconsistências na rede, enviar equipes previamente instruídas sobre o possível tipo de erro a ser minimizado e/ou eliminado, favorecendo as distribuidoras e o consumidor final.

**Palavras-chave:** Detecção. Identificação. Classificação. Estimador de Estados. Índices de Desvio.



## ABSTRACT

### METHOD FOR DETECTION, IDENTIFICATION AND CLASSIFICATION OF ERRORS IN DISTRIBUTION NETWORKS THROUGH THE STATE ESTIMATOR AND DEVIATION INDICES

AUTHOR: Robson Porsch Delavechia

ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

The development of new technologies, needs and concepts, have led to numerous contributions to several fields of knowledge, one of which is the Electric Power Systems. Contained in this area, the Electricity Distribution Systems stand out, which have migrated from a traditional model to a more modern and contemporary structure, giving rise to the term smart grids. Smart meters, more dynamic monitoring mechanisms, extensive means of communication, storage, and data processing, among a vast number of variables, constitute the forming elements of Intelligent Electric Grids. Even with the evolution provided by all these factors, the errors inherent in this sector continue to be part of the operational reality and in the scope of planning. Within this context, the present work seeks to carry out the detection, identification, and classification of errors, taking as a scenario of study, analysis and implementation of the methodology, a real distribution network. Starting from the data provided by smart meters allocated throughout the network, we seek to acquire sufficient information to achieve observability. Through servers located in certain points of the base scenario, the aim is to store and process the collected measurements. After filtering the information, it is inserted in a computer platform that will be used for the physical implementation of the network under study, in which simulations, analyzes and diagnoses of the errors found will be carried out. The method used for the detection and identification of errors is at the discretion of state estimation that obtains a real-time model of the network, in view of the merging of remotely obtained measurements and pseudo-measures, derived from the calculation of the Power Flow. The State Estimator presents itself as a solution for the evaluation of errors associated with the measures, because, in addition to the steps of surveying the topology and observability analysis, it performs the processing of incorrect data, through the detection and identification of irregularities. Subsequently, this dissertation proposes two indices, one for individual deviation of meters and another for global deviation of the network, which will be responsible for the classification of errors found by the State Estimator, in pre-defined groups of possible sources that cause deviations. These indexes were developed for this work, aiming to attribute possibilities of the irregularities pointed out. Thus, the energy concessionaires, in addition to detecting and identifying inconsistencies in the network, can send teams previously instructed on the possible type of error to be minimized and/or eliminated, favoring the distributors and the final consumer.

**Keywords:** Detection. Identification. Classification. State Estimator. Deviation Indices.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura base do SEP. ....	35
Figura 2.2 – Consumo setorial de energia elétrica na distribuição em 2018. ....	36
Figura 2.3 – Configuração do sistema SCADA. ....	38
Figura 2.4 – Desenvolvimento histórico do tratamento de erros. ....	39
Figura 2.5 – Configuração radial. ....	43
Figura 2.6 – EE em SDEE no contexto das REI. ....	45
Figura 2.7 – Ilustração de uma <i>smart grid</i> . ....	46
Figura 2.8 – Cronologia dos principais regulamentos brasileiros em direção as <i>smart grids</i> . ....	47
Figura 2.9 – <i>Smart Meters</i> . ....	48
Figura 2.10 – Estrutura arquitetônica de plataforma em nuvem. ....	49
Figura 2.11 – Etapas de processamento de um EE convencional. ....	50
Figura 2.12 – Estrutura do EE associada a estimação de carga em <i>smart grids</i> . ....	50
Figura 2.13 – Fluxo de informações do EE e serviços auxiliares no contexto de REI. ....	51
Figura 2.14 – Classificação dos EG de medição. ....	54
Figura 3.1 – Etapas da metodologia proposta para o trabalho. ....	58
Figura 3.2 – Fluxograma resumido do método WLS. ....	62
Figura 3.3 – Destaque dos blocos de detecção e identificação de erros na estrutura do EE. ...	63
Figura 3.4 – Interface do <i>DigSILENT Power Factory</i> com destaque para o FP e EE. ....	66
Figura 3.5 – Definição dos limites de tensão nos barramentos de BT. ....	67
Figura 3.6 – Definição dos limites de tensão nos barramentos de MT. ....	67
Figura 3.7 – Inserção dos parâmetros de um trecho de rede. ....	68
Figura 3.8 – Atribuição das cargas. ....	68
Figura 3.9 – Parâmetros de um transformador. ....	69
Figura 3.10 – Parâmetros de um BC. ....	69
Figura 3.11 – Inserção dos valores medidos para P. ....	70
Figura 3.12 – Inserção dos valores medidos para Q. ....	70
Figura 3.13 – Inserção dos valores medidos para tensão. ....	71
Figura 3.14 – Configurações do FP. ....	71
Figura 3.15 – Configurações do EE. ....	73
Figura 3.16 – Legenda de cores dos resultados do EE. ....	73
Figura 4.1 – Legenda do mapa cartográfico da UFSM. ....	75
Figura 4.2 – Mapa cartográfico da UFSM. ....	76
Figura 4.3 – Rede da UFSM implementada no <i>software DigSILENT PowerFactory</i> . ....	79
Figura 4.4 – Porcentagem de medidores classificados por grupo às 10h. ....	85
Figura 4.5 – Porcentagem de medidores classificados por grupo às 15h. ....	90

Figura 4.6 – Porcentagem de medidores classificados por grupo às 20h. ....	95
Figura 4.7 – Quantidade de medidores que detectaram e identificaram erros por grupo durante o dia 04/09/2019. ....	101

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Relação do tipo de medidor, grupo e possíveis origens dos erros. ....	64
Tabela 3.2 – Intervalo de classificação por grupo e índice de análise.....	65
Tabela 3.3 – Faixas de tensão adequadas em regime permanente.....	67
Tabela 4.1 – Localização dos medidores por carga. ....	77
Tabela 4.2 – Elementos constituintes da rede. ....	78
Tabela 4.3 – Número dos medidores e localização por barramento de MT.....	79
Tabela 4.4 – Relatório das etapas de estimação de estados para as 10h.....	80
Tabela 4.5 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 10h. ....	81
Tabela 4.6 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 10h.....	82
Tabela 4.7 – Valores medidos e calculados da P e Q na MT para as 10h. ....	84
Tabela 4.8 – Cálculo do IDGR e classificação por grupo às 10h. ....	84
Tabela 4.9 – Número de medidores classificados por grupo às 10h. ....	84
Tabela 4.10 – Relatório das etapas de estimação de estados para as 15h.....	85
Tabela 4.11 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 15h. ....	85
Tabela 4.12 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 15h.....	87
Tabela 4.13 – Valores medidos e calculados da P e Q na MT para as 15h. ....	89
Tabela 4.14 – Cálculo do IDGR e classificação por grupo às 15h.....	89
Tabela 4.15 – Número de medidores classificados por grupo às 15h. ....	89
Tabela 4.16 – Relatório das etapas de estimação de estados para as 20h.....	90
Tabela 4.17 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 20h. ....	90
Tabela 4.18 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 20h.....	92
Tabela 4.19 – Valores medidos e calculados da P e Q na MT para as 20h. ....	94
Tabela 4.20 – Cálculo do IDGR e classificação por grupo às 20h.....	94
Tabela 4.21 – Número de medidores classificados por grupo às 20h. ....	94
Tabela 4.22 – Desvio padrão do IDIM de P com classificação final ou situação. ....	95
Tabela 4.23 – Desvio padrão do IDIM de Q com classificação final ou situação.....	97
Tabela 4.24 – Realocação dos erros reavaliados em novos grupos de classificação. ....	99
Tabela 4.25 – Desvio padrão do IDGR de P com classificação final ou situação.....	100
Tabela 4.26 – Desvio padrão do IDGR de Q com classificação final ou situação.....	100
Tabela A.1 – Parâmetros dos cabos para a temperatura de 20°C.....	113
Tabela A.2 – Valores de R e X para o ramo direito.....	113
Tabela A.3 – Valores de R e X para o ramo esquerdo.....	114
Tabela A.4 – Especificação das cargas associadas aos transformadores.....	117
Tabela A.5 – Potência dos bancos de capacitores e localização por barra.....	120



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
BC	Banco de Capacitor
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CPD	Centro de Processamento de Dados
DEI	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
DMS	<i>Distribution Management System</i>
EE	Estimador de Estados
EG	Erros Grosseiros
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fluxo de Potência
GD	Geração Distribuída
GIS	<i>Geographic Information System</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDGR	Índice de Desvio Global da Rede
IDIM	Índice de Desvio Individual do Medidor
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHM	Interface Homem-Máquina
II	Índice de Inovação
IMA	Infraestrutura de Medição Avançada
INRI	Instituto de Redes Inteligentes
IoT	<i>Internet of Things</i>
ITSM	Incubadora Tecnológica de Santa Maria
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Potência Ativa
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PNT	Perdas Não Técnicas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PT	Perdas Técnicas
Q	Potência Reativa
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFE	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SGE	Sistemas de Gerenciamento de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
UFSC	Universidade Federal de Santa Maria
UTM	Unidade Terminal Mestre

UTR	Unidade Terminal Remota
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
WLS	<i>Weighted Least Squares</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

$\sigma$	Desvio padrão
$\sigma^2$	Variância
$\varepsilon$	Erro relativo
$e$	Vetor de erros de medida
$E[.]$	Função de valor esperado
$f(.)$	Função de distribuição Gaussiana normal
$g(.)$	Gradiente de $J(.)$
$G(x)$	Matriz Hessiana de $J(.)$
$h_i(x)$	Função não linear que relaciona a medida $i$ com o vetor de variáveis de estado $x$
$H(x)$	Matriz Jacobiana de $h(.)$
$IDGR$	Índice de Desvio Global da Rede
$IDIM$	Índice de Desvio Individual do Medidor
$J(x)$	Matriz Jacobiana
$k$	Índice de iteração
$r_i$	Resíduo da medida $i$
$R_z$	Matriz de covariância dos erros das medidas
$U$	Matriz triangular superior
$W$	Matriz da inversa da covariância dos erros das medidas
$x$	Vetor de variáveis de estado
$\hat{x}$	Vetor de estados estimados
$z$	Vetor de grandezas medidas



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	29
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA .....	31
1.2	OBJETIVOS.....	33
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	33
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	33
1.3	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO .....	33
<b>2</b>	<b>ESTIMAÇÃO DE ESTADOS</b> .....	35
2.1	ASPECTOS GERAIS.....	35
2.2	HISTÓRICO, CARACTERÍSTICAS E DESENVOLVIMENTO .....	37
<b>2.2.1</b>	<b>Métodos Clássicos</b> .....	40
<b>2.2.2</b>	<b>Trabalhos Relacionados</b> .....	40
2.3	ESTIMADOR DE ESTADOS NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO .....	42
2.4	ESTIMADOR DE ESTADOS NO CONTEXTO DAS SMART GRIDS .....	44
<b>2.4.1</b>	<b>Smart Grids</b> .....	46
2.4.1.1	<i>Smart Meters</i> .....	48
2.4.1.2	<i>Centro de Armazenamento e Processamento de dados</i> .....	48
<b>2.4.2</b>	<b>Etapas do Estimador de Estados nas Redes Elétricas Inteligentes</b> .....	49
2.4.2.1	<i>Obtenção da Topologia</i> .....	51
2.4.2.2	<i>Análise de Observabilidade</i> .....	52
2.4.2.3	<i>Estimação de Estados</i> .....	52
2.4.2.4	<i>Processamento de Erros</i> .....	53
<b>2.4.3</b>	<b>Erros no Processo de Estimação de Estados</b> .....	53
2.4.3.1	<i>Erros Grosseiros</i> .....	53
2.4.3.2	<i>Erros Paramétricos</i> .....	54
2.4.3.3	<i>Erros Topológicos</i> .....	55
2.4.3.4	<i>Erros de Origem Cibernética</i> .....	56
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	56
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA DE DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ERROS NAS MEDIDAS</b> .....	57
3.1	ETAPAS DA METODOLOGIA.....	57
3.2	MÉTODO DE NEWTON RAPHSON.....	58
3.3	MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS .....	60
3.4	TÉCNICA PROPOSTA PARA CLASSIFICAÇÃO DOS ERROS .....	63
3.5	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA .....	65
<b>3.5.1</b>	<b>DigSILENT Power Factory</b> .....	66

3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	73
<b>4</b>	<b>ESTUDOS DE CASO.....</b>	<b>75</b>
4.1	DESCRIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO .....	75
4.2	DEFINIÇÃO DOS CASOS .....	80
4.3	ESTUDO DE CASO 1 .....	80
4.4	ESTUDO DE CASO 2.....	85
4.5	ESTUDO DE CASO 3.....	90
4.6	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	95
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>103</b>
5.1	PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS .....	104
5.2	PRODUÇÃO CIENTÍFICA .....	104
<b>5.2.1</b>	<b>Trabalhos publicados em anais de eventos (completo).....</b>	<b>105</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>107</b>
	<b>APÊNDICE A – PARÂMETROS UTILIZADOS PARA MODELAGEM DA REDE.....</b>	<b>113</b>
	A.1 CABOS .....	113
	A.2 VALORES POR TRECHO PARA O RAMO DIREITO DA REDE.....	113
	A.3 VALORES POR TRECHO PARA O RAMO ESQUERDO DA REDE .....	114
	A.4 CARGAS, TRANSFORMADORES E BANCOS DE CAPACITORES.....	117
	<b>APÊNDICE B – PLANTAS DETALHADAS DO RAMO DIREITO DA REDE.....</b>	<b>121</b>
	B.1 PARTE 01 .....	121
	B.2 PARTE 02.....	121
	B.3 PARTE 03.....	122
	B.4 PARTE 04.....	122
	B.5 PARTE 05.....	123
	B.6 PARTE 06.....	123
	B.7 PARTE 07.....	124
	B.8 PARTE 08.....	124
	B.9 PARTE 09.....	125
	B.10 PARTE 10.....	125
	B.11 PARTE 11 .....	126
	<b>APÊNDICE C – PLANTAS DETALHADAS DO RAMO ESQUERDO DA REDE.....</b>	<b>127</b>
	C.1 PARTE 01 .....	127
	C.2 PARTE 02.....	127
	C.3 PARTE 03.....	128
	C.4 PARTE 04.....	128

C.5 PARTE 05.....	129
C.6 PARTE 06.....	129
C.7 PARTE 07.....	130
C.8 PARTE 08.....	130
C.9 PARTE 09.....	131
C.10 PARTE 10.....	131
C.11 PARTE 11.....	132
C.12 PARTE 12.....	132
C.13 PARTE 13.....	133
C.14 PARTE 14.....	133
C.15 PARTE 15.....	134
C.16 PARTE 16.....	134
C.17 PARTE 17.....	135
C.18 PARTE 18.....	135
C.19 PARTE 19.....	136
C.20 PARTE 20.....	136



## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil é dotado de uma grande extensão territorial, abrangendo 26 estados mais o Distrito Federal, os quais são divididos nas regiões norte, nordeste, sul, sudeste e Centro-Oeste, somando um total de 5.570 municípios. Contido em uma área territorial de 8.510.820,623 km<sup>2</sup>, com uma população estimada de 211 milhões de habitantes (IBGE, 2020), o país conta com um grande e complexo Sistema Elétrico de Potência (SEP) para atendimento da demanda por eletricidade. Conforme o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019 (ano base 2018), o consumo de energia no país foi de 474.820 GWh, baseando-se em um total de 83.682 consumidores, os quais representaram um crescimento de 1,6% no consumo e 1,5% no número de clientes entre 2017 e 2018 (EPE, 2019).

Dentro do panorama histórico do setor elétrico brasileiro, assim como em outros países, verifica-se que a consolidação do SEP para atendimento aos consumidores, começou pelas grandes usinas de geração de energia, passando-se para a transmissão a longas distâncias até chegar no âmbito de distribuição. Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) se atrelam as características estruturais das cidades, principalmente com os amplos centros urbanos, ramificando-se entre as ruas e avenidas, mesclados as redes de transmissão e a pequenas e médias fontes geradoras, até encontrar os consumidores, sejam eles indústrias, comerciais ou residenciais (ABRADEE, 2020).

Os SDEE são compostos por uma gama de equipamentos, abrangendo-se transformadores, bancos de capacitores, reguladores, religadores, relés, chaves faca e fusível, dentre múltiplos dispositivos. Esta grande variedade e número de componentes na rede, justifica-se por suas funções nas partes de operação, planejamento, controle, manutenção, proteção e manobras. Perante a importância deste setor e do surgimento de novas necessidades, aliadas a evolução tecnológica em distintos campos do conhecimento, o aprimoramento de técnicas, concepções e ferramentas, vêm emergindo e sendo aplicadas nesta área, dando origem as Redes Elétricas Inteligentes (REI) (do inglês, *smart grids*).

As *smart grids* podem ser conceituadas pela modernização da rede elétrica, a qual compreende os mecanismos associados entre o que é gerado e consumido, englobando tecnologias inteligentes, as quais fornecem flexibilidade e interatividade em tempo real (IEC, 2020). Além deste conceito, existem inúmeras definições sobre as REI, apresentando cada qual uma parcela que compõem seus atributos. A definição adotada pelo *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) é de que “A rede inteligente é um empreendimento revolucionário

que envolve novos recursos de comunicação e controle, fontes de energia, modelos de geração e aderência a estruturas regulatórias entre jurisdições” (IEEE, 2020).

Nas inúmeras definições de REI, encontram-se os mecanismos que as constituem, caracterizam e possibilitam sua implementação. É neste contexto que surgem os medidores inteligentes (do inglês, *smart meters*), microgeração, armazenamento, preço em tempo real e dispositivos inteligentes em geral, os quais fornecem aos consumidores as informações necessárias para que eles participem da operação, gerenciamento e reposta à demanda (DILEEP, 2020).

Dentre os equipamentos utilizados para concretizar essa evolução, encontram-se, no centro, os medidores inteligentes que desempenham funções de grande repercussão e formam a base na aquisição de informações para as outras etapas. O uso dos *smart meters* integrado aos SDEE e as redes de comunicação, permitem a criação de sistemas de gerenciamento de dados, os quais movem e armazenam informações para aplicativos de *softwares*, plataformas e inúmeras interfaces (AVANCINI et al., 2019).

Mesmo com o surgimento das REI e sua estrutura moderna, esta não isenta os SDEE das perdas, as quais correspondem à soma das Perdas Técnicas (PT), definidas no Módulo 7 (Cálculo de Perdas na Distribuição) dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), com as Perdas Não Técnicas (PNT), calculadas pelas regras encontradas no Submódulo 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Durante a segunda revisão de preços do ano de 2012, para os SDEE no país, as perdas totais giraram em torno de 14% da energia injetada, sendo 7% para PT e 7% para PNT (QUEIROZ, 2012). As PT ficaram dentro de uma margem aceitável, porém as PNT foram consideradas altas, levando-se em consideração a variação entre as empresas do ramo. Conforme é estabelecido no submódulo 2.6, as PNT são definidas por furtos de energia, erros de medição, erros no faturamento, unidades consumidoras sem medição, dentre outras (ANEEL, 2015).

Contido no grupo de informações coletadas pelos medidores na rede elétrica, encontram-se os erros de medição, classificados como PNT, os quais podem resultar em dados imprecisos as concessionárias, somando-se a um falso diagnóstico operacional da rede e queda na qualidade de fornecimento. Estes erros podem estar associados a medição de Potência Ativa (P), Potência Reativa (Q) e máxima, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica, má calibração e/ou precisão de dispositivos, má localização dos medidores, corrente, fase, transformadores sobrecarregados, conexões, dentre outros. Assim, a aplicação de métodos existentes na literatura para a detecção e identificação de informações irregulares, tornam-se

imprescindíveis para avaliação das medidas adquiridas no campo de distribuição, visando-se traçar ações preventivas para resolução desses problemas.

Neste contexto, surge o método de estimação de estados, o qual possui grande capacidade para detecção e identificação de erros na rede, além de obter o cenário atual dos SDEE. O Estimador de Estados (EE) mescla pseudo-medidas com medidas remotas, as quais permitem alcançar a observabilidade mínima exigida dos parâmetros gerais da rede. A inclusão das pseudo-medidas, oriundas do cálculo do Fluxo de Potência (FP), medidas históricas, dentre outras fontes, visam estimar as grandezas elétricas em pontos não monitorados, pois a aquisição e alocação de *smart meters* em massa no setor de distribuição, seria inviável devido a questões tanto técnicas como econômicas.

Perante a detecção e identificação de erros no conjunto de medidas processadas pelos meios de aquisição de dados, toma-se essencial o emprego de técnicas estatísticas para a classificação das irregularidades encontradas. O presente argumento se justifica, por meio da necessidade de separar os erros em grupos de possibilidades, abrindo-se espaço para a análise de padrões nos desvios das medidas que indiquem, o mais próximo possível, a origem dos erros. Assim, as distribuidoras poderão, em conjunto com a detecção e identificação das irregularidades na rede, enviar equipes previamente instruídas sobre o possível tipo de erro a ser minimizado e/ou eliminado, favorecendo as empresas do ramo e o consumidor final.

## 1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A emergência de novas tecnologias tem colaborado na execução de tarefas em múltiplos ramos da sociedade, por facilitar as atividades nos âmbitos residencial, comercial, industrial, dentre outros. Esta afirmação se justifica, por meio do crescimento exponencial na produção de uma grande variedade de dispositivos elétricos e eletrônicos nos últimos anos, visando suprir a intensa demanda do mercado consumidor. A influência desses fatores afeta diretamente os SDEE, mediante a elevação no consumo de energia, inserção de novos distúrbios, reconfiguração e expansão, aumento nas perdas, manutenção e troca de equipamentos, entre outras variáveis que exigem uma atualização operacional mais dinâmica.

Com a finalidade de se adequar às mudanças impostas pelos novos padrões de consumo, as REI encontram espaço no atendimento a um novo modelo de demanda na distribuição de energia. Os benefícios fornecidos pelas *smart grids* podem ser relacionados à restituição rápida da energia após distúrbios, redução de custos operacionais e tarifários para as empresas e clientes, respectivamente, além da minimização da demanda nos momentos de pico, associação

de sistemas de Geração Distribuída (GD) de forma eficiente e módulos de segurança mais avançados (DOE, 2020).

Uma das funções básicas e essenciais para concretizar a transição da rede tradicional para uma inteligente é o monitoramento do trânsito de informações, o qual só é possível pela associação dos *smart meters* aos SDEE. Estes dispositivos permitem a modelagem dos padrões de demanda, integração das informações de produção e análise pelos consumidores, além de aprimorar a eficiência operacional do sistema (CARVALHO, 2015). Desta forma, deve-se investir em adotar o uso destes dispositivos em edifícios residenciais e analisar o comportamento dos consumidores ao longo do tempo no país (DRANKA; FERREIRA, 2020).

Contido nesse grupo de desafios impostos pela reestruturação dos perfis de consumo e implementação das REI, associados aos SDEE atuais, verifica-se problemas existentes na parte de detecção e identificação de erros nas medidas coletadas, somando-se à classificação destes. A alocação de medidores inteligentes ao longo da rede e aquisição de dados em massa, não resolve os empecilhos causados pelas irregularidades nas informações. Logo, a associação de métodos clássicos para detecção e identificação de erros, em conjunto com os *smart meters*, torna-se uma alternativa eficaz para reduzir e/ou eliminar o problema.

O método de estimação de estados, visa atribuir variáveis de estado pela integração de dados remotos (medidas dos equipamentos analógicos, digitais e *status* dos dispositivos de comutação) com pseudo-medidas (FP, previsão e geração de carga), as quais visam atender a critérios de observabilidade e possibilitar a modelagem da rede em tempo real (MONTICELLI, 1999). O EE possui como questões essenciais para a detecção e identificação de irregularidades nas medidas, os recursos disponíveis para filtrar os erros, os quais incluem o método específico de estimativa empregado (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Os medidores inteligentes, aliados ao EE, para detecção e identificação de erros nas medidas, formam um conjunto benéfico para filtrar os dados adquiridos na rede, além de aumentar a confiabilidade e observabilidade da operação no setor. A posterior classificação dos erros de medição por métodos matemáticos, apresenta-se como proposta para a presente pesquisa, com o objetivo de atribuir índices relevantes para uma distinção eficaz das medidas coletadas por medidores, formulando-se faixas de tipificação. Assim, será possível buscar inovações e/ou complementar a literatura existente sobre o assunto, tendo como foco aperfeiçoar os estudos nessa área.

## 1.2 OBJETIVOS

Para obter clareza e tornar o trabalho mais conciso, define-se as fases a serem implementadas no decorrer da pesquisa por meio dos objetivos. Logo, para compreensão das metas a serem alcançadas na dissertação, têm-se:

### 1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal do trabalho é efetuar a detecção e identificação de erros em uma rede de distribuição real pelo método de estimação de estados, além de classificá-los por meio de dois índices de desvio propostos para esta dissertação.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar um estudo sobre as definições gerais do método de estimação de estados, sua aplicação nos SDEE e no contexto atual das REI;
- Apresentar o desenvolvimento matemático do modelo de EE escolhido para detecção e identificação dos erros;
- Propor uma técnica de classificação para os erros detectados e identificados, a qual irá empregar dois índices de desvio;
- Implementar a rede de distribuição em *software*, inserir os dados e efetuar as simulações para três estudos de caso;
- Avaliar os resultados obtidos pelo EE e índices de desvio, classificando-os em grupos pré-definidos de possíveis fontes dos erros.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos, referências bibliográficas e apêndices. Este primeiro capítulo, apresentou uma breve introdução, a motivação e justificativa, objetivos gerais e específicos, além do resumo sobre a organização do trabalho.

Capítulo 2 – Estimação de Estados: Este capítulo, visa apresentar uma visão geral da evolução do EE no SEP, abrangendo seu histórico, características e desenvolvimento, contendo os métodos clássicos e trabalhos relacionados ao longo do tempo, até sua inserção nos SDEE e direcionamento ao campo das REI.

Capítulo 3 – Metodologia de Detecção, Identificação e Classificação de Erros nas Medidas: Após o estabelecimento conceitual sobre o método de estimação de estados, busca-se

salientar sobre as etapas da metodologia, contendo os modelos de FP e EE definidos para detecção e identificação dos erros de medição, destacando-se seu desenvolvimento teórico. Na sequência deste capítulo, busca-se apresentar a técnica proposta para a classificação dos dados incorretos e a implementação da metodologia em *software*.

Capítulo 4 – Estudos de Caso: Nesta parte, descreve-se a rede de distribuição em estudo, os casos a serem avaliados e, por fim, a análise dos resultados gerados pelas simulações.

Capítulo 5 – Conclusões: Por conseguinte, apresentam-se as considerações finais do trabalho, proposta para trabalhos futuros e a produção científica realizada no período de vigência da dissertação.

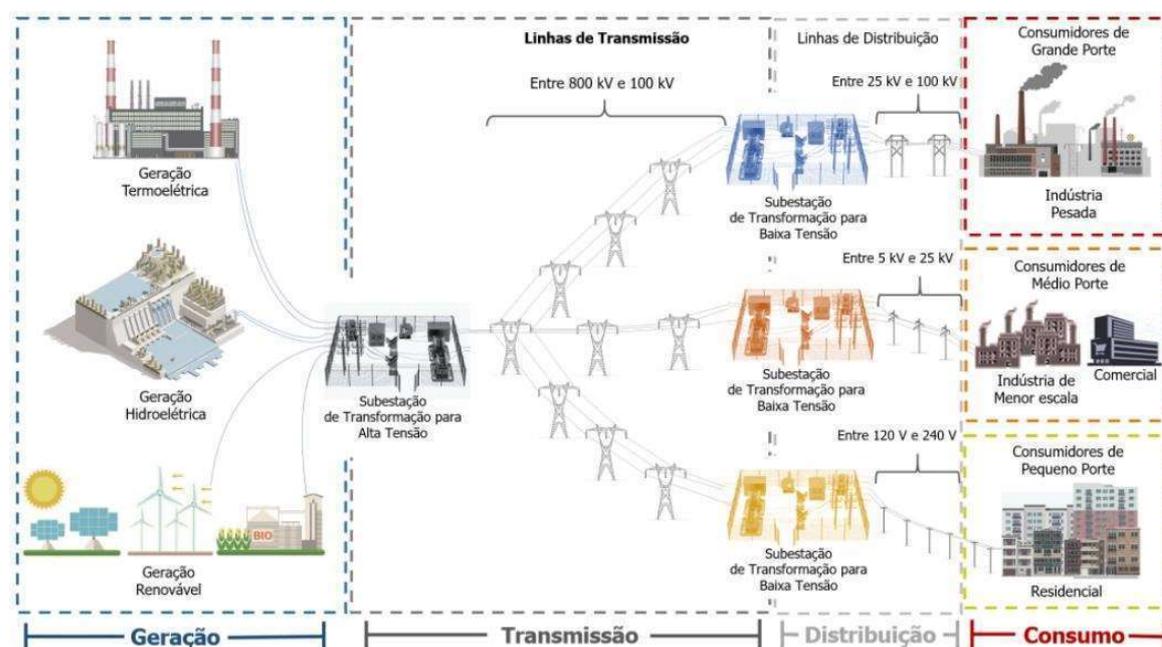
## 2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Neste capítulo, procura-se apresentar a técnica de estimação de estados, subdividindo-se em quatro seções mais as considerações finais, para uma melhor compreensão. Em primeiro momento é abordado os aspectos gerais da estrutura do SEP, com o intuito de frisar sua extensão e funções em cada área. Na sequência é inserido o contexto histórico, características e desenvolvimento do EE dentro da literatura. A terceira seção inclui a atuação do EE nos SDEE, frente a implementação, desafios e consolidação no setor. A quarta parte deste capítulo, salienta sobre o processo de estimação de estados direcionado as REI, cenário deste trabalho.

### 2.1 ASPECTOS GERAIS

O SEP brasileiro é composto pelos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, ilustrados na Figura 2.1, os quais formam os pilares de toda a cadeia de fornecimento de eletricidade para o país. A operação dos setores de geração (usinas) e transmissão (Sistema Interligado Nacional – SIN) é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o qual é responsável pelo controle, monitoramento e planejamento, sob orientação da ANEEL. Os setores de distribuição e transmissão são fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) que orienta sobre o atendimento comercial e indicadores de desempenho, tanto técnicos como comerciais, também estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2020a).

Figura 2.1 – Estrutura base do SEP.



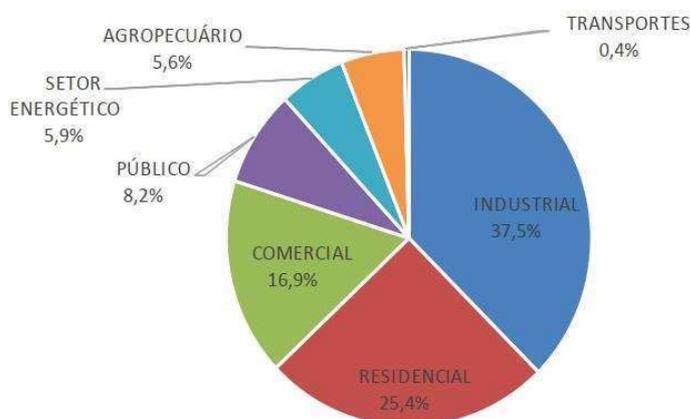
Fonte: (CBIE, 2020a).

Em 2019 a quantidade de usinas geradoras no país, girou na casa de 7.429 unidades espalhadas pelo território, conforme a ANEEL, possuindo mais de 160 GW de potência instalada. Para dar suporte de maneira eficaz a todo país, a localização das unidades é definida por regiões que apresentam vantagens logísticas e econômicas (CBIE, 2020b).

Para o transporte da energia gerada pelas usinas, o SIN conta com níveis de transmissão que vão de 138 kV em Corrente Alternada (CA) até 800 kV em Corrente Contínua (CC). As linhas de transmissão contemplam distâncias que vão de 1.722 km até 53.739 km, totalizando 141.756 km em 2019 com projeção para 181.528 km em 2024 (ONS, 2020).

O ramo de distribuição tem suas unidades localizadas em várias regiões do país, atendendo a demanda dos estados e municípios em redes com tensão igual ou inferior a 138 kV. Nos SDEE, em 2018, contabilizou-se em torno de 105 distribuidoras de energia elétrica, constituídas por 54 concessionárias e 38 permissionárias, contando, ainda, com 13 cooperativas de eletrificação rural que estão em processo de regularização para se tornarem concessionárias ou permissionárias (ANEEL, 2020b). O consumo da energia elétrica total gerada, conforme o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2019, ano base 2018, nos SDEE, pode ser visualizado por setor na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Consumo setorial de energia elétrica na distribuição em 2018.



Fonte: (EPE, 2019b).

Em meio a essas três áreas que compõem toda a base de suprimento de energia elétrica, os SDEE possuem uma complexibilidade estrutural maior por estarem em contato direto com os consumidores e suas exigências. A atualização dos meios operacionais neste setor, vêm sendo impulsionada pela ampliação de ferramentas de comunicação, gerenciamento e processamento de informações, as quais são inseridas, gradualmente, para atender a novos critérios de precisão, visando melhorar a qualidade no fornecimento de eletricidade.

No panorama atual dos SDEE, a veracidade dos dados coletados é adquirida pela existência de um estado confiável de operação, onde as grandezas elétricas como magnitude, ângulo da tensão, corrente e fator de potência, estabelecidas em tempo real, proporcionam um nível aceitável de exatidão. Como não é possível obter todas as medidas em tempo real, o algoritmo de FP consolida uma previsão inicial das grandezas elétricas em locais não monitorados. A união de medidas remotas com pseudo-medidas, estimadas pelo FP, concretizam a base das informações para o método de estimação de estados no setor de distribuição, permitindo futuras aplicações ligadas as REI, mesmo em ambientes com poucas medidas disponíveis (MILBRADT, 2015).

## 2.2 HISTÓRICO, CARACTERÍSTICAS E DESENVOLVIMENTO

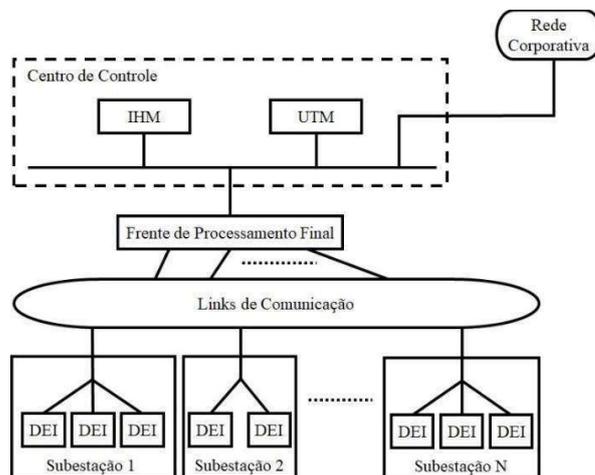
Os meios de monitoramento existentes entre o caminho trilhado pela energia elétrica da geração até o consumo, inicialmente, possuíam poucos recursos perante a limitação imposta pelas condições tecnológicas, ainda, em desenvolvimento nas décadas passadas. As funções de controle e tomada de decisões no quesito operacional do SEP, até meados de 1960, possuíam como elementos de supervisão os equipamentos seccionadores nas subestações e o controle automático da geração. Logo, os estados de dispositivos seccionadores, a frequência da rede e o conjunto de medidas de potência necessário para o controle de geração, eram as únicas informações em tempo real (CARVALHO, 2018).

Dentro desse panorama, as medidas tomadas para solucionar os problemas de atendimento aos consumidores, ficavam susceptíveis a detecção e identificação das irregularidades, as quais eram realizadas com dificuldade e baixo nível de precisão/exatidão. Nos Estados Unidos, na região da costa leste do país, abriu-se espaço para mudanças significativas na filosofia de operação do SEP, devido a ocorrência de *black-outs* no final da década de 60, os quais necessitavam ser solucionados para não prejudicar a segurança operacional da rede (FANTIN, 2012). Perante este fator, a associação da complexibilidade de operação do SEP e a evolução tecnológica nos meios computacionais e de telecomunicações na época, surtiu efeito nos meios de monitoramento e segurança, desenvolvendo-se a operação em tempo real (WU; MOSLEHI; BOSE, 2005).

Nesta linha de raciocínio, desenvolveu-se o sistema de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA*), visando melhorar a aquisição de dados em tempo real no SEP. Uma visão geral da composição do SCADA é apresentada na Figura 2.3, definida pela Interface Homem-Máquina (IHM), Unidade Terminal Mestre (UTM), Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (DEI) e Unidade Terminal

Remota (UTR). Os DEI incluem sensores, relés e blocos/terminais de controle com funções de comunicação, sendo que os meios de fluxo de informações entre UTM, DEI e UTR, abrangem rádio, linha alugada, telefone fixo e micro-ondas (KANG et al., 2009).

Figura 2.3 – Configuração do sistema SCADA.



Fonte: Adaptado de (KANG et al., 2009).

O SCADA fornece um conjunto de medidas em tempo real, mas sem discernir possíveis erros dentro dos grupos de dados a serem analisados. A falta de uma etapa de filtragem das incoerências, pode resultar em informações incorretas pelo sistema supervisor, ocasionando na incerteza dos padrões operacionais do SEP.

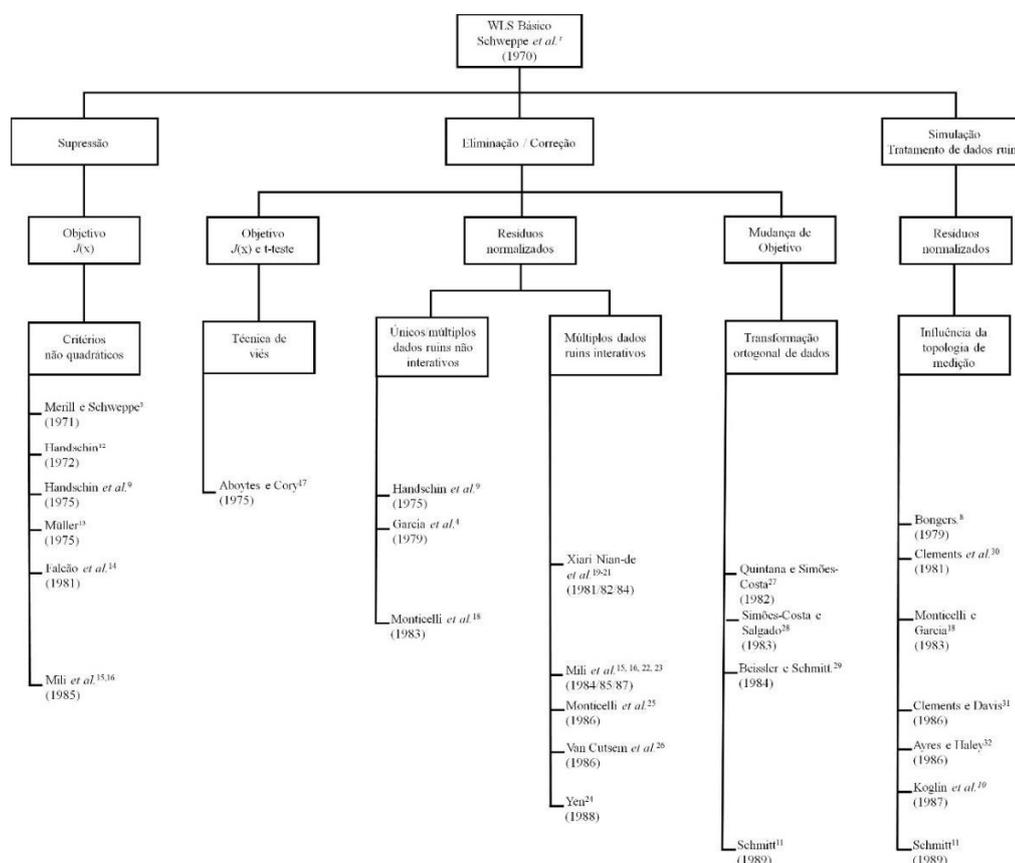
O surgimento da estimativa de estados otimizou o SCADA, resultando nos Sistemas de Gerenciamento de Energia (SGE), perante uma análise mais precisa de forma *on-line*. O EE fornece um conjunto de informações confiáveis em tempo real, baseando-se em avaliações de segurança, implementadas para verificação das contingências e determinação de ações corretivas (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Em suma, a estimação de estados se apresenta como solução para o tratamento de erros pois, além das etapas de levantamento topológico e verificação do nível de observabilidade, efetua o processamento dos dados incorretos. Todas estas etapas, precedem a estimativa de estado, a qual é efetuada em um modelo de barramento/ramificação baseado no cálculo de FP, representação da conectividade por seções de barramento e dispositivos de comutação (MONTICELLI, 1999).

A estimação de estados tem sua origem nos sistemas de transmissão, sendo implementada, em primeiro momento, por Fred C. Schweppe e seu método estatístico dos Mínimos Quadrados Ponderados (do inglês, *Weighted Least Squares – WLS*) em artigos publicados na década de 70, realizados em conjunto com outros pesquisadores (SCHWEPPE; WILDES, 1970; SCHWEPPE; ROM, 1970; SCHWEPPE, 1970; MERRILL; SCHWEPPE,

1971; SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974). O desenvolvimento de trabalhos que abordassem diferentes aspectos, problemas e situações, incluindo a atuação gradativa do método dentro dos SDEE, levaram vários autores a readequar o EE dentro da literatura (LARSON; TINNEY; PESCHON, 1970; IRVING; OWEN; STERLING, 1978; KOTIUGA; VIDYASAGAR, 1982; ALLEMONG; RADU; SASSON, 1982; MILI; PHANIRAJ; ROUSSEEUW, 1991; BARAN; KELLEY, 1994; MELIOPOULOS; ZHANG, 1996; MONTICELLI, 1999; DUGAN et al., 2003; ABUR; EXPÓSITO, 2004).

O ponto de partida na literatura para o EE, encontra-se no WLS que busca minimizar o quadrado dos erros entre as medições e as estimativas calculadas das quantidades de cargas. Mediante isto, procura-se, por meio de procedimentos de otimização, obter a estimativa das variáveis do circuito pela iteração destas (DUGAN et al., 2003). Tratando-se dos erros, torna-se importante salientar sobre a evolução dos trabalhos na área de detecção, identificação e classificação destes. Na Figura 2.4 é apresentado um histórico do tratamento de erros por diferentes autores entre 1970 e 1989, conforme KOGLIN et al., (1990).

Figura 2.4 – Desenvolvimento histórico do tratamento de erros.



Fonte: Adaptado de (KOGLIN et al., 1990).

### 2.2.1 Métodos Clássicos

A estimação de estados se desenvolveu por meio da criação, modificação e adequação de múltiplos métodos, sendo aplicada em áreas distintas, com novos objetivos e visando resolver questões específicas no SEP. Neste aspecto, o EE contempla métodos modelados pelo meio estatístico, heurístico, proporcional, sequencial, ortogonal, dentre outros. ALBERTINI (2010), destaca alguns métodos encontrados, os quais são definidos pelos:

- Mínimos Quadrados Ponderados;
- Mínimos Valores Absolutos Ponderados;
- Mínima Mediana dos Resíduos ao Quadrado;
- Equações normais com restrições de igualdade;
- Peter e Wilkinson;
- Híbrido;
- Transformação ortogonal;
- Matriz aumentada de Hatchel;
- Equações normais convencionais.

Neste grande grupo de métodos estruturados e modificados para atender diferentes necessidades no campo do EE, o método WLS ainda se destaca perante os outros e continua sendo o mais difundido dentro de pesquisas e aplicações. MONTICELLI (1999) destaca que a maioria dos programas compostos pelo EE e com aplicações práticas, são formulados por equações não-lineares e resolvidos pelos mínimos quadrados ponderados. Vale ressaltar que este método possui como funções a detecção e identificação de erros nas medidas, sendo o mesmo selecionado para este trabalho e desenvolvido matematicamente no capítulo 3.

### 2.2.2 Trabalhos Relacionados

Para se efetuar o reconhecimento e análise eficaz dos erros apontados pelas medidas, observa-se a aplicação do EE para a detecção e identificação destas informações dentro de inúmeras pesquisas. Diante deste contexto, verifica-se vários trabalhos contidos nesse ambiente de estudo, os quais, alguns, estão citados abaixo em ordem cronológica.

Os autores QUINTANA, SIMOES-COSTA e MIER, em 1982, apresentaram métodos de detecção, identificação e eliminação de informações incorretas, as quais podiam ser empregadas, juntamente, com técnicas de estimação de estados ortogonais. No artigo, procurou-se tirar benefício dos métodos de Golub e Givens, além de fornecer uma revisão sobre as técnicas de detecção e identificação. MONTICELLI e GARCIA (1983) descreveram um

método alternativo, voltado a detecção de erros, com base na análise da coerência entre a medição com maior valor normalizado e o restante das medidas, mediante o uso do EE.

MILI, VAN CUTSEM e RIBBENS-PAVELLA (1985) realizaram uma avaliação comparativa dos métodos de identificação de dados incorretos, pós-estimativa de estados, concentrando-se nas medições com Erros Grosseiros (EG). KOGLIN et al., em 1990, forneceram uma linha histórica da evolução de estudos realizados por vários pesquisadores, sobre os erros no campo de estimação de estados nos últimos 20 anos, elaborando uma avaliação que contemplou o estado da arte no assunto e problemas ainda não solucionados na época.

Com a evolução dos medidores, CHEN e ABUR (2006) visaram melhorar a capacidade de processamento do EE, por meio da tecnologia de Unidade de Medição Fasorial (do inglês, *Phasor Measurement Unit* – PMU) e posicionamento desta na rede. O objetivo geral foi o de converter medidas críticas em redundantes, possibilitando-se a detecção de todos os dados incorretos pelo estimador. Tratando-se da quantidade de medidas disponíveis e tamanho do SEP, para detecção de PNT, como erros de medição, CRUZ, QUINTERO e PÉREZ (2006) propõem uma metodologia para detecção destes erros em redes radiais, mediante um número reduzido de medições em campo. Neste contexto, o balanço de energia e o EE são associados para indicar regiões com grande quantidade de irregularidades, sendo o método aplicado em uma rede de 12,47 kV com 20 transformadores.

BRETAS realizou vários trabalhos contidos na área de detecção e identificação de erros em SEP, juntamente, com outros autores. Em 2011, BRETAS, BRETAS e PIERETI realizaram uma abordagem para detecção e identificação de EG, propondo um Índice de Inovação (II), o qual fornece a quantidade de novas informações que uma medida pode vir a indicar, além do uso do EE. BRETAS et al., (2013) realizaram uma análise na mesma linha de raciocínio, porém sobre uma perspectiva geométrica, usando o EE baseado no WLS para a composição dos EG e normalização dos mesmos. BRETAS, BRETAS e MARTINS, em (2013), demonstram que a abordagem geométrica para recuperar EG no EE, proposta no trabalho anterior, é um processo convergente, além de fornecer meios de correção das medidas adquiridas. No ano de 2015, foram propostas duas etapas para detecção, identificação e correção de EG no EE, abrangendo-se estudos realizados nos trabalhos anteriores, além do estabelecimento de uma regra para pesos de medição, definida pelo inverso da porcentagem da magnitude das medidas obtidas (BRETAS; BRETAS, 2015).

D'ANTONA e DAVOUDI (2012) avaliaram a repercussão do EE pelo método WLS, perante a presença de incertezas nos parâmetros da rede e nas medições. Os autores desenvolveram um algoritmo com o intuito de verificar a eficácia do estimador, frente a erros

na distribuição *versus* parâmetros elétricos duvidosos. Em 2012, LO, HUANG e LU, também realizaram um estudo utilizando o EE baseado no WLS. A metodologia empregada abrangeu o sistema SCADA, dispositivos inteligentes, leitura automática de medidores e infraestrutura avançada de mediação, com a finalidade de reduzir as PNT em SDEE, incluindo os erros mensurados. Outra abordagem vinculada a detecção de erros de medição é definida por GU et al., (2013) que propôs um novo método de estimação de estados para detectar e localizar dados inválidos em uma *smart grid*, perante a injeção proposital de erros definidos como ataques as REI.

No âmbito de trabalhos mais recentes sobre o assunto, verifica-se a tese de BRAUNSTEIN, em 2016, na qual foi desenvolvida um EE trifásico para alimentadores de SDEE, empregando-se o WLS para tratamento de EG por intermédio de uma visão geométrica. Aplicando-se o EE, aliado a duas metodologias, uma para detecção e identificação dos erros, pelo diagnóstico dos EG, e outra para detecção de afundamentos e desequilíbrios de tensão, RAGGI (2018) procurou agregar valor às medidas coletadas pela estrutura de medição, além do retorno dos investimentos pela infraestrutura de aquisição de dados.

VIEIRA, em 2017, aplicou um índice de não-deteção de erros visando tratar do problema de processamento de EG, em vista dos resíduos do EE pelo WLS. Este índice, possibilitou a classificação de medidas, sendo que as informações com maior índice apontavam para erros mais difíceis de se detectar pelos testes residuais. Outro trabalho atual, envolvendo o processamento de erros de medidas, parâmetros e topologias, foi realizado por CARVALHO (2018) que propôs uma ferramenta computacional para executar o EE em um SEP, por meio de uma perspectiva geométrica e no II.

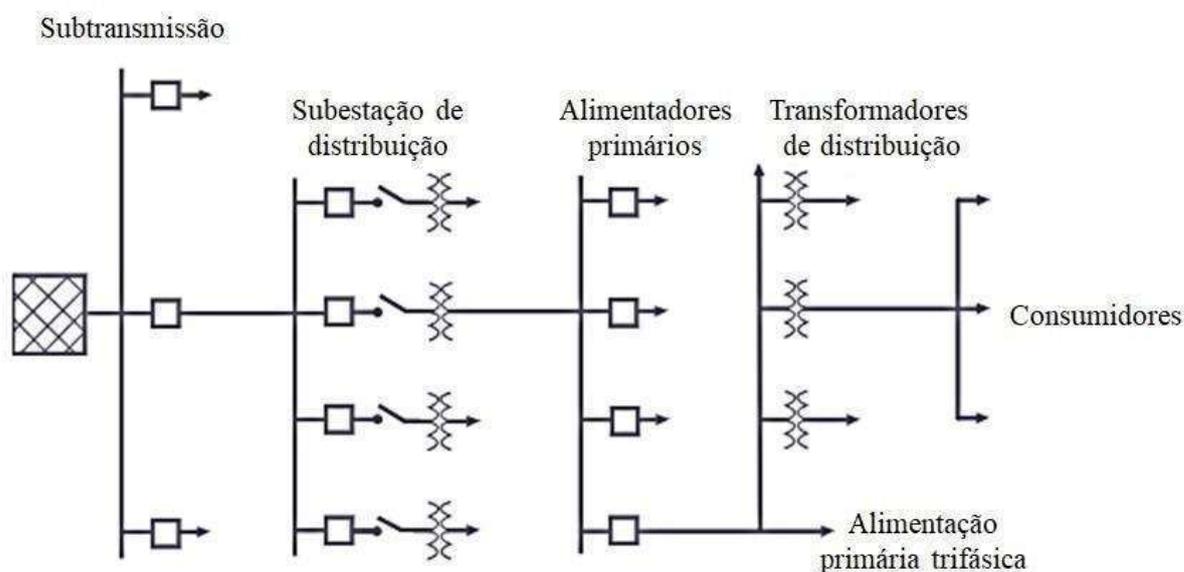
### 2.3 ESTIMADOR DE ESTADOS NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO

O EE possuiu como área inicial de atuação a transmissão, a qual foi o cenário pioneiro para seu surgimento, aplicação e desenvolvimento. As funções atribuídas a esta técnica, como o emprego de dados em tempo real, monitoramento, processamento de erros, observabilidade, detecção e identificação de erros, adaptação dos métodos existentes e criação de novos para solucionar problemas emergentes, forneceram novas expectativas a outras áreas. Neste contexto, a migração do EE para os SDEE, mostra-se de grande importância, pois o setor apresenta desafios e necessidades que podem ser atendidos pelas características inerentes a estimação de estados.

Os SDEE apresentam características físicas e operacionais distintas da transmissão, contemplando uma configuração radial da topologia, Figura 2.5, além de serem mais densos

diante do número de barras e nós muito superior às outras áreas (FLÓREZ, 2013). A automação básica em torno dos problemas ocorridos na operação deste setor é descrita pela sensibilização de correntes de curto-circuito em religadores (permitindo sua atuação independente), funcionamento em horários pré-definidos de bancos de capacitores e fixação de horários para a injeção de energia provinda da GD (MILBRADT, 2015).

Figura 2.5 – Configuração radial.



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2020c).

A ampliação da quantidade de informações operacionais, seja por monitoramento ou estudos *off-line*, abriu espaço para a implementação de novos métodos e tecnologias para os SDEE, visando-se atender novos requisitos de supervisão, automação e controle. Assim, o EE em centros de controle de concessionárias de distribuição, representa o ponto de partida para sintetizar as ferramentas emergentes com os objetivos a serem alcançados (LOPES, 2008). Contudo, deve-se salientar que a passagem da estimação de estados do setor de transmissão para distribuição encontra diversos desafios de aplicabilidade, os quais, conforme PEREIRA (2000), podem ser associados a:

- Estrutura de automação e coleta de medidas remotas com baixa precisão, comparado aos sistemas de transmissão;
- Grande variedade de erros inseridos no meio das informações, provocando um aumento na complexibilidade da avaliação dos resultados operacionais;
- Mudança na topologia das redes de distribuição, a qual é mais dinâmica do que no setor de transmissão, resultado do intenso chaveamento na operação;

- Dificuldade no desempenho computacional de *softwares*, causada pela grande extensão das redes de distribuição e quantidade de dados;
- Qualidade e precisão, somadas aos meios de transferência de dados das medidas disponíveis e as possíveis distorções destes;
- Adaptação e/ou criação de algoritmos para integração das informações tramitadas no meio operacional, com o intuito de adequar os métodos existentes de estimação de estados aos SDEE.

Mesmo com estas barreiras impostas pela configuração e características dos SDEE, o EE vem sendo implementado neste setor, conforme exposto nos trabalhos relacionados. A modificação, ajuste e criação de métodos associados a estimação por engenheiros, matemáticos e pesquisadores em geral, permitem seu emprego ao estabelecer uma relação de confiabilidade e eficiência nos meios de monitoramento.

O fator mais determinante para uso do EE em SDEE, atualmente, origina-se na evolução das redes tradicionais para as REI, as quais vem fornecendo novos meios de aquisição de dados, comunicação, controle e tomada de decisões, integrados a plataformas computacionais mais robustas e sofisticadas. Logo, as *smart grids* oferecem a oportunidade de emprego de novas tecnologias e informações, pela associação de GD, veículos elétricos, sistemas *on-grid* e *off-grid*, dentre outras variáveis que interagem com as políticas de otimização do setor de distribuição (DILEEP, 2020).

## 2.4 ESTIMADOR DE ESTADOS NO CONTEXTO DAS SMART GRIDS

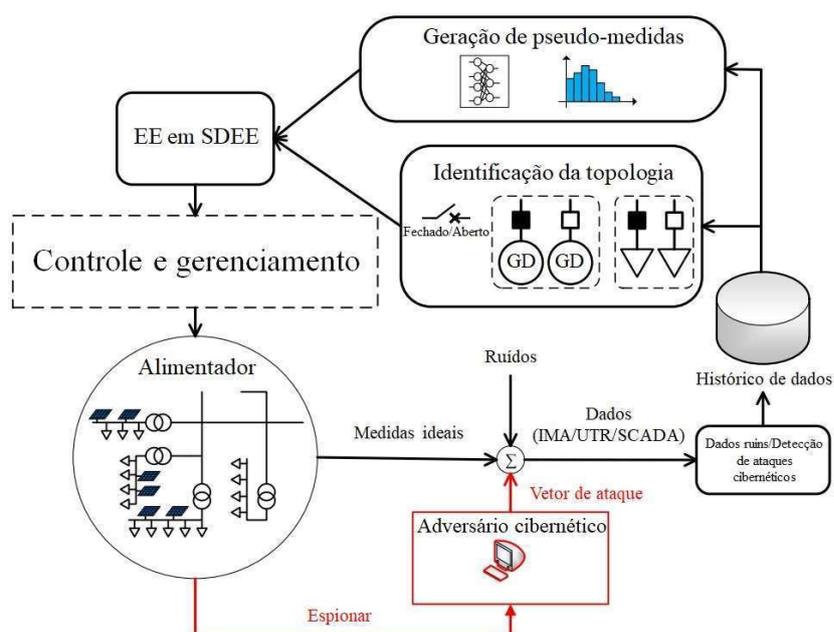
A evolução tecnológica em múltiplas áreas, aliada as diferentes necessidades de atendimento no ramo de eletricidade, segurança operacional e diversificação dos padrões de consumo, apresenta-se como base para o desenvolvimento das REI, principalmente, no âmbito de distribuição de energia elétrica. Assim, uma *smart grid* visa transformar a rede convencional, gradualmente, em um novo cenário, lapidado por novas tendências estruturais, envolvendo internet das coisas (do inglês, *Internet of Things* – IoT), grandes bancos de dados (do inglês, *big data*), aprendizado de máquina (do inglês, *Machine Learning*), entre outros conceitos atuais.

A importância desta abordagem é retratada em estudos recentes acerca da estimação de estados em SDEE, direcionados ao contexto das REI e suas peculiaridades. HUANG et al., (2012) examinaram o impacto que as mudanças na tecnologia impõem no EE, abordando o desenvolvimento histórico do método, frente a evolução das *smart grids*. AL-WAKEEL, WU e JENKINS (2016) investigam a aplicação de medidores inteligentes para ampliar a

observabilidade dos SDEE por meio do desenvolvimento de um algoritmo integrado a estimativa de estados.

DEHGHANPOUR et al., (2019) desenvolveram um trabalho que discutia a formulação de problemas na estimação de estados em sistemas de distribuição associados as REI. Ilustrado na Figura 2.6, a pesquisa abrangeu a geração de pseudo-medidas, incertezas topológicas, integração de GD, localização de medidores e segurança cibernética.

Figura 2.6 – EE em SDEE no contexto das REI.



Fonte: Adaptado de (DEHGHANPOUR et al., 2019).

Outra pesquisa que engloba este tópico, está contida no trabalho de KUDESHIA, JAGANNATHAM e HANZO (2019) que propõem uma nova estrutura de estimativa de estados com precisão aprimorada em *smart grids*, utilizando-se de transmissão sem fio das medições obtidas pelos dispositivos na rede (PMU/SCADA) para o centro de controle. ALZATE et al., (2019) apresentaram uma nova metodologia para o EE em SDEE, por meio dos dados emitidos pelos dispositivos inteligentes, visando a coordenação de estratégias para controle da tensão em tempo real perante a combinação do método WLS e do algoritmo de Levenberg-Marquardt.

PAU et al., (2019) realizam uma abordagem multinível com o EE, explorando as medidas geradas pelos *smart meters* para redes de BT e MT, com o objetivo de apresentar uma arquitetura capaz de integrar estas medidas com eficiência, desempenho e precisão a estimativa de estados em tempo real. A detecção de distúrbios harmônicos adaptativos sob condições de falha em uma *smart grid*, foi objeto de estudo em artigo elaborado por RIVAS, DA SILVA e

ABRÃO (2020), os quais implementaram um EE baseado nos mínimos quadrados, filtro de Kalman, estimativa de máxima verossimilhança e algoritmo de Goertzel.

### 2.4.1 Smart Grids

Conforme a *International Energy Agency* (IEA) as REI, exemplificadas na Figura 2.7, contemplam uma ampla diversidade de tecnologias, visando modernizar as redes tradicionais, além do desenvolvimento de modelos de negócios, liberação de benefícios setoriais, redução de interrupções nos serviços prestados e associação de GD. Integrado neste campo de novas tendências, contabilizam-se inúmeras conjunturas a esta rede moderna, como:

- Flexibilidade na demanda e participação dos clientes;
- Medidores inteligentes e centros de monitoramento;
- Carregamento de veículos elétricos e recursos de armazenamento;
- Integração de fontes renováveis e redução de poluentes;
- Redução de distúrbios e sobrecargas;
- Fluxo bidirecional, controle e automação mais dinâmicos;
- Implementação de políticas inovadoras;
- Meios de prevenção e manutenção mais eficazes;
- Ampliação dos meios de comunicação e processamento de dados;
- Inovação em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Figura 2.7 – Ilustração de uma *smart grid*.

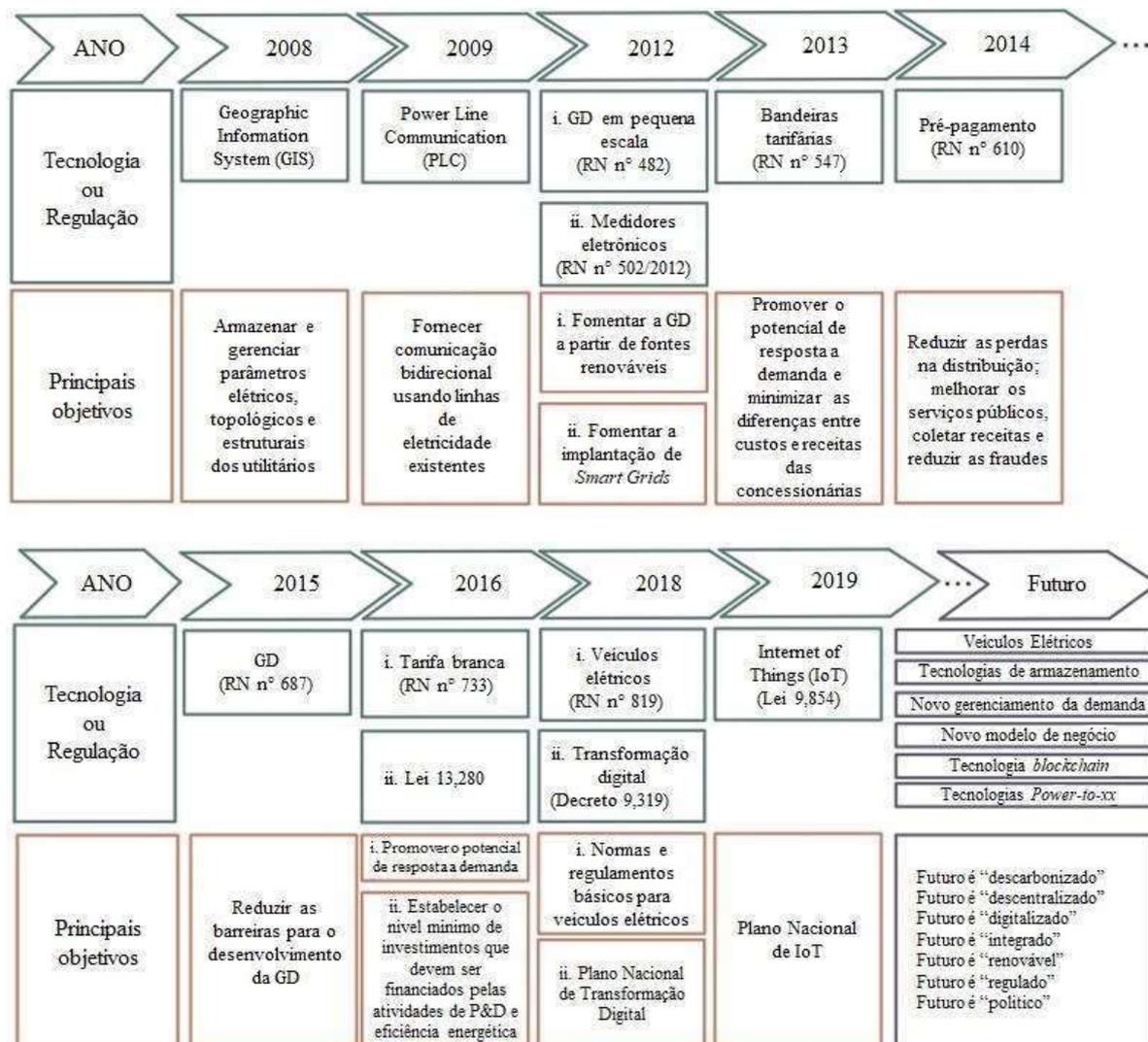


Fonte: (LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015).

DRANKA e FERREIRA (2020), realizaram um estudo de suma importância no artigo intitulado *Towards a smart grid power system in Brazil: Challenges and opportunities*, no qual efetuou-se uma análise considerando a descarbonização, digitalização e descentralização, como

principais fatores para migração no sentido das REI no Brasil. Nele, inclui-se uma avaliação da literatura sobre as principais tecnologias e regulamentações brasileiras em desenvolvimento cronológico, ilustrada na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Cronologia dos principais regulamentos brasileiros em direção as *smart grids*.



Fonte: Adaptado de (DRANKA; FERREIRA, 2020).

Todas as vantagens, ferramentas e objetivos mencionados, têm como alvo, principalmente, os SDEE. Analisando esse cenário, o EE surge como elo decisivo para as distribuidoras de energia, pois a união de seus métodos com as estruturas mais modernas incorporadas as redes de distribuição, proporcionam níveis de observabilidade e confiabilidade mais eficazes em tempo real.

### 2.4.1.1 Smart Meters

Como salientado no capítulo 1, os medidores inteligentes, Figura 2.9, são o ponto inicial para a evolução gradativa direcionada as REI, pois podem ser alocados na rede tradicional para diagnosticar, previamente, as condições dela sem a necessidade de adequar a estrutura existente. Para completar este argumento, deve-se salientar que é necessário que os recursos de comunicação e armazenamento, estejam alinhados aos *smart meters*, com o intuito de efetuar um levantamento real dos SDEE.

Figura 2.9 – *Smart Meters*.



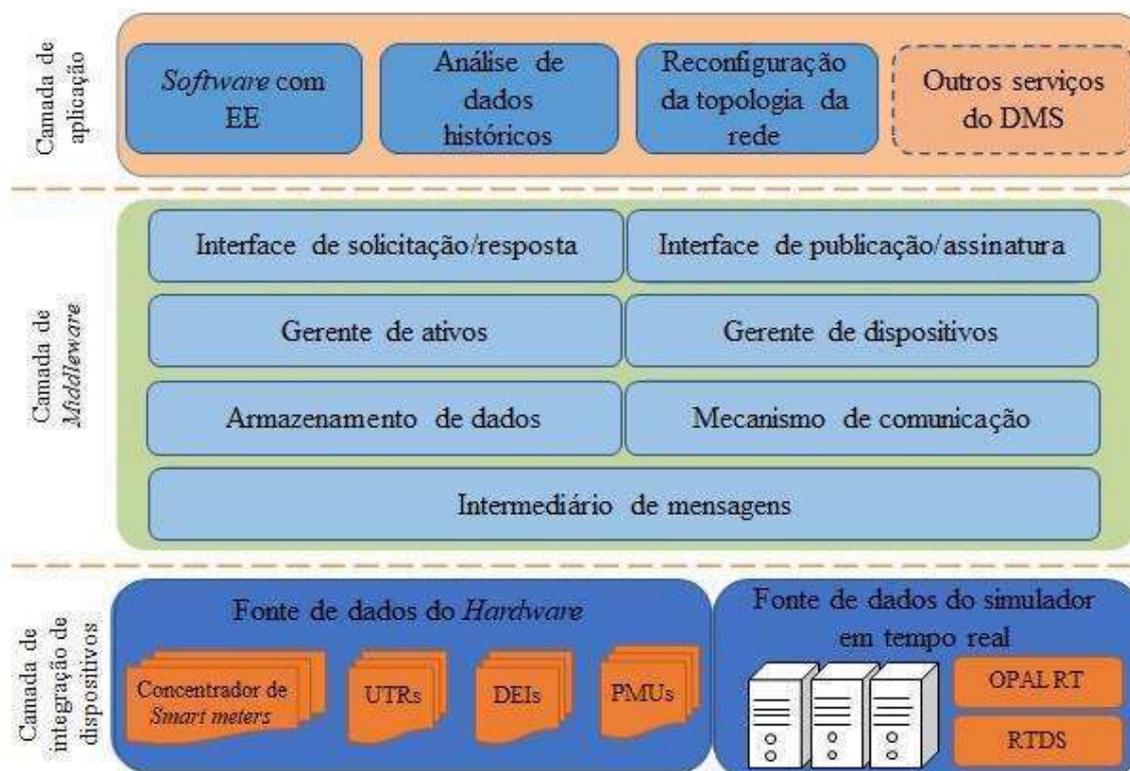
Fonte: (WEG, 2020).

Estes medidores podem fornecer medidas de P, Q, corrente, tensão, fator de potência, consumo, frequência da rede por fase, entre outras possibilidades. Dentre os problemas relacionados a aquisição destas medidas, destacam-se a perda de informações ocasionadas por perda de sinal, má calibragem do dispositivo, instalação inadequada e falta de sincronismo devido a uma taxa de amostragem baixa. Em relação as incoerências mescladas aos dados a serem processados, o EE reforça a filtragem destes pelos métodos de detecção e identificação.

### 2.4.1.2 Centro de Armazenamento e Processamento de dados

A estrutura de armazenagem e processamento dos dados gerados pelos *smart meters* é de vital importância, pois irá concentrar as informações a serem verificadas e transferidas para outros meios, incluído o EE. Computação em nuvem, servidores físicos e virtuais, *big data*, aplicativos, entre outros meios, efetuam a contenção e modelagem dos dados oriundos das REI para uso instantâneo e/ou futuro. A Figura 2.10 apresenta um exemplo de plataforma em nuvem, juntamente com outras funções já discutidas.

Figura 2.10 – Estrutura arquitetônica de plataforma em nuvem.



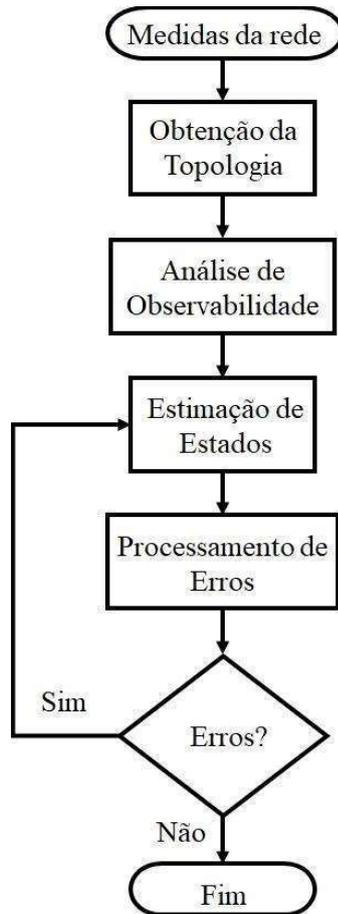
Fonte: Adaptado de (PAU et al., 2019).

#### 2.4.2 Etapas do Estimador de Estados nas Redes Elétricas Inteligentes

O EE convencional atua de forma conjunta com diferentes mecanismos, contidos em etapas pré-definidas e pós-estimação, conforme abordado na literatura (MONTICELLI, 1999; ABUR; EXPÓSITO, 2004). Estas etapas podem ser descritas pela obtenção da topologia, análise de observabilidade, estimação de estados e processamento de erros.

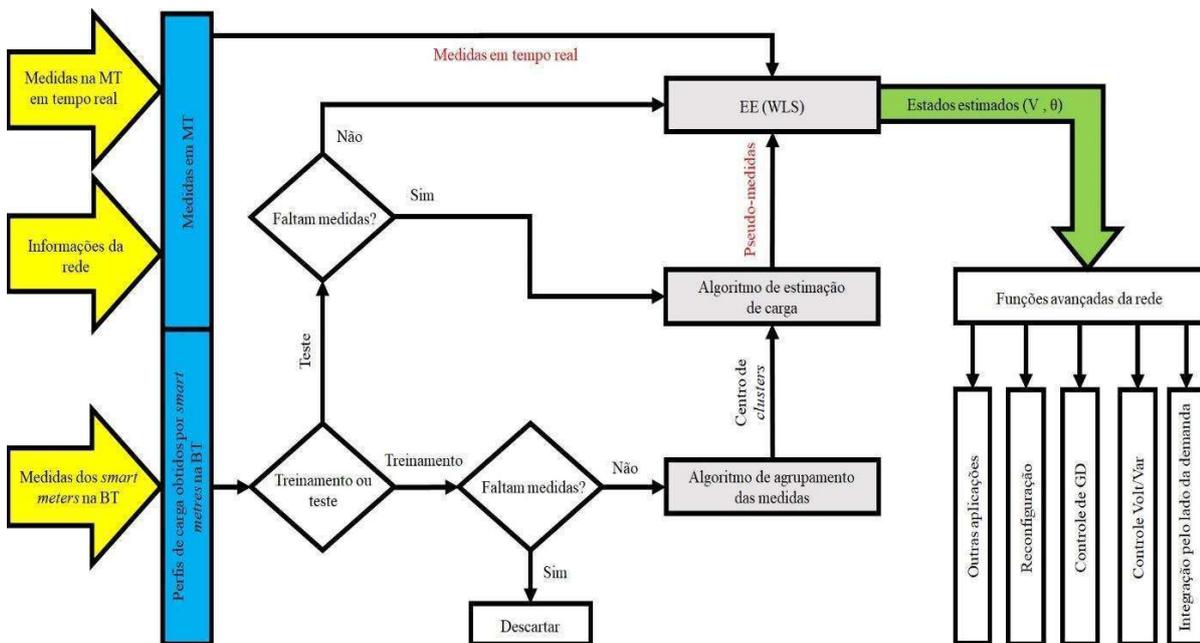
Na conjuntura das *smart grids*, o processo mantém esta filosofia, porém associado a uma configuração mais avançada e rica em informações. As formas de modelar o EE nas REI, visam atingir certas especificidades como a formulação das cargas, geração de pseudo-medidas, novas técnicas de estimação, emprego de *smart meters*, dentre outros (AHMAD et al., 2018). A Figura 2.11 sintetiza as etapas tradicionais do EE, enquanto as Figuras 2.12 e 2.13 propiciam uma colocação no atual contexto das REI.

Figura 2.11 – Etapas de processamento de um EE convencional.



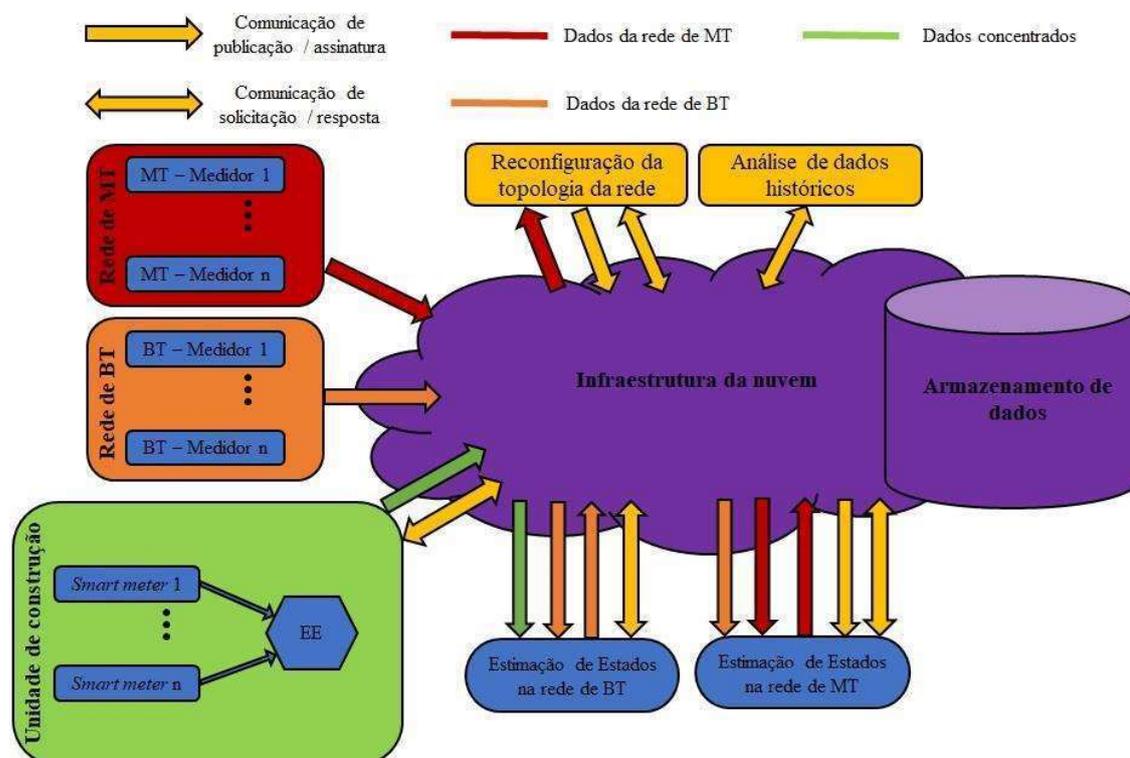
Fonte: Adaptado de (LOPES, 2008).

Figura 2.12 – Estrutura do EE associada a estimação de carga em smart grids.



Fonte: Adaptado de (AL-WAKEEL; WU; JENKINS, 2016).

Figura 2.13 – Fluxo de informações do EE e serviços auxiliares no contexto de REI.



Fonte: Adaptado de (PAU et al., 2019).

As Figuras 2.12 e 2.13, visam demonstrar os processos e ferramentas inseridos nas etapas do EE na atualidade, a qual conta com recursos periféricos para coleta, tratamento, armazenamento, avaliação e remodelagem dos dados, tanto antes como depois da estimativa em si, conferindo-lhe maior dinamicidade no fluxo de informações. Estas etapas podem ser descritas pelas fases do EE tradicional, porém com o auxílio de recursos inteligentes como os *smart meters*, canais de comunicação e fluxo eficiente de dados, o tornando mais dinâmico e preciso que o modelo convencional.

#### 2.4.2.1 Obtenção da Topologia

Esta primeira etapa, trata de obter a topologia atual da rede por meio de um modelo barramento/ramificação, alcançado pela aquisição de informações lógicas como *status* de chaves e disjuntores, além de dados referentes a medições e localização dos dispositivos que as fornecem (RAGGI, 2018). Associado a isso, o EE usa o modelo barramento/ramificação para determinar as variáveis de estado, porém os dados oriundos da rede não estão neste formato, devido a conectividade ser representada por seções de barramento/dispositivos de comutação em nível físico. Desta forma, dentre os objetivos associados a obtenção da topologia, encontra-se a de transformar o modelo de seção de barramento/dispositivos de comutação em

barramento/ramificação e a de atribuir dispositivos de medição aos barramentos filiais identificados (MONTICELLI, 1999).

Atualmente, múltiplas pesquisas vêm empregando os Sistemas de Informação Geográfica (do inglês, *Geographic Information System – GIS*), os quais usufruem de recursos de computação gráfica para representação do mundo real de forma atualizada. Assim, unindo planejamento, engenharia, projeto, operação e manutenção dos SDEE ao GIS, colabora-se com as REI, pois poderá fornecer a topologia da rede de distribuição atualizada dentro das concessionárias.

#### 2.4.2.2 *Análise de Observabilidade*

Mediante a obtenção de um diagrama da topologia atual da rede, modelo barramento/ramificação, passa-se a analisar o nível de observabilidade da mesma, levando-se em consideração a soma das medidas analógicas e virtuais coletadas. Este conjunto de dados, verifica se é possível obter uma visão completa do sistema de distribuição ou partes dele, conforme as medições disponíveis, sendo que o número de funções linearmente independentes deve ser igual ao número de variáveis a estimar (BRAUNSTEIN, 2016).

No caso de não possuir observabilidade é possível a instalação de medidas fictícias, chamadas de pseudo-medidas, com o intuito de tornar o sistema totalmente observável (LOPES, 2008). A associação de *smart meters* nos SDEE, fornecendo informações tanto em tempo real quanto as pseudo-medidas derivadas, aumentam, significativamente, a observabilidade da rede, facilitando a passagem para a etapa de estimação de estados (AL-WAKEEL; WU; JENKINS, 2016).

#### 2.4.2.3 *Estimação de Estados*

Neste momento do processamento, o EE determina o estado ideal da rede, compondo o resultado em valores de tensões complexas dos barramentos, conforme a topologia obtida e o grau de observabilidade alcançado. Além das tensões, a estimação de estados fornece os fluxos das linhas, cargas, derivações de transformadores e saídas dos gerados (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Deve-se salientar que devido a simplicidade em sua formulação, seja por meio da programação ou intrínseco em plataformas de simulações computacionais, o método WLS se apresenta como o mais empregado dentro da literatura, inclusive no âmbito das *smart grids*.

#### *2.4.2.4 Processamento de Erros*

O EE deve ser capaz de detectar e identificar o surgimento de erros dentre o conjunto de dados adquiridos nas etapas anteriores. Para a eliminação de medidas ruins, pode-se efetuar dois procedimentos conforme VIEIRA (2017), sendo um mediante a eliminação das medidas ruins do grupo de dados que ela pertence, seguindo-se de um novo processo de estimação, e outro pela reavaliação dos valores mensurados com erros, associado às irregularidades encontradas, além de uma nova estimativa de estados. Por fim, o processo termina, após o EE não detectar e identificar nenhum erro no grupo de informações restantes da estimativa.

### **2.4.3 Erros no Processo de Estimação de Estados**

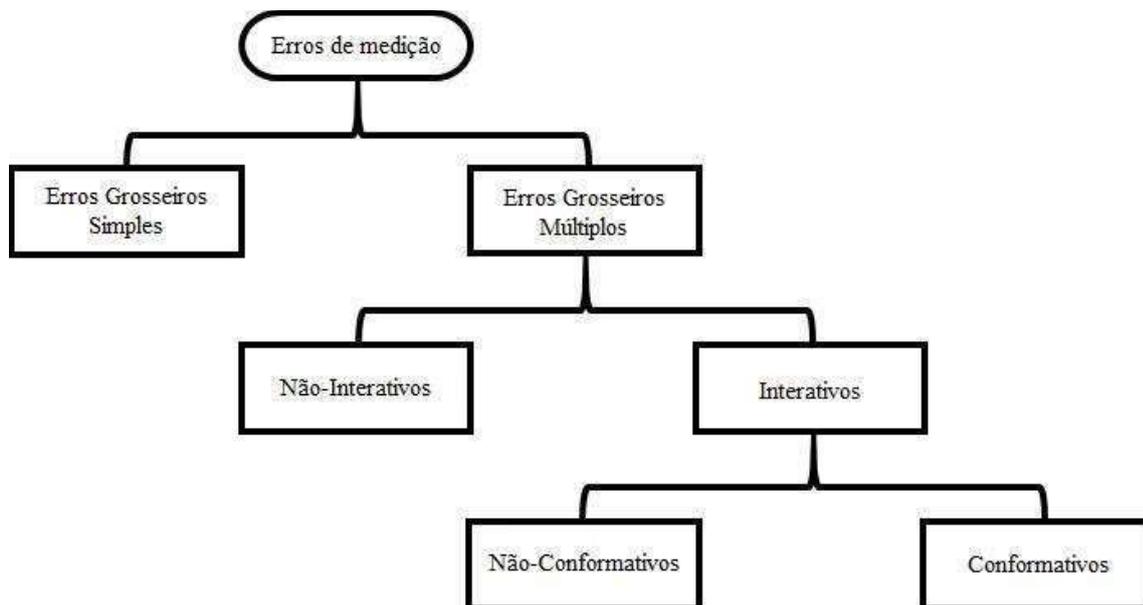
A presença de erros no SEP é uma das variáveis que destacam a utilização do EE pois, como salientado nas seções anteriores, o mesmo procura detectar, identificar e eliminar estas irregularidades, tendo como objetivo obter um cenário o mais próximo possível do real e com uma descrição confiável ao âmbito operacional. Os erros nas medições podem se originar de diversos fatores, como erros aleatórios causados pela precisão limitada de medidores, conexões incorretas, falhas, ruídos e interferências, levando as medidas registradas pelos centros de controle a desvios elevados (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Os erros associados ao EE podem ser grosseiros ou não, oriundos de medidas analógicas e digitais, paramétricos, originados nos dados incorretos de condutores, dispositivos e cargas, além dos topológicos, presentes em medidas lógicas (CARVALHO, 2018). Porém, nem todos os erros são corrigidos pela estimação de estados, sendo de suma importância a compreensão sobre os tipos e suas características, visando-se escolher, futuramente, um ou mais métodos adequados para o tratamento de cada irregularidade, com exceção dos erros grosseiros que precisam ser tratados antes da estimação em si.

#### *2.4.3.1 Erros Grosseiros*

Os EG nas medidas são objetos de estudo dentro de inúmeras pesquisas nos últimos anos, as quais forneceram novos caminhos para sua interpretação, além da aplicação de métodos clássicos e novos, resultando em um vasto acervo de trabalhos na área de SEP, incluindo o EE. Estes erros podem ser divididos de maneira ampla em simples e múltiplos, incluindo-se as subdivisões deste último, conforme representado na Figura 2.14 e descrito neste item.

Figura 2.14 – Classificação dos EG de medição.



Fonte: Adaptado de (MONTICELLI; WU; YEN, 1986).

- **Erros Grosseiros Simples:** Somente uma medição contém EG;
- **Erros Grosseiros Múltiplos:** Existência de mais de uma medida possuidora de EG, podendo-se dividir estes tipos de erros em duas categorias:
  - **Não-Interativos:** Quando os resíduos das medidas não afetam os resíduos das outras, devido a uma fraca relação entre eles;
  - **Interativos:** Os resíduos das medidas possuem influência significativa sobre o resíduo das outras, dividindo-se em duas modalidades:
    - **Não-Conformativos:** Não interferem no resíduo das medidas vizinhas de maneira prejudicial;
    - **Conformativos:** Afetam o resíduo das medidas vizinhas pelo mascaramento das informações com EG. Isto é realizado pela apresentação de um valor baixo de resíduo normalizado das medidas com EG e um alto valor para medidas sem, ocasionando em informações incorretas (ASADA, 2004).

#### 2.4.3.2 Erros Paramétricos

Os erros provindos dos parâmetros e os causados por eles, encontram-se no conjunto de possíveis incoerências fornecidas aos meios de medição, monitoramento e comunicação. Este modelo de erro pode ter como ponto de partida, o registro de dados incorretos em torno da topologia da rede e equipamentos, acarretando a operação fora da margem de segurança.

Esses fatores corroboram a interferência causada por variações bruscas na análise de contingências, cálculo de estabilidade, planejamento, avaliação de curto circuito e da estimação de estados (CARVALHO, 2018). Erros paramétricos são menos evidentes que os EG, abrindo espaço para a não detecção de irregularidades, resultando em erros permanentes entregues ao EE, os quais irão fornecer um estado não confiável do SEP (FILHO, 2006). Conforme ALBERTINI (2010), os erros paramétricos podem ser encontrados em dados incorretos no banco de dados das empresas, oriundos de:

- Falta de precisão das informações fornecidas pelos fabricantes;
- Erros de modelagem;
- Erro na estimativa do comprimento das redes;
- Aproximações realizadas nos modelos de transformadores;
- Registro de dados errados no cadastro;
- Base de dados desatualizada.

#### 2.4.3.3 Erros Topológicos

O erro topológico representa um caso grave de incoerência pois, quando não detectado, possibilita a criação de um modelo incorreto de rede elétrica, comprometendo todo o processo analítico do SEP (ASADA, 2004). ABUR e EXPÓSITO (2004) dividem os erros topológicos em duas categorias:

- **Erros de status nos ramos:** Afetam os *status* dos ramos na rede regular (linhas ou transformadores). Quando um elemento energizado é retirado do modelo de rede, surge um erro de exclusão. Ao contrário, diante do pressuposto de um elemento desconectado ser considerado em serviço, há um erro de inclusão. Logo, os ramos envolvidos neste cenário podem ter seus disjuntores afetados, os quais sempre possuíram impedâncias diferentes de zero;
- **Erros de configuração da subestação:** Associados aos disjuntores que tem como função vincular as seções dos barramentos dentro das subestações. Na ocorrência da modelagem de um barramento elétrico como dois barramentos, evidencia-se um erro de divisão, sendo que o oposto, indica um erro de fusão. Como todos são indicados por disjuntores, as impedâncias não podem ser associadas aos ramos.

#### 2.4.3.4 Erros de Origem Cibernética

No atual conjunto de publicações relacionadas às *smart grids*, encontra-se uma grande quantidade inserida nas questões de segurança cibernética. Isto se justifica em detrimento da inserção de erros originados de ataques cibernéticos, devido a uma rede inclusa aos meios modernos de comunicação. Em Kiev, capital da Ucrânia, ocorreram dois ataques cibernéticos, um em 23 de setembro de 2015 e outro em 17 de dezembro de 2017, que repercutiram em apagões causados por um vírus chamado de “*Black Energy*” (G1, 2017).

Dentro dessa realidade, deve-se salientar que o estimador tem dificuldades em detectar alguns tipos de erros, especialmente os múltiplos, além de ser possível enganar um EE que emprega o WLS. Estes erros podem ser inseridos nas medidas, parâmetros e topologias, resultando em um estado inseguro de operação. Dessa maneira, a aliança entre o EE e os recursos das REI, mostra-se essencial para barrar esse tipo de problema.

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo, em primeiro momento, procurou introduzir as concepções básicas sobre a estrutura de cada setor constituinte do SEP, apresentando suas extensões e responsabilidades, contidas na cadeia de fornecimento de eletricidade. Após estas definições gerais, visou-se inserir a estimação de estados através de sua evolução histórica e métodos clássicos. A terceira parte apresentou o EE no ambiente dos SDEE, ressaltando-se sobre suas características, desafios e aplicações no setor. A quarta seção, tratou da orientação da técnica de estimação de estados dentro das REI, apresentando os conceitos sobre esta rede moderna em conjunto com o EE.

Este capítulo, forneceu a base teórica do EE e das etapas constituintes de seu processo, com foco no ambiente do presente trabalho, direcionado as *smart grids*. A obtenção da topologia, observabilidade, estimação de estados e processamento de erros, somados as informações adquiridas por *smart meters*, armazenadas e processadas, constituem os desafios desta dissertação, a qual tem como objetivo principal a detecção, identificação e classificação dos erros de medição em uma rede de distribuição real.

### 3 METODOLOGIA DE DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ERROS NAS MEDIDAS

Neste capítulo, procura-se apresentar, inicialmente, as etapas da metodologia proposta, as quais iram fornecer uma visão e entendimento geral de cada parte constituinte do trabalho e, ao mesmo tempo, de suas funções específicas. A formulação de cada etapa, abrange conceitos lapidados no capítulo 2, como a aquisição de informações por medidores inteligentes, armazenamento e processamento destas dentro do contexto de REI, além da associação de todas essas variáveis a rede em estudo.

Na sequência, desenvolve-se os conceitos teóricos dos métodos aplicados para detecção e identificação de erros na rede em estudo, definidos pelos métodos de Newton Raphson para o FP e do WLS para o EE, lembrando que outros métodos podem ser consultados no capítulo 5 do livro de ABUR e EXPÓSITO (2004). Após estas duas etapas, propõem-se uma técnica para classificação das medidas irregulares encontradas por meio de dois índices de desvio, os quais serão desenvolvidos para esta dissertação. Por fim, ilustra-se a implementação da metodologia para detecção e identificação de erros no *software DigSILENT PowerFactory*, o qual possui os métodos intrínsecos em sua plataforma.

#### 3.1 ETAPAS DA METODOLOGIA

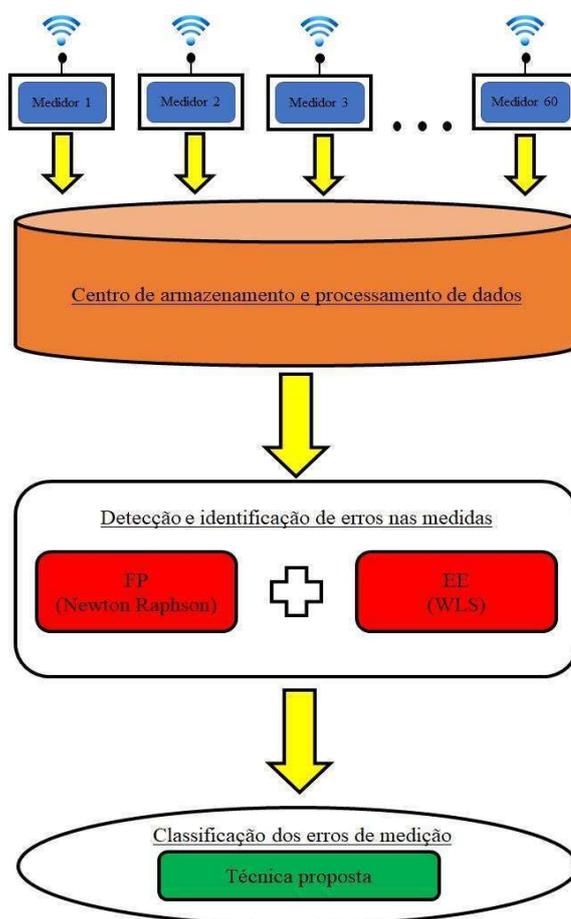
Em primeiro momento, deve-se salientar sobre a etapa de aquisição de dados pelos *smart meters*, a qual forma a base das informações a serem avaliadas ao longo de toda cadeia de análise, assim como tratado no capítulo 2. Uma estrutura de medição inteligente, além de possuir um canal de comunicação eficaz, deve estar sincronizada com uma central de armazenamento e processamento dos dados coletados, sendo esta correlação uma parte essencial em *smart grids*.

Após essas fases, pode-se associar as informações coletadas e filtradas em uma plataforma computacional para estudo, a qual será responsável pela representação física da rede em ambiente virtual. Neste cenário, será possível efetivar as simulações pretendidas, visando-se estabelecer critérios, parâmetros e configurações que atendam às necessidades impostas, delimitadas aos objetivos do trabalho.

Para o estudo em questão, parte-se do cálculo do FP e do EE para o ambiente implementado, com o intuito de detectar e identificar as medições com erros. Com os resultados gerados, aplica-se uma técnica proposta para classificação destas. A Figura 3.1 ilustra um

fluxograma resumindo as etapas da metodologia desenvolvida para este trabalho, as quais serviram como base para compreensão do objetivo principal e específicos da dissertação.

Figura 3.1 – Etapas da metodologia proposta para o trabalho.



Fonte: Autor.

Perante as etapas destacadas, visa-se integrar os recursos existentes na rede em estudo, com os medidores inteligentes, estrutura de armazenamento e processamento, além da implementação da metodologia em *software*. Esta estrutura tem como finalidade, contribuir para a detecção, identificação e classificação de erros em uma rede teste, em primeiro momento, a fim de se expandir e melhorar a análise no campo de REI.

### 3.2 MÉTODO DE NEWTON RAPHSON

Como salientado nas seções anteriores, o FP é utilizado para obter uma previsão inicial dos parâmetros elétricos da rede, juntamente com dados históricos e previsões de carga, atuando diretamente na solução dos problemas do EE. Na literatura, podem ser encontrados métodos de FP como o de Newton Raphson, Gauss Seidel e Newton Raphson desacoplado rápido.

Dentre estes métodos, o de Newton Raphson é de grande utilidade e aplicação para resolver sistemas algébricos não-lineares, incluindo-se neste grupo a resolução do problema de estimação de estados representado pela minimização de uma função não-linear. Esta solução, recai em um sistema sobre determinado, o qual pode ser solucionado pelo método dos mínimos quadrados ponderados (ASADA, 2004).

Neste item, visa-se apresentar a formulação básica do FP pelo método de Newton Raphson, tomando-se como referência a descrição de MONTICELLI (1999), para, posteriormente, introduzir a técnica de estimação de estados associada ao método WLS. Assim, tratando-se da modelagem inicial do EE pelas medidas coletadas, apresenta-se a Equação (3.1), definida por um modelo de medição não-linear:

$$z = h(x) + e \quad (3.1)$$

onde  $z$  é o vetor de medidas com dimensão  $m$ ,  $x$  é definido pelo vetor de variáveis de estado de dimensão  $n$  (sendo  $n < m$ ),  $h(\cdot)$  é a função vetorial não-linear que associa as medidas com os estados e, por fim, a variável  $e$  define o vetor de medidas com erros, o qual possui média zero com matriz de covariância denotada por  $R_z$ .

Desta forma, o problema do EE, representado pela minimização do erro ponderado quadrático, pode ser formulado na Equação (3.2):

$$J(x) = [z - h(x)]' R_z^{-1} [z - h(x)] \quad (3.2)$$

rearranjando-se as variáveis da Equação (3.2), obtém-se a Equação (3.3), na qual o método de Newton Raphson aplicada as condições de otimização diretamente:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.3)$$

sendo que  $\sigma_i^2$  é o elemento  $(i, i)$  da matriz de covariância de erro de medição  $R_z$ . Seguindo-se o processo estabelecido por este método, atribui-se a condição ideal de primeira ordem neste modelo, por meio da Equação (3.4):

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = - \sum_{i=1}^m \left( \frac{z_i - h_i(x)}{\sigma_i} \right) \frac{\partial h_i(x)}{\partial x} = 0 \quad (3.4)$$

onde a derivada de primeira ordem procura determinar as raízes da função não-linear. Assim, emprega-se a expansão de Taylor para aproximar a função gradiente, resultando-se na Equação (3.5):

$$g(x + \Delta x) \cong g(x) + G(x)\Delta x \quad (3.5)$$

que possui  $G(x)$  como matriz Hessiana de  $J(x)$ , definindo-se a Equação (3.6):

$$G(x) = \frac{\partial g(x)}{\partial x} = \frac{\partial^2 J(x)}{\partial x^2} = \sum_{i=1}^m \sigma_i^{-1} \frac{\partial h_i(x)}{\partial x} \left( \frac{\partial h_i(x)}{\partial x} \right)' - \sum_{i=1}^m \sigma_i^{-1} \Delta z \frac{\partial^2 h_i(x)}{\partial x^2} \quad (3.6)$$

A solução por este método de FP para a função não-linear quadrática, pode ser expressa pela Equação (3.7):

$$\Delta x = G^{-1}(x) H'(x) R_z^{-1} \Delta z(x) \quad (3.7)$$

onde  $H(x)$  é a matriz Jacobiana de  $g(x)$ , descrevendo-se a Equação (3.8):

$$\sum_{i=1}^m \sigma_i^{-1} \frac{\partial h_i(x)}{\partial x} \left( \frac{\partial h_i(x)}{\partial x} \right)' = H'(x) R_z^{-1} H(x) \quad (3.8)$$

logo, efetua-se a correção do vetor de estados pela Equação (3.9):

$$\Delta x = \left( H'(x) R_z^{-1} H(x) - \sum_{i=1}^m \sigma_i^{-1} \Delta z_i \frac{\partial^2 h_i(x)}{\partial x^2} \right)^{-1} H'(x) R_z^{-1} \Delta z \quad (3.9)$$

Por conseguinte, conforme descrito matematicamente por determinados autores (MONTICELLI, 1999; ABUR; EXPÓSITO, 2004), o processo iterativo pode ser resumido na Equação (3.10):

$$\begin{aligned} \left( H'(x^k) R_z^{-1} H(x^k) \right) \Delta \hat{x}^k &= H'(x^k) R_z^{-1} \Delta z(x^k) \\ \hat{x}^{k+1} &= \hat{x}^k + \Delta \hat{x}^k \end{aligned} \quad (3.10)$$

tendo  $k$  como o índice de iteração e  $\hat{x}$  como vetor de estados estimados.

### 3.3 MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS

Como mencionado nos trabalhos relacionados, o método WLS é apresentado como o mais difundido, além de participar ativamente no atual contexto das REI. No âmbito de detecção e identificação de erros nas medidas, este método se baseia no processamento do vetor de resíduos  $r$ , sendo o mesmo descrito na Equação (3.11) (PAIVA, 2010).

$$r = z - h(x) \quad (3.11)$$

Partindo-se da seção anterior, perante a formulação do método de Newton Raphson para o FP e resolução do problema de não-linearidade do EE, procura-se empregar o embasamento teórico do método dos mínimos quadrados ponderados desenvolvido por (MONTICELLI, 1999; ABUR; EXPÓSITO, 2004; GÓMEZ-EXPÓSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2009; PAIVA, 2010; BRAUNSTEIN, 2016).

A análise do método WLS, tem início na Equação (3.1) que representa a relação do vetor de estados com o de medidas. No âmbito das medidas ruins, os erros são considerados variáveis aleatórias com probabilidade normal, representadas pela Equação (3.12):

$$f(e) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{\left(-\frac{e^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (3.12)$$

sendo que, efetuando-se algumas considerações estatísticas nos erros de medição, obtém-se:

- $e = N(0, R_z)$ ;
- $E(e_i) = 0$ ;
- $E[e_i e_j] = 0$ ;

onde  $E[.]$  é a função de valor esperado. Perante estas considerações, resulta-se na Equação (3.13):

$$Cov(e) = E[e \cdot e'] = R_z = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & \\ & \ddots & \\ & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

sendo a covariância do conjunto de erros  $Cov(e)$  igual a  $R_z$ .

O WLS tem como objetivo definir  $h(x)$  para que o somatório dos quadrados dos resíduos  $r$  nos  $nm$  pontos seja mínimo, conforme a Equação (3.14):

$$\sum_{i=1}^{nm} [z(x_i) - h(x_i)]^2 = \sum_{i=1}^{nm} r_i^2 = \sum_{i=1}^{nm} r' r \quad (3.14)$$

em que a aplicação no EE, passa a ter a forma da Equação (3.3).

Para a minimização da Equação (3.3), as condições de otimização de primeira ordem devem ser atendidas, conforme a Equação (3.15), considerando-se  $W = R_z^{-1}$ :

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \rightarrow H'(x)W[z - h(x)] = 0 \quad (3.15)$$

onde  $H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$ .

Conforme estabelecido para o FP, para se obter o vetor  $\hat{x}$ , satisfazendo a Equação (3.15), aplica-se o processo iterativo de Newton Raphson para convergir quadraticamente para a solução. Negligenciando-se os termos de derivada de segunda ordem de  $h(x)$ , a Equação (3.16) representa as n equações que devem ser resolvidas por iteração:

$$G(\hat{x}^k)\Delta\hat{x}^k = H'(\hat{x}^k)W[z - h(\hat{x}^k)] \quad (3.16)$$

sendo que  $\hat{x}^k$  denota o valor  $\hat{x}$  na  $k$ -ésima iteração, rerepresentando-se pela Equação (3.17):

$$G(\hat{x}^k) = H'(\hat{x}^k)WH(\hat{x}^k) \quad (3.17)$$

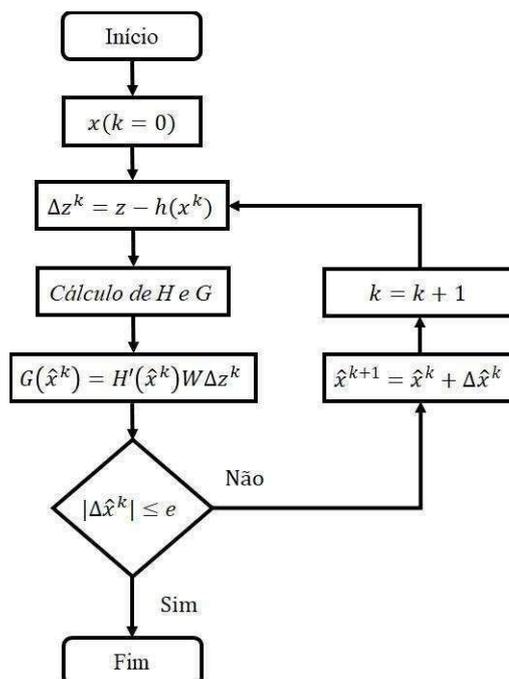
onde  $G(x)$  é a matriz de ganho. Na sequência, após resolver os sistemas de equações, o vetor de estados é atualizado e o processo é repetido conforme a Equação (3.10). Deve-se salientar que as iterações possuem como critério de parada a condição de convergência de

$$|\Delta\hat{x}^k| \leq e \quad (3.18)$$

definida pela tolerância pré-estabelecida ao erro na variável de estado. Esta tolerância costuma ser de  $10^{-3}$  a  $10^{-6}$  (pu) para tensão e  $10^{-3}$  a  $10^{-6}$  (rad) para ângulos de fase (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Um resumo do método WLS, conforme desenvolvido por GÓMEZ-EXPÓSITO, CONEJO e CAÑIZARES (2009) é descrito abaixo e ilustrado na Figura 3.2:

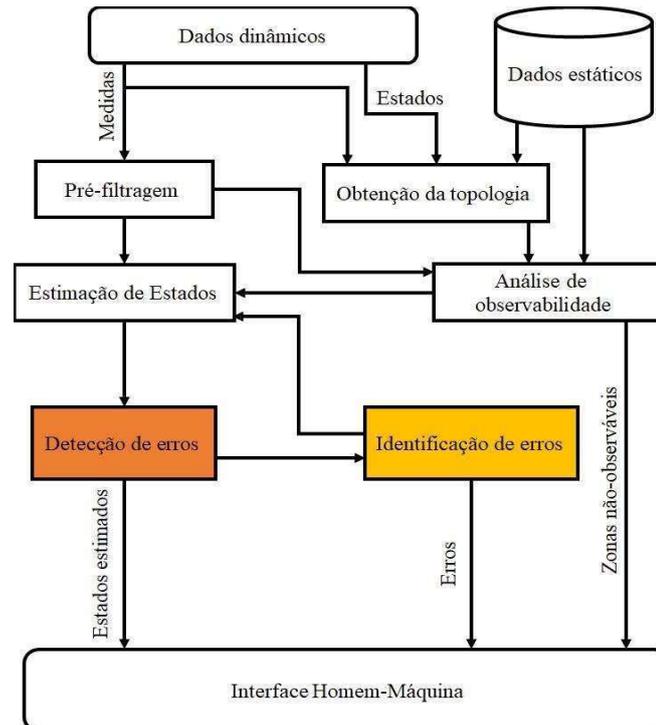
- 1º) Inicialização do vetor de estados com  $x = x^0$  e  $k = 0$ ;
- 2º) Cálculo dos resíduos de medição  $\Delta z^k = z - h(x^k)$ ;
- 3º) Obter  $H$  e  $G = H'WH$ ;
- 4º) Resolver  $G(\hat{x}^k) = H'(\hat{x}^k)W\Delta z^k$ , beneficiando-se da estrutura esparsa das matrizes  $H$  e  $G$ . A solução envolve o método de decomposição de Cholesky da matriz de ganho  $G = U'U$ , sendo  $U$  uma matriz triangular superior, além do subsequente processo de avanço/eliminação;
- 5º) Se  $|\Delta\hat{x}^k| \leq e$  o processo termina, caso contrário se retorna ao 2º passo, realizando-se a atualização de  $\hat{x}^{k+1} = \hat{x}^k + \Delta\hat{x}^k$  e do contador de iterações  $k = k + 1$ .

Figura 3.2 – Fluxograma resumido do método WLS.



Perante o desenvolvimento dos métodos adotados para o FP e EE, verifica-se que ambos atuam em conjunto pela complementação matemática dentro do processo iterativo. Na análise dos resíduos das medidas com erros, os métodos abordados utilizam das funções de detecção e identificação de irregularidades, aplicando-se as mesmas diretamente na estrutura de estimação de estados, conforme ilustra a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Destaque dos blocos de detecção e identificação de erros na estrutura do EE.



Fonte: Adaptado de (GÓMEZ-EXPÓSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2009).

### 3.4 TÉCNICA PROPOSTA PARA CLASSIFICAÇÃO DOS ERROS

A partir das irregularidades encontradas pela aplicação dos métodos do FP e EE, procura-se classificar os erros em suas possíveis causas. A técnica proposta para este trabalho, leva em consideração a análise dos desvios de P e Q, definidos pelo cálculo do erro relativo ( $\varepsilon$ ), descrito na Equação (3.19):

$$\varepsilon = \frac{|Valor\ calculado - Valor\ do\ medidor|}{|Valor\ calculado|} \cdot 100 \quad (3.19)$$

A técnica propõe a análise de desvios em horários diferentes em um mesmo dia, atribuindo-se possibilidades para cada hora. Em cada momento analisado, os possíveis erros serão atribuídos a grupos, os quais contêm sugestões dos fatores que causaram os desvios encontrados.

Assim, tratando-se dos medidores na BT, o grupo 1 é associado a pequenos desvios que estão relacionados a erros inerentes nas medições, o grupo 2 trata de outros tipos de erros identificados, os quais necessitam do envio de uma equipe de campo para avaliação prévia, o grupo 3 leva em consideração valores elevados em que o medidor não gerou resultados e o grupo 4 é atribuído a desvios elevados, causados pela indicação de sinal negativo nos medidores. Já para os medidores na MT, o grupo 5 indica desvios na parte reativa de equipamentos, como um BC, o grupo 6, assim como no grupo 2, trata de erros em que não foi possível classificá-los perante os dados coletados remotamente, porém pelas medidas na MT e, por fim, o grupo 7 está relacionado a erros elevados, os quais são resultantes da configuração estrutural. A Tabela 3.1 apresenta as possíveis causas das irregularidades por grupo.

Tabela 3.1 – Relação do tipo de medidor, grupo e possíveis origens dos erros.

Tipo de medidor	Grupo	Possíveis origens dos erros
BT	1	Ruídos, interferências ou má calibração de equipamentos.
	2	Erros não classificados remotamente pelos medidores.
	3	Medidor inativo ou defeituoso.
	4	Transformador de corrente invertido ou instalação irregular dos dispositivos.
MT	5	Relacionados a problemas na potência reativa em equipamentos especiais.
	6	Erros em que não foi possível classificá-los remotamente.
	7	Erros em parâmetros ou na topologia da rede.

Fonte: Autor.

Para classificação dos erros detectados e identificados nos grupos destacados, visou-se estabelecer dois índices, os quais serão responsáveis por apontar a maior probabilidade dos erros na rede. Para os grupos 1, 2, 3 e 4, será desenvolvido um Índice de Desvio Individual do Medidor (IDIM), enquanto para o grupo 5, 6 e 7, os erros serão descritos pelo Índice de Desvio Global da Rede (IDGR).

**Índice de Desvio Individual do Medidor:** É definido pela normalização do erro relativo, em relação ao maior erro encontrado dentre os medidores na BT, dado em porcentagem, conforme a Equação (3.20):

$$IDIM = \frac{\text{Erro relativo}_{BT}}{\text{Maior erro relativo}_{BT}} \cdot 100 \quad (3.20)$$

**Índice de Desvio Global da Rede:** Este índice, dado em porcentagem, procura analisar grande parte da rede por meio de medidores na MT, definidos por medidores de meio de linha, os quais levam em consideração várias cargas associadas. Desta forma, emprega-se, diretamente, o cálculo do erro relativo, como descrito pela Equação (3.21):

$$IDGR = \frac{|\sum_{i=0}^n \text{Valores calculados}_{MT} - \sum_{i=0}^n \text{Valores medidos}_{MT}|}{|\sum_{i=0}^n \text{Valores calculados}_{MT}|} \cdot 100 \quad (3.21)$$

Após a classificação dos erros encontrados para cada hora, dentro de cada grupo de possibilidades, procura-se efetuar o cálculo do desvio padrão ( $\sigma$ ) para validar o IDIM e IDGR encontrados no dia avaliado. Este procedimento foi determinado, com o intuito de que caso o valor do desvio padrão seja elevado, os fatores que causam os erros nos medidores podem não serem os mesmos para todas as horas e o grupo de classificação mudar ou ser indeterminado.

Deve-se salientar que não existe uma comprovação teórico matemática que justifique os índices descritos, sendo eles desenvolvidos especificadamente para esta aplicação. Logo, com estas variáveis, objetiva-se associar possíveis causas as anomalias encontradas pelo EE.

Para classificação dos erros encontrados em cada um dos grupos, os quais serão associados aos valores encontrados pelos índices propostos, procurou-se definir intervalos em porcentagem, apresentados na Tabela 3.2. Assim, salienta-se que o embasamento teórico em que os intervalos se sustentam, foram estabelecidos perante observações diretas dos resultados alcançados pelas medidas.

Tabela 3.2 – Intervalo de classificação por grupo e índice de análise.

Grupo	Intervalo (%)	Índice de análise
1	1 - 10	IDIM de P e/ou Q
2	10 - 49	IDIM de P e/ou Q
3	49 - 51	IDIM de P e/ou Q
4	51 - 100	IDIM de P e/ou Q
5	40 - 100	IDGR de Q
6	5 - 40	IDGR de P e/ou Q
7	50 - 100	IDGR de P e Q

Fonte: Autor.

### 3.5 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA

Existem várias ferramentas computacionais disponíveis para implementação de SDEE e direcionadas a estimação de estados, as quais possuem cada qual suas peculiaridades. Para este trabalho, selecionou-se o *software DigSILENT PowerFactory*, uma plataforma reconhecida dentro de trabalhos na literatura por sua vasta gama de aplicações, contemplando múltiplos recursos, dentre os quais se encontram o FP e EE.

### 3.5.1 DigSILENT Power Factory

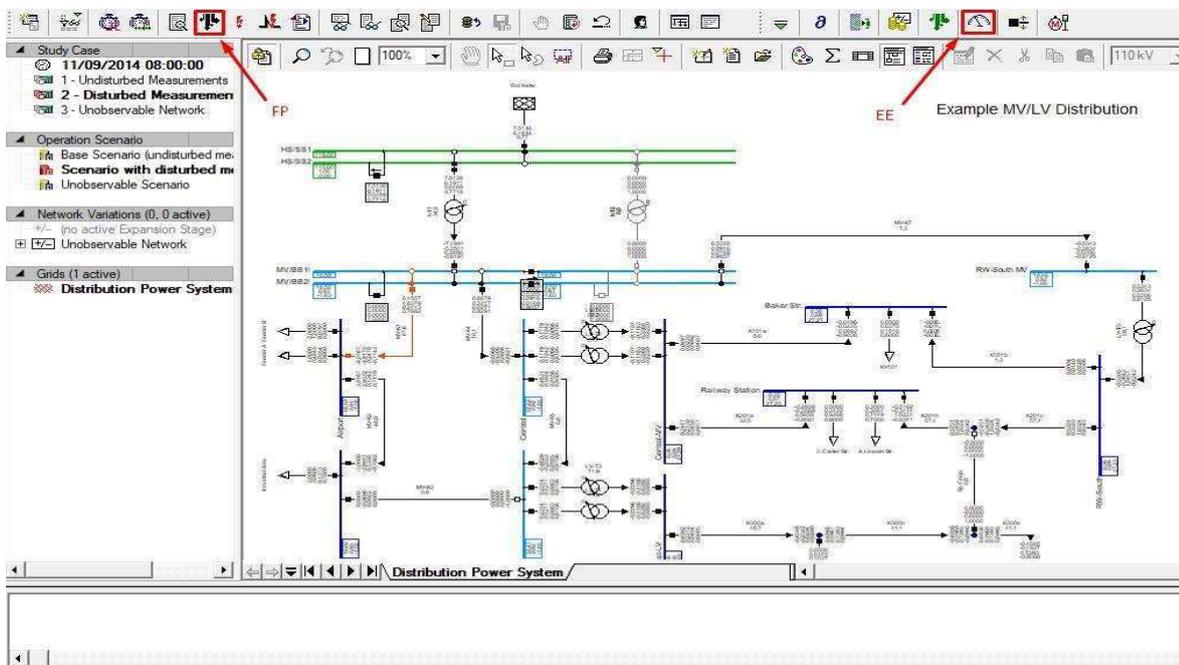
Este programa de cálculo é uma plataforma de engenharia auxiliada por computador para análise de sistemas de transmissão, distribuição e industrial, por meio de um pacote avançado de *software* integrado e iterativo, visando o melhor resultado dentro do planejamento e otimização operacional. Sua sigla é um acrônimo para “*Digital Digitalization of Electrical NeTworks*”, sendo o primeiro programa de análise de sistemas de energia do mundo com uma interface gráfica de linha única integrada (GMBH DIGSILENT, 2020).

Esta plataforma compreende uma lista extensa de funções de simulação, abrangendo:

- Análise de FP, curto-circuito, harmônicos, contingência, reabilitação e proteção;
- Identificação de parâmetros do modelo;
- Otimização de SDEE;
- Redução de rede;
- Estimativa de estados.

Dentre todas as funções apresentadas, tem-se como foco deste trabalho o FP e EE, os quais apresentam um grau elevado de exatidão. Na Figura 3.4 é ilustrado o painel inicial do programa com destaque para as ferramentas a serem utilizadas.

Figura 3.4 – Interface do *DigSILENT Power Factory* com destaque para o FP e EE.



Fonte: Autor.

Antes de comentar sobre o FP e EE, busca-se salientar sobre a implementação da rede dentro da plataforma. Para a inserção dos barramentos de BT e MT, configurou-se os limites

destes conforme o Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica) do PRODIST, os quais são descritos na Tabela 3.3 e atribuídos no programa perante as Figuras 3.5 e 3.6.

Tabela 3.3 – Faixas de tensão adequadas em regime permanente.

Tensão de atendimento	Intervalo adequado (pu)
BT (380V)	$0,92 \leq \text{Tensão medida} \leq 1,05$
MT (13,80 kV)	$0,93 \leq \text{Tensão medida} \leq 1,05$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018).

Figura 3.5 – Definição dos limites de tensão nos barramentos de BT.

The screenshot shows a software window with a sidebar on the left containing various analysis options like 'Basic Data', 'Load Flow', 'VDE/IEC Short-Circuit', etc. The main area is divided into sections: 'Voltage Control', 'Steady State Voltage Limits', and 'Voltage Step Change Limits'. The 'Steady State Voltage Limits' section is highlighted with a red box and contains the following values:

Parameter	Value	Unit
Max. Voltage	1.05	p.u.
Min. Voltage	0.92	p.u.

The 'Voltage Control' section shows a Target Voltage of 0.38 kV. Other parameters include Delta V max (5%), Delta V min (-5%), and Priority (-1). The 'Voltage Step Change Limits' section shows n-1 (6%), n-2 (12%), and Busbar Fault (12%).

Fonte: Autor.

Figura 3.6 – Definição dos limites de tensão nos barramentos de MT.

The screenshot shows the same software window as Figure 3.5, but with the 'Target Voltage' set to 13.8 kV. The 'Steady State Voltage Limits' section is highlighted with a red box and contains the following values:

Parameter	Value	Unit
Max. Voltage	1.05	p.u.
Min. Voltage	0.93	p.u.

The 'Voltage Control' section shows a Target Voltage of 13.8 kV. Other parameters are the same as in Figure 3.5.

Fonte: Autor.

Para as Resistências (R) e Reatâncias (X) de sequência positiva e zero, necessitou-se adequar os valores para a temperatura de 20°C, conforme o programa. Na Figura 3.7, visualiza-se a aba de inserção dos dados em um trecho de rede, sendo que os cabos empregados, seus parâmetros e valores por trecho, podem ser consultados nos Apêndices A.1, A.2 e A.3, respectivamente. As cargas foram configuradas pela P, Q e tensão, conforme a Figura 3.8.

Figura 3.7 – Inserção dos parâmetros de um trecho de rede.

The screenshot shows the 'Basic Data' tab of a software interface. The 'Name' field is 'Linha\_B22 - B24'. The 'Type' is 'Equipment Type Library\Linha\_B22 - B24'. The 'Terminal i' is 'Grid\Barra 24 - MT\Cub\_4' and 'Terminal j' is 'Grid\Barra 22 - MT\Cub\_2'. The 'Zone' and 'Area' are both set to 'Terminal i'. A 'Resulting Values' box is highlighted, containing the following data:

Resulting Values	
Rated Current (act.)	0,159 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,00996243 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	17,52557 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,0095 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,003 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,0269 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,0135 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0,0239023 A
Earth Factor, Magnitude	0,6799763
Earth Factor, Angle	13,58324 deg

Fonte: Autor.

Figura 3.8 – Atribuição das cargas.

The screenshot shows the 'Load Flow' tab of a software interface. The 'General' sub-tab is active. The 'Input Mode' is 'P, Q' and 'Balanced/Unbalanced' is 'Balanced'. The 'Operating Point' table is highlighted, showing the following data:

Operating Point		Actual Values
Active Power	54,0925 kW	54,0925 kW
Reactive Power	0,237 kvar	0,237 kvar
Voltage	1, p.u.	
Scaling Factor	1,	1,

Additional options include 'Adjusted by Load Scaling' (checked) and 'Zone Scaling Factor: 1,'.

Fonte: Autor.

Um exemplo da configuração dos parâmetros associados aos transformadores e aos bancos de capacitores, podem ser visualizados nas Figura 3.9 e 3.10, respectivamente. As cargas associadas aos transformadores e a potência dos bancos de capacitores, podem ser consultadas no Apêndice A.4.

Figura 3.9 – Parâmetros de um transformador.

The screenshot shows the configuration window for a transformer. The left sidebar lists various simulation and analysis options. The main area is divided into several sections:
 

- Name:** 0.225 MVA 13.8/0.38 kV WEG
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:** 0.225 MVA
- Nominal Frequency:** 60 Hz
- Rated Voltage:** HV-Side: 13.8 kV, LV-Side: 0.38 kV
- Vector Group:** HV-Side: D, LV-Side: YN
- Phase Shift:** 1. \*30deg
- Name:** Dyn1
- Positive Sequence Impedance:** (arrow pointing right)
- Short-Circuit Voltage uk:** 3.5 %
- Copper Losses:** 2.7 kW
- Zero Sequence Impedance:** (arrow pointing right)
- Short-Circuit Voltage uk0:** 3.5 %
- SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r:** 1.2 %

Fonte: Autor.

Figura 3.10 – Parâmetros de um BC.

The screenshot shows the configuration window for a capacitor bank. The left sidebar is the same as in Figure 3.9. The main area is divided into several sections:
 

- Name:** Banco de Capacitor 1
- Terminal:** Grid\Barra 136 - MT\Cub\_3
- Zone:** ...
- Area:** ...
- Out of Service
- System Type:** AC
- Technology:** 3PH-Y\*
- Nominal Voltage:** 13.8 kV
- Shunt Type:** C
- Input Mode:** Default
- Controller:**
  - Max. No. of Steps: 1
  - Act. No. of Step: 1
  - Max. Rated Reactive Power: 0.3 Mvar
  - Actual Reactive Power: 0.3 Mvar
- According to Measurement Report
- Design Parameter (per Step):**
  - Rated Reactive Power, C: 0.3 Mvar
  - Loss Factor, tan(delta): 0.
- Layout Parameter (per Step):**
  - Susceptance: 1575.299 uS
  - Parallel Conductance: 0 uS

Fonte: Autor.

A configuração dos medidores é realizada diante dos valores coletados pelos *smart meters* e inseridos, diretamente, na plataforma. A configuração dos medidores de P e Q, pode ser consultada nas Figuras 3.11 e 3.12, respectivamente.

Figura 3.11 – Inserção dos valores medidos para P.

The screenshot shows a configuration window for a meter named "Medidor 23 - P". The window is divided into several sections:

- Basic Data:** Name: Medidor 23 - P. Buttons for OK and Cancel are visible.
- Status:** Includes checkboxes for "Used as Pseudo-Measurement" and "Out of Service", both currently unchecked.
- Remote Measurement Point:** A dropdown menu with a right-pointing arrow and an ellipsis.
- Effective Meas. Element:** A dropdown menu showing "Grid\Matemática".
- Ratings:**
  - Power Rating: 0,1 MVA
  - Accuracy Class: 0,5 %
- Measurement:**
  - Active Power: 37,5765
  - Multiplicator: 0,001
  - Measurement Value: 0,0375765 MW
  - Calc. Active Power: 0, MW
  - Power Deviation (rated): -37,5765 %
  - Power Deviation (meas.): -100, %
  - Power Deviation (abs): -0,0375765 MW
  - Objective function: 0,
- Orientation:** Radio buttons for "Load" (selected) and "Generator".

Fonte: Autor.

Figura 3.12 – Inserção dos valores medidos para Q.

The screenshot shows a configuration window for a meter named "Medidor 23 - Q". The window is divided into several sections:

- Basic Data:** Name: Medidor 23 - Q. Buttons for OK and Cancel are visible.
- Status:** Includes checkboxes for "Used as Pseudo-Measurement" and "Out of Service", both currently unchecked.
- Remote Measurement Point:** A dropdown menu with a right-pointing arrow and an ellipsis.
- Effective Meas. Element:** A dropdown menu showing "Grid\Matemática".
- Ratings:**
  - Power Rating: 0,1 MVA
  - Accuracy Class: 0,5 %
- Measurement:**
  - Reactive Power: 4,722
  - Multiplicator: 0,001
  - Measurement Value: 0,004722 Mvar
  - Calc. React. Power: 0, Mvar
  - Power Deviation (rated): -4,722 %
  - Power Deviation (meas.): -100, %
  - Power Deviation (abs): -0,004722 Mvar
  - Objective function: 0,
- Orientation:** Radio buttons for "Load" (selected) and "Generator".

Fonte: Autor.

Deve-se salientar que, embora as variáveis a serem utilizadas para classificar os erros sejam a P e Q, empregou-se medidores de tensão (Figura 3.13) para verificar o comportamento

desta em relação aos limites estabelecidos. Assim, quando os erros apontados indicarem uma ou mais variáveis medidas, contabiliza-se como um único erro, o erro do medidor.

Figura 3.13 – Inserção dos valores medidos para tensão.

The screenshot shows a software dialog box titled 'Basic Data' for a meter named 'Medidor 23 - V'. The dialog is organized into several sections:

- Name:** Medidor 23 - V
- Status:** Includes a checkbox for 'Out of Service'.
- Remote Measurement Point:** A dropdown menu with a right-pointing arrow and an ellipsis.
- Effective Meas. Element:** A dropdown menu showing 'Grid\Matemática'.
- Ratings:** Includes a field for 'Accuracy Class' set to '5, %'.
- Measurement:** A section containing:
  - Measured Voltage:** 380,9351
  - Multiplicator:** 0,001
  - Measurement Value:** 0,3809351 kV
  - Calc. Voltage:** 0, kV
  - Voltage Deviation:** 0, %
  - Objective function:** 0,

Buttons for 'OK' and 'Cancel' are located in the top right corner.

Fonte: Autor.

Deve-se salientar que os medidores empregados possuem classe de precisão C, ou seja, os limites de erro percentual para os medidores de energia ativa e reativa são de  $\pm 0,5\%$ , conforme ABNT NBR 14519 (2011). Após a definição dos parâmetros das barras, linhas, cargas, transformadores, bancos de capacitores e medidores, procura-se dar prosseguimento ao FP perante a determinação dos controles de simulação, como é demonstrado na Figura 3.14.

Figura 3.14 – Configurações do FP.

The screenshot shows a software dialog box titled 'Basic Options' for the simulation. The dialog is organized into several sections:

- Calculation Method:** Radio buttons for 'AC Load Flow, balanced, positive sequence' (selected), 'AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)', and 'DC Load Flow (linear)'. A checkbox for 'Consider Availability Factors' is also present.
- Reactive Power Control:** Includes checkboxes for 'Automatic Tap Adjust of Transformers', 'Automatic Shunt Adjustment', 'Consider Reactive Power Limits', and 'Consider Reactive Power Limits Scaling Factor' (checked).
- Temperature Dependency: Line/Cable Resistances:** Radio buttons for '...at 20°C' (selected) and '...at Maximum Operational Temperature'.
- Load Options:** Includes checkboxes for 'Consider Voltage Dependency of Loads', 'Feeder Load Scaling', and 'Consider Coincidence of Low-Voltage Loads'.
- Scaling Factor for:** A field for 'Night Storage Heaters' set to '100, %'.

Buttons for 'Execute', 'Close', and 'Cancel' are located in the top right corner.

Fonte: Autor.

Neste trabalho, optou-se por simular a rede balanceada e com cargas equilibradas, pois, em primeiro momento, mostrou-se mais adequado para o presente estudo. Assim, deve-se

salientar que o método de Newton Raphson apresentado é o mesmo utilizado pelo *software* para a simulação do FP, determinando os fluxos de P e Q para todas as ramificações, além da magnitude e fase da tensão para os nós.

Logo após a obtenção dos valores calculados pelo FP, busca-se rodar o EE na plataforma, o qual irá detectar e identificar as medidas irregulares, levando-se em consideração o equacionamento apresentado nesse capítulo. Porém, deve-se salientar que antes do processo de estimação em si, o algoritmo passa por componentes independentes, os quais podem ser encontrados no GMBH DIGSILENT (2015) e definidos, resumidamente, pelas etapas de:

- **Pré-processamento:** Ajusta todas as posições dos disjuntores e comutadores, mediante a observação dos sinais das medidas;
- **Verificação de Plausibilidade:** Detecta e separa todas as medições com erros aparentes, em segundo momento, perante o fornecimento de vários critérios específicos contidos no algoritmo;
- **Análise de Observabilidade:** Verifica se as medidas disponíveis fornecem informações suficientes para rodar o EE, sendo que o número de medidas deve ser superior ao número de variáveis a serem estimadas. Além disso, busca criar pseudo-medidas internas para alcançar a observabilidade caso necessário;
- **Estimativa de Estado:** Analisa os estados de toda rede por meio de uma otimização em *loop* com a análise de observabilidade, procurando detectar e identificar os erros em cada iteração.

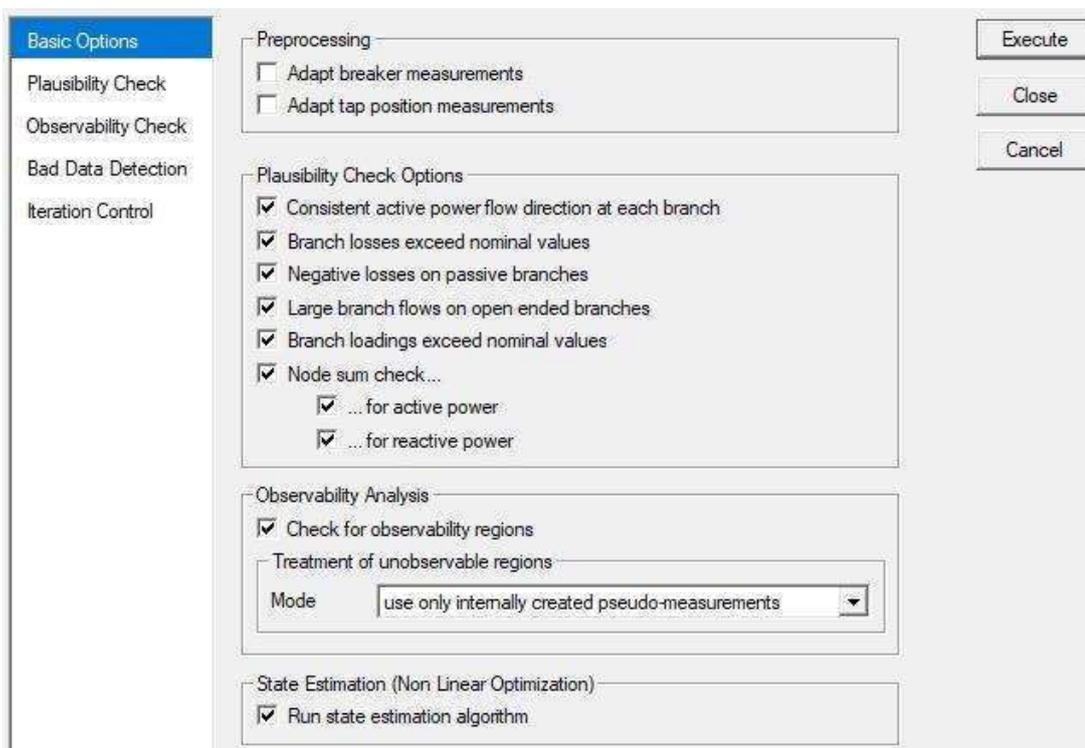
Os estados que podem ser estimados, variam mediante as medidas fornecidas em diferentes elementos da rede, sendo que para este trabalho serão estimadas as medidas de P e Q para as cargas. Além disso, a estimação de estados é representada matematicamente no algoritmo WLS, contido no programa, por uma função objetivo que busca a minimização da soma quadrada ponderada de todos os desvios entre os fluxos de ramificação calculados ( $V_{calc}$ ) e medidos ( $V_{med}$ ), além das tensões de barramento, sendo a função expressa na Equação (3.22)(GMBH DIGSILENT, 2015):

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \left( \sigma_i^{-1} \frac{V_{calc_i} - V_{med_i}}{Taxa_{\%}} \right)^2 \quad (3.22)$$

sendo:  $\sigma_i^{-1} = \frac{precisão}{100}$ .

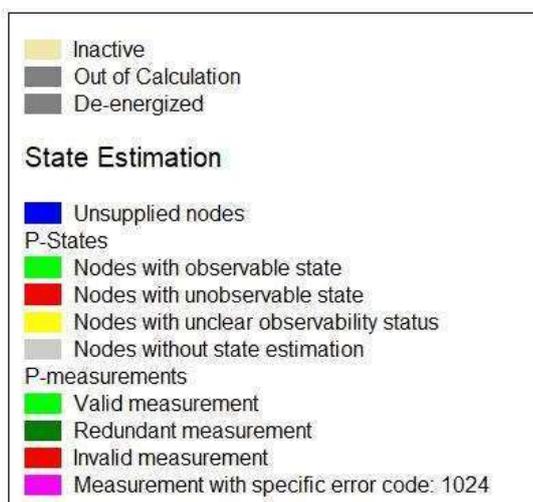
Por fim, a Figura 3.15 apresenta o quadro de opções para rodar o EE, no qual é possível visualizar os componentes independentes que precedem a estimação. Enquanto isso, a Figura 3.16 apresenta a legenda de cores dos resultados após o processo de estimação.

Figura 3.15 – Configurações do EE.



Fonte: Autor.

Figura 3.16 – Legenda de cores dos resultados do EE.



Fonte: Autor.

### 3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo, apresentou as etapas da metodologia desenvolvida para o trabalho, formada pelos métodos a serem aplicados, implementação dentro da ferramenta computacional escolhida para análise da rede em estudo e a proposta de dois índices para classificação dos erros. Desta maneira, visa-se apresentar uma visão geral das etapas, desde a obtenção das

informações pelos *smart meters*, envio aos servidores responsáveis pelo armazenamento e processamento, até a fase de inserção das informações no programa e simulação.

Os métodos empregados para detecção e identificação dos erros na rede, foram ilustrados em seu âmbito teórico, com o intuito de frisar sobre os fundamentos básicos encontrados na literatura sobre o assunto. Logo, foram propostos os índices IDIM e IDGR para este estudo, visando classificar os erros encontrados em grupos, nos quais foram atribuídos possíveis origens dos erros encontrados.

## 4 ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo, apresenta-se a rede de distribuição da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), escolhida como cenário para o trabalho, abrangendo-se sua estrutura, a definição dos estudos de caso e aplicação da metodologia descrita no capítulo 3. No último item, compara-se os resultados obtidos para as simulações realizadas nos três casos, juntamente, com as classificações definidas, com o intuito de se confirmar ou reavaliar cada situação.

### 4.1 DESCRIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO

Como salientado no capítulo 3, as informações dos medidores formam o primeiro passo do trabalho, contando-se com a contribuição da startup FoxIoT, empresa contida na Incubadora Tecnológica de Santa Maria (ITSM), a qual forneceu as informações de 60 *smart meters* alocados na rede de distribuição da UFSM. Deve-se salientar que estes medidores estão acoplados no secundário dos transformadores de distribuição, sendo que ao total a rede conta com, aproximadamente, 112 transformadores. Os transformadores que não possuem estrutura de medição, serão de suma importância, pois participam ativamente do processo de FP, associando-se ao EE pela estimativa das grandezas em locais não monitorados.

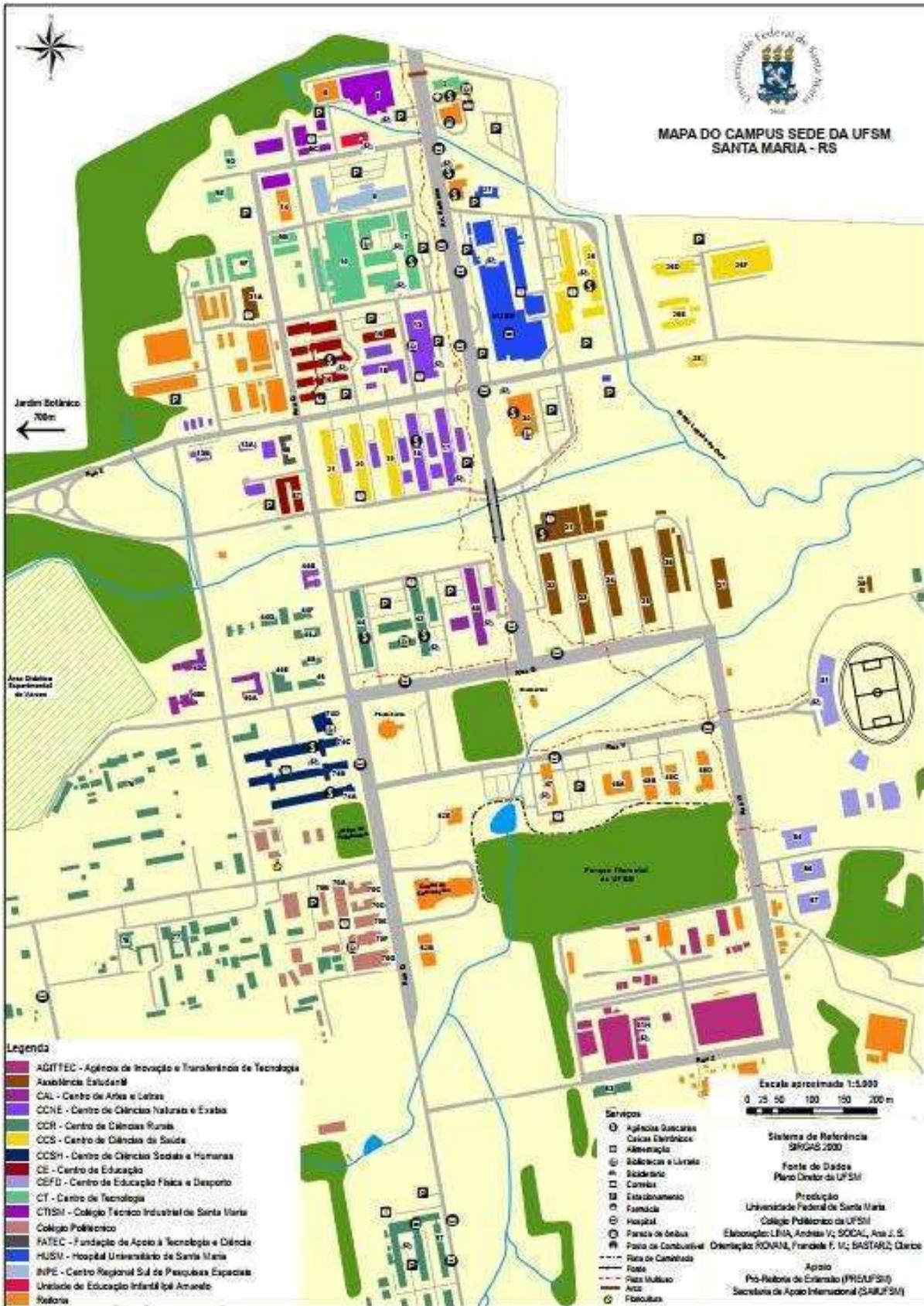
Desta forma, os medidores inteligentes enviam as medidas de P, Q, tensão, corrente, fator de potência, consumo de energia e frequência para três servidores, localizados no Centro de Processamento de Dados (CPD), no Instituto de Redes Inteligentes (INRI) e na unidade da startup contida na ITSM. Para uma melhor visualização da rede de distribuição e da disposição dos medidores, apresenta-se a legenda e o mapa cartográfico da UFSM nas Figuras 4.1 e 4.2, respectivamente, além da Tabela 4.1 com a numeração e local de cada medidor.

Figura 4.1 – Legenda do mapa cartográfico da UFSM.

2 – Incubadora Tecnológica	31A – Restaurante Universitário II (RU II)	48A – Centro de Processamento de Dados (CPD)
4 – Unidade de Educação Infantil Ipê Amarelo	32 a 36 - Casa do Estudante Universitário II (CEU II)	48B - Comissão Permanente do Vestibular (COPERVES)
5 - Colégio Técnico Industrial de Santa Maria (CTISM)	37 - Casa do Estudante Universitário III (CEU III)	48C - Unidade de Atenção à Saúde Ocupacional do Servidor da UFSM
5C – Laboratório do CTISM	38 - Casa do Estudante Indígena (CEU II)	48D - Pró-Reitoria de Graduação (PROGRAD)
6 – Imprensa Universitária	40 – Centro de Artes e Letras (CAL)	Pró-Reitoria de Assuntos Estudantis (PRAE)
7 – Centro de Tecnologia (CT)	40A – Curso de Letras (CAL)	51 – Centro de Educação Física e Desporto (CEFD)
8 – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)	40B – Curso de Música (CAL)	54 – Piscina Térmica (CEFD)
9B – Curso de Engenharia Química (CT)	40C – Curso de Dança (CAL)	56 – Pavilhão de Ginástica (CEFD)
9D – Laboratório de Motores (CT)	42 e 44 – Centro de Ciências Rurais (CCR)	57 – Pavilhão de Esportes (CEFD)
9E – Centro de Geração de Energia Distribuída (CT)	44C – Laboratório de Manejo Florestal e Dendrologia (CCR)	61H - Agência de Inovação e Transferência de Tecnologia (AGITTEC)
9F – Curso de Arquitetura (CT)	44E - Laboratórios de Tecnologia em Alimentos	62B - Casa da Comunicação
10 – Laboratórios do CT	44F - Núcleo de Estudos em Agricultura Familiar (NESAF)	62E – Espaço Multiuso
13, 17 e 18 – Centro de Ciências Naturais e Exatas (CCNE)	44G - Laboratório de Pragas, Pesticidas e Danos	63 – Laboratórios Rede Bio (CCR)
13A e 13B – Núcleo Ciência Viva (CCNE)	44J - Laboratórios de Geotecnologias	64A- Almoarifado Central
14 – Núcleo de Tecnologia Educacional (NTE)	46 - Núcleo Integrado de Desenvolvimento em Análises Laboratoriais (NIDAL)	67 - Núcleo de Apoio à Aprendizagem em Educação (ÂNIMA)
15 – Núcleo de Análises e Pesquisas Orgânicas (NAPO)	47 - Edifício da Administração Central (Reitoria)	68 – Sistema Imiga
16 – Centro de Educação (CE)	Gabinete do Reitor	70A ao 70C – Colégio Politécnico
19, 20, 21, 26 – Centro de Ciências da Saúde (CCS)	Pró-Reitoria de Administração (PRA)	74A ao 74D – Centro de Ciências Sociais e Humanas (CCSH)
26D - Cursos de Fisioterapia e Farmácia (CCS)	Pró-Reitoria de Extensão (PRE)	76 - Laboratório de Sementes e Viveiro Florestal
26E - Curso de Fonoaudiologia (CCS)	Pró-Reitoria de Gestão de Pessoas (PROGEP)	77 - Departamento de Fitotecnia e Laboratórios (CCR)
26F - Curso de Odontologia (CCS)	Pró-Reitoria de Infraestrutura (PROINFRA)	78 – Departamento de Zootecnia e Laboratórios (CCR)
27 – Turma do Ique (HUSM)	Pró-Reitoria de Planejamento (PROPLAN)	97 – Hospital Veterinário Universitário (HVU)
28 – Curso de Medicina (CCS)	Pró-Reitoria de Pós-graduação e Pesquisa (PRPGP)	
30 – Biblioteca Central (BC)	Secretaria de Apoio Internacional (SAI)	
31 – Restaurante Universitário I (RU I) e União Universitária		

Fonte: Adaptado de (UFSM, 2020).

Figura 4.2 – Mapa cartográfico da UFSM.



Fonte: Adaptado de (UFSM, 2020).

Tabela 4.1 – Localização dos medidores por carga.

(continua)

Nº do medidor	Carga
01	Curso de Dança
02	Casa do Estudante Universitário II – Prédio 38 (CEU II 38)
03	Laboratório de Análises Químicas
04	Colégio Politécnico
05	Geomática
06	Sistema de Irrigação
07	Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74B (CCSH 74B)
08	Núcleo de Análises e Pesquisas Orgânicas 2 (NAPO 2)
09	Departamento de Solos
10	Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74D (CCSH 74D)
11	Centro de Educação – Prédio 16B (CE 16B)
12	Dendrologia
13	Colégio Politécnico 2
14	Centro de Ciências Rurais – Prédio 43 (CCR 43)
15	Biotério
16	Engenharia Química
17	Colégio Técnico Industrial de Santa Maria (CTISM)
18	Curso de Música
19	Geração Distribuída – Prédio 09E (GD 09E)
20	Destilaria
21	Centro de Ciências Rurais – Prédio 44 (CCR 44)
22	Centro de Tecnologia - Anexo C (CT Anexo C)
23	Matemática
24	Centro de Artes e Letras – Prédio 40 (CAL 40)
25	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)
26	Terapia Ocupacional
27	Colégio Técnico Industrial de Santa Maria – Prédio 05D (CTISM 05D)
28	Tambo
29	Casa do Estudante Universitário II – Prédio 34 (CEU II 34)
30	Casa do Estudante Universitário II – Prédio 32 (CEU II 32)
31	Agência de Inovação e Transferência de Tecnologia (AGITTEC)
32	Centro de Processamento de Dados (CPD)
33	Fisiologia
34	Restaurante Universitário 1 (RU 1)
35	Fonoaudiologia
36	Almoxarifado
37	Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74C (CCSH 74C)
38	Hospital Veterinário
39	Casa do Estudante Universitário II – Prédio 35 (CEU II 35)
40	Casa do Estudante Universitário II – Prédio 33 (CEU II 33)
41	Laboratório de Hidráulica
42	Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74A (CCSH 74A)

Tabela 4.1 – Localização dos medidores por carga.

(conclusão)

Nº do medidor	Carga
43	Centro de Educação Física e Desporto – Piscinas (CEFD Piscinas)
44	Casa do Estudante Universitário III – Prédio 37 (CEU III 37)
45	Centro de Tecnologia (CT)
46	Centro de Educação Física e Desporto (CEFD)
47	Laboratório de Virologia
48	Centro de Ciências da Saúde (CCS)
49	Reitoria 1
50	Anfiteatro 1
51	Química
52	Laboratório do Centro de Tecnologia (Lab. CT)
53	Centro de Educação (CE)
54	Anfiteatro 2
55	Reitoria 2
56	Morfologia
57	Biblioteca Central
58	Odontologia
59	Centro de Ciências Rurais – Prédio 42 (CCR 42)
60	Gráfica

Fonte: Autor.

A rede da UFSM, implementada no *software DigSILENT PowerFactory*, é estruturada pelos componentes apresentados na Tabela 4.2. Esta, trata de sintetizar a quantidade de cargas, barramentos de BT e MT, transformadores, trechos de rede, medidores na BT e MT, além do número de bancos de capacitores.

Tabela 4.2 – Elementos constituintes da rede.

Componentes da rede	Quantidade
Cargas	112
Barramentos de BT	112
Barramentos de MT	150
Transformadores	112
Trechos de rede (Barra – Barra)	150
Medidores na BT	60
Medidores na MT	8
BC	2

Fonte: Autor.

Visando-se analisar o comportamento de várias cargas, simultaneamente, foram inseridos 8 medidores na MT, indicados como medidores de meio de linha, que serão

determinantes para o cálculo do IDGR, sendo que a numeração e os pontos de instalação são indicados na Tabela 4.3. O número elevado de medidores empregados na MT, justifica-se para caso de estudo, sendo que a rede possui, em si, uma quantidade menor.

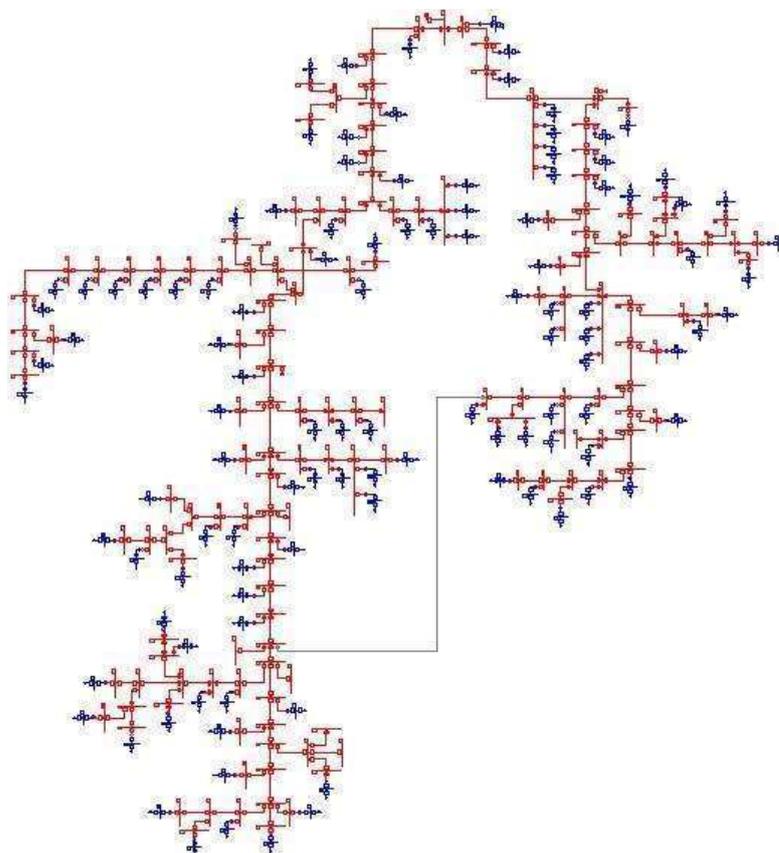
Tabela 4.3 – Número dos medidores e localização por barramento de MT.

Nº do medidor	Nº do barramento de MT
61	4
62	109
63	137
64	161
65	179
66	51
67	75
68	307

Fonte: Autor.

A representação do sistema de distribuição no *software* é ilustrada na Figura 4.3, sendo as linhas vermelhas em 13,8 kV e azuis em 380 V, onde se considerou todas as cargas trifásicas e equilibradas.

Figura 4.3 – Rede da UFSM implementada no *software DigSILENT PowerFactory*.



Fonte: Autor.

Os parâmetros utilizados na modelagem da rede, podem ser consultados no Apêndice A e subitens, além de uma visão detalhada das partes da rede nos Apêndices B e C, em seus subitens. A linha em cinza, interligando os ramos direito e esquerdo, representa um trecho de rede desligado.

## 4.2 DEFINIÇÃO DOS CASOS

A simulação da rede da UFSM será realizada para o dia 04/09/2019, uma quarta-feira de dia letivo normal, levando-se em consideração três horários distintos, os quais definem os três estudos de caso propostos. Os horários escolhidos foram 10, 15 e 20h, para os estudos de caso 1, 2 e 3, respectivamente.

A escolha para as simulações em um mesmo dia, foi realizada perante a observação dos dados obtidos pelos medidores, os quais não apresentaram grandes mudanças de um mês para o outro. Desta forma, para os objetivos desejados a serem alcançados para esta dissertação, o cenário de estudo definido é suficiente para avaliação.

## 4.3 ESTUDO DE CASO 1

Na análise efetuada às 10h, procurou-se desligar o BC número 1 da rede, localizado na barra 136 de MT (ramo esquerdo), visando-se observar alguma irregularidade pela omissão do equipamento. Assim, a Tabela 4.4 busca apresentar um resumo do relatório gerado para cada etapa no processo de estimação.

Tabela 4.4 – Relatório das etapas de estimação de estados para as 10h.

Componente	Quantidade
Erros na verificação de plausibilidade	0
Estados a estimar	80
Total de medidas	195
Medidas válidas	142
Medidas relevantes	123
Estados observáveis	70
Estados não-observáveis	10
Pseudo-medidas criadas internamente	10
Erros em medidores (P, Q e/ou V)	53

Fonte: Autor.

Os resultados referentes a P e Q, medido, calculado e o erro relativo, são apresentados na Tabela 4.5. Assim, na sequência, visualiza-se a Tabela 4.6 com os valores resultantes do cálculo do IDIM para cada medidor na BT, indicando os grupos em que se enquadram os erros.

Tabela 4.5 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 10h.

(continua)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\epsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\epsilon_Q$ (%)
01	0,16690	0,16986	1,74157	-0,43130	-0,43066	0,14926
02	2,74350	3,54400	22,58747	0,19650	0,25390	22,60732
03	9,97170	9,97190	0,00202	5,64500	5,64548	0,00843
04	0,00000	2,99900	100,00000	0,00000	2,53100	100,00000
05	0,73500	0,73803	0,41093	-0,82670	-0,82593	0,09350
06	0,00000	1,69950	100,00000	0,00000	0,94200	100,00000
07	7,40330	7,40602	0,03670	-1,02830	-1,02831	0,00097
08	0,98530	0,98629	0,09990	0,45000	0,45051	0,11316
09	10,64100	39,73160	73,21779	2,76900	10,33910	73,21817
10	1,81500	1,81792	0,16059	0,45560	0,45614	0,11740
11	3,12820	3,12945	0,03978	-2,64000	-2,63892	0,04105
12	0,00000	0,70930	100,00000	0,00000	0,79770	100,00000
13	0,19930	0,20229	1,47867	-1,05640	-1,05563	0,07252
14	0,00000	9,36410	100,00000	0,00000	6,34150	100,00000
15	73,18150	165,34899	55,74119	3,93920	8,90050	55,74181
16	0,00000	19,87330	100,00000	0,00000	12,47850	100,00000
17	0,00000	19,62690	100,00000	0,00000	12,32380	100,00000
18	0,00000	19,09580	100,00000	0,00000	11,99030	100,00000
19	3,69350	3,69380	0,00815	-0,46760	-0,46686	0,15911
20	13,35350	15,67500	14,81021	8,02060	9,41500	14,81041
21	39,16830	39,17116	0,00730	14,13170	14,13214	0,00308
22	0,00000	37,47880	100,00000	0,00000	4,70970	100,00000
23	37,57650	37,57667	0,00046	4,72200	4,72243	0,00900
24	19,88000	19,88288	0,01450	2,05800	2,05848	0,02340
25	-33,34090	33,85770	198,47361	31,29550	31,78050	1,52609
26	0,00000	9,04330	100,00000	0,00000	2,23120	100,00000
27	12,91110	12,91127	0,00135	-6,70260	-6,70215	0,00674
28	12,88950	13,61780	5,34814	3,14250	3,32010	5,34924
29	39,86840	39,86718	0,00307	1,77630	1,77662	0,01801
30	46,32380	46,32263	0,00252	5,27440	5,27487	0,00891
31	2,17500	2,17382	0,05410	-0,96500	-0,96063	0,45542
32	-11,23260	11,45730	198,03881	-58,34050	59,50730	198,03923
33	7,93710	7,93774	0,00812	6,40930	6,40892	0,00587
34	87,31950	87,31826	0,00142	13,66950	13,66980	0,00222
35	0,42000	0,42001	0,00162	-0,48000	-0,47956	0,09241
36	78,25310	125,95791	37,87361	8,01560	12,90210	37,87368
37	35,36210	35,36496	0,00808	5,02260	5,02298	0,00766
38	0,00000	8,20860	100,00000	0,00000	1,82690	100,00000
39	46,44630	82,63279	43,79193	8,63370	15,36020	43,79175
40	54,99160	54,99042	0,00215	6,38210	6,38254	0,00683
41	4,20000	4,20020	0,00479	0,72000	0,72050	0,06926
42	8,21470	8,21761	0,03544	-1,82820	-1,82768	0,02845

Tabela 4.5 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 10h.

(conclusão)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\varepsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\varepsilon_Q$ (%)
43	19,93710	19,93568	0,00710	12,51860	12,52232	0,02973
44	20,90840	20,90721	0,00570	3,94890	3,94930	0,01017
45	0,00000	54,09250	100,00000	0,00000	0,23700	100,00000
46	8,05170	8,05027	0,01777	4,39330	4,39303	0,00612
47	15,80790	15,81074	0,01798	9,64710	9,64750	0,00419
48	17,46300	17,46297	0,00018	7,32300	7,32338	0,00514
49	-32,22270	31,79550	201,34359	23,12450	22,81790	1,34368
50	3,42880	3,42741	0,04042	-1,48760	-1,48775	0,01008
51	83,38260	94,52240	11,78536	19,60260	22,22150	11,78543
52	38,54470	38,54469	0,00003	-0,81710	-0,81719	0,01147
53	29,69670	29,69760	0,00304	9,14830	9,14862	0,00355
54	0,00000	3,91000	100,00000	0,00000	1,94010	100,00000
55	0,00000	33,08400	100,00000	0,00000	1,44510	100,00000
56	84,27180	84,27258	0,00093	24,98470	24,98463	0,00026
57	0,00000	33,65460	100,00000	0,00000	1,47000	100,00000
58	87,27630	87,27609	0,00024	14,23160	14,23147	0,00095
59	33,76260	33,76529	0,00796	1,47470	1,47463	0,00473
60	3,50330	3,50330	0,00006	-0,76330	-0,76331	0,00162

Fonte: Autor.

Tabela 4.6 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 10h.

(continua)

Nº do medidor	$IDIM_P$ (%)	$IDIM_Q$ (%)	Grupo
01	0,86497	0,07537	-
02	11,21837	11,41558	2
03	0,00100	0,00426	-
04	49,66634	50,49505	3
05	0,20409	0,04721	-
06	49,66634	50,49505	3
07	0,01823	0,00049	-
08	0,04962	0,05714	-
09	36,36460	36,97155	2
10	0,07976	0,05928	-
11	0,01976	0,02073	-
12	49,66634	50,49505	3
13	0,73440	0,03662	-
14	49,66634	50,49505	3
15	27,68461	28,14685	2
16	49,66634	50,49505	3
17	49,66634	50,49505	3
18	49,66634	50,49505	3

Tabela 4.6 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 10h.

(conclusão)

Nº do medidor	<i>IDIM<sub>p</sub></i> (%)	<i>IDIM<sub>q</sub></i> (%)	Grupo
19	0,00405	0,08034	-
20	7,35569	7,47852	1
21	0,00363	0,00156	-
22	49,66634	50,49505	3
23	0,00023	0,00455	-
24	0,00720	0,01181	-
25	98,57459	0,77060	4
26	49,66634	50,49505	3
27	0,00067	0,00340	-
28	2,65623	2,70110	1
29	0,00152	0,00909	-
30	0,00125	0,00450	-
31	0,02687	0,22997	-
32	98,35863	100,00000	4
33	0,00403	0,00297	-
34	0,00071	0,00112	-
35	0,00081	0,04666	-
36	18,81044	19,12433	2
37	0,00401	0,00387	-
38	49,66634	50,49505	3
39	21,74985	22,11266	2
40	0,00107	0,00345	-
41	0,00238	0,03498	-
42	0,01760	0,01436	-
43	0,00353	0,01501	-
44	0,00283	0,00513	-
45	49,66634	50,49505	3
46	0,00883	0,00309	-
47	0,00893	0,00212	-
48	0,00009	0,00259	-
49	100,00000	0,67849	4
50	0,02008	0,00509	-
51	5,85336	5,95106	1
52	0,00001	0,00579	-
53	0,00151	0,00179	-
54	49,66634	50,49505	3
55	49,66634	50,49505	3
56	0,00046	0,00013	-
57	49,66634	50,49505	3
58	0,00012	0,00048	-
59	0,00395	0,00239	-
60	0,00003	0,00082	-

Fonte: Autor.

A Tabela 4.7 ilustra os valores medidos e calculados para P e Q, referentes aos medidores na MT. Logo, a Tabela 4.8, visa apresentar os valores calculados para o IDGR e associar os dispositivos a cada grupo de possibilidades.

Tabela 4.7 – Valores medidos e calculados da P e Q na MT para as 10h.

Nº do medidor	$P_{med}$ (MW)	$P_{calc}$ (MW)	$Q_{med}$ (Mvar)	$Q_{calc}$ (Mvar)
61	1,70000	1,69249	0,35000	0,59734
62	0,13060	0,13048	0,07583	0,07225
63	1,10000	1,08123	0,35640	0,35642
64	0,65000	0,65076	0,16210	0,16319
65	0,40000	0,23032	0,10000	0,05235
66	0,85030	0,85247	0,13780	0,13871
67	0,55760	0,56985	0,31690	0,31766
68	0,14870	0,07746	0,10000	0,06000

Fonte: Autor.

Tabela 4.8 – Cálculo do IDGR e classificação por grupo às 10h.

Nº do medidor	$IDGR_P$ (%)	$IDGR_Q$ (%)	Grupo
61	0,44354	41,40658	5
62	0,09455	4,94235	-
63	1,73632	0,00485	-
64	0,11713	0,66777	-
65	73,67134	91,02893	7
66	0,25451	0,65528	-
67	2,15054	0,23873	-
68	91,96129	66,67173	7

Fonte: Autor.

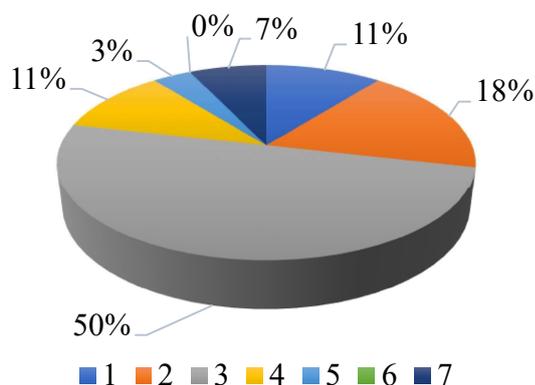
Observando-se os resultados, encontrou-se 35 medidores sem e 25 com erros na BT, além de 5 sem e 3 com anomalias para os medidores na MT. A Tabela 4.9 e a Figura 4.4 apresentam o número de medidores classificados por grupo e a porcentagem, respectivamente.

Tabela 4.9 – Número de medidores classificados por grupo às 10h.

Tipo de medidor	Grupo	Nº de medidores
BT	1	3
	2	5
	3	14
	4	3
MT	5	1
	6	0
	7	2

Fonte: Autor.

Figura 4.4 – Porcentagem de medidores classificados por grupo às 10h.



Fonte: Autor.

#### 4.4 ESTUDO DE CASO 2

Para a avaliação às 15h, acionou-se o BC número 1 e se desligou o BC número 2, alocado na barra 51 de MT (ramo direito), visando-se observar o comportamento da rede pela omissão do dispositivo. Da mesma forma que os resultados gerados para o estudo de caso 1, este também segue a mesma sequência de tabelas, sendo elas ilustradas da Tabela 4.10 a 4.15.

Tabela 4.10 – Relatório das etapas de estimação de estados para as 15h.

Componente	Quantidade
Erros na verificação de plausibilidade	0
Estados a estimar	82
Total de medidas	195
Medidas válidas	143
Medidas relevantes	125
Estados observáveis	74
Estados não-observáveis	8
Pseudo-medidas criadas internamente	8
Erros em medidores (P, Q e/ou V)	52

Fonte: Autor.

Tabela 4.11 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 15h.

(continua)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\epsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\epsilon_Q$ (%)
01	0,28250	0,27996	0,90665	-0,68750	-0,68829	0,11457
02	15,15940	21,21860	28,55608	0,95440	1,33590	28,55752
03	15,94050	15,94067	0,00107	4,84350	4,84391	0,00836
04	0,00000	8,88050	100,00000	0,00000	2,45700	100,00000
05	2,73320	2,73070	0,09165	-0,94110	-0,94185	0,07979

Tabela 4.11 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 15h.

(continuação)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\varepsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\varepsilon_Q$ (%)
06	0,00000	1,64810	100,00000	0,00000	0,91340	100,00000
07	14,75000	14,74722	0,01888	-1,08330	-1,08473	0,13171
08	4,56150	4,56289	0,03038	0,44850	0,44814	0,07936
09	6,15560	31,50050	80,45872	0,46880	2,39890	80,45771
10	3,45000	3,44742	0,07479	0,37710	0,37621	0,23737
11	8,74500	8,74663	0,01864	-2,41950	-2,41932	0,00764
12	0,00000	2,84250	100,00000	0,00000	0,97870	100,00000
13	0,19710	0,19752	0,21117	-1,07790	-1,07887	0,08959
14	0,00000	6,90400	100,00000	0,00000	4,59280	100,00000
15	58,87500	72,69510	19,01105	6,44360	7,95610	19,01057
16	0,00000	35,29140	100,00000	0,00000	9,74710	100,00000
17	0,00000	35,02070	100,00000	0,00000	9,67230	100,00000
18	0,00000	37,52870	100,00000	0,00000	10,36500	100,00000
19	8,40500	8,40525	0,00302	-9,29670	-9,29607	0,00673
20	26,07400	31,37130	16,88581	11,88400	14,29840	16,88580
21	54,37690	54,37425	0,00488	12,06190	12,06090	0,00825
22	0,00000	92,94080	100,00000	0,00000	5,06590	100,00000
23	92,75530	92,75546	0,00017	5,05580	5,05619	0,00778
24	28,10650	28,10388	0,00931	0,12710	0,12616	0,74149
25	-36,76050	36,34880	201,13263	49,12350	48,57330	1,13272
26	7,73650	7,73830	0,02321	0,93530	0,93509	0,02280
27	13,96050	13,96065	0,00109	-8,68800	-8,68760	0,00455
28	20,77000	23,22950	10,58783	6,78000	7,58280	10,58712
29	62,82500	62,82686	0,00296	3,21750	3,22043	0,09089
30	42,76000	42,76188	0,00441	5,36570	5,36874	0,05661
31	21,96300	21,96488	0,00855	2,16450	2,17195	0,34305
32	-15,74400	15,55150	201,23782	-73,98000	73,07521	201,23817
33	11,83880	11,83982	0,00859	9,69380	9,69251	0,01328
34	139,38000	139,38188	0,00135	23,96570	23,96861	0,01215
35	17,36850	17,37055	0,01183	-0,51900	-0,51852	0,09306
36	100,68150	145,51540	30,81041	8,18100	11,82410	30,81080
37	67,50200	67,49933	0,00396	5,98600	5,98496	0,01733
38	0,00000	31,60460	100,00000	0,00000	0,93130	100,00000
39	27,82420	62,91080	55,77198	3,95530	8,94300	55,77211
40	48,16670	48,16858	0,00389	2,87830	2,88130	0,10409
41	0,00000	14,00150	100,00000	0,00000	1,75360	100,00000
42	32,00630	32,00369	0,00815	0,94310	0,94219	0,09659
43	36,08530	36,08696	0,00460	9,96630	9,97307	0,06787
44	13,39620	13,39804	0,01370	4,59230	4,59528	0,06493
45	39,96750	39,96769	0,00046	-0,28500	-0,28457	0,15280
46	38,27400	38,27561	0,00420	5,45550	5,45780	0,04218
47	37,07550	37,07582	0,00086	10,46100	10,45982	0,01126
48	62,55470	62,55673	0,00324	10,27740	10,27780	0,00392

Tabela 4.11 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 15h.

(conclusão)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\varepsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\varepsilon_Q$ (%)
49	-52,79140	52,13840	201,25244	42,43710	41,91220	1,25238
50	10,16850	10,17014	0,01612	-2,68950	-2,68705	0,09133
51	145,80640	367,62148	60,33790	36,77790	92,72800	60,33787
52	83,36400	83,36396	0,00004	2,55000	2,54986	0,00559
53	96,02670	96,02801	0,00136	12,55830	12,55778	0,00412
54	0,00000	10,66460	100,00000	0,00000	2,40120	100,00000
55	0,00000	79,37820	100,00000	0,00000	0,46770	100,00000
56	123,21000	123,21117	0,00095	27,09320	27,09228	0,00338
57	0,00000	78,55990	100,00000	0,00000	0,46290	100,00000
58	70,56790	70,56975	0,00262	-3,00000	-3,00008	0,00278
59	78,91500	78,91216	0,00360	0,46500	0,46352	0,32019
60	41,25000	41,24999	0,00003	8,53000	8,52997	0,00038

Fonte: Autor.

Tabela 4.12 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 15h.

(continua)

Nº do medidor	$IDIM_P$ (%)	$IDIM_Q$ (%)	Grupo
01	0,45050	0,05693	-
02	14,18918	14,19091	2
03	0,00053	0,00416	-
04	49,68884	49,69236	3
05	0,04554	0,03965	-
06	49,68884	49,69236	3
07	0,00938	0,06545	-
08	0,01509	0,03944	-
09	39,97901	39,98134	2
10	0,03716	0,11796	-
11	0,00926	0,00380	-
12	49,68884	49,69236	3
13	0,10493	0,04452	-
14	49,68884	49,69236	3
15	9,44637	9,44680	1
16	49,68884	49,69236	3
17	49,68884	49,69236	3
18	49,68884	49,69236	3
19	0,00150	0,00335	-
20	8,39036	8,39096	1
21	0,00243	0,00410	-
22	49,68884	49,69236	3
23	0,00009	0,00387	-
24	0,00463	0,36847	-

Tabela 4.12 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 15h.

(conclusão)

Nº do medidor	<i>IDIM<sub>p</sub></i> (%)	<i>IDIM<sub>q</sub></i> (%)	Grupo
25	99,94047	0,56288	4
26	0,01153	0,01133	-
27	0,00054	0,00226	-
28	5,26097	5,26099	1
29	0,00147	0,04517	-
30	0,00219	0,02813	-
31	0,00425	0,17047	-
32	99,99274	100,00000	4
33	0,00427	0,00660	-
34	0,00067	0,00604	-
35	0,00588	0,04624	-
36	15,30934	15,31061	2
37	0,00197	0,00861	-
38	49,68884	49,69236	3
39	27,71245	27,71448	2
40	0,00193	0,05173	-
41	49,68884	49,69236	3
42	0,00405	0,04800	-
43	0,00229	0,03372	-
44	0,00681	0,03227	-
45	0,00023	0,07593	-
46	0,00209	0,02096	-
47	0,00043	0,00559	-
48	0,00161	0,00195	-
49	100,00000	0,62234	4
50	0,00801	0,04538	-
51	29,98120	29,98331	2
52	0,00002	0,00278	-
53	0,00068	0,00205	-
54	49,68884	49,69236	3
55	49,68884	49,69236	3
56	0,00047	0,00168	-
57	49,68884	49,69236	3
58	0,00130	0,00138	-
59	0,00179	0,15911	-
60	0,00001	0,00019	-

Fonte: Autor.

Tabela 4.13 – Valores medidos e calculados da P e Q na MT para as 15h.

Nº do medidor	$P_{med}$ (MW)	$P_{calc}$ (MW)	$Q_{med}$ (Mvar)	$Q_{calc}$ (Mvar)
61	2,40000	2,38811	0,42000	0,42789
62	0,10000	0,11231	0,08370	0,07598
63	1,30000	1,34004	0,36890	0,37470
64	0,70000	0,67086	0,17750	0,18011
65	0,39010	0,21941	0,10000	0,05878
66	1,30000	1,28147	0,20000	0,47722
67	0,84210	0,84467	0,40000	0,37531
68	0,22370	0,13595	0,11850	0,07351

Fonte: Autor.

Tabela 4.14 – Cálculo do IDGR e classificação por grupo às 15h.

Nº do medidor	$IDGR_P$ (%)	$IDGR_Q$ (%)	Grupo
61	0,49772	1,84280	-
62	10,95869	10,16137	6
63	2,98786	1,54864	-
64	4,34358	1,45053	-
65	77,79578	70,13705	7
66	1,44610	58,09051	5
67	0,30460	6,57970	6
68	64,54740	61,19689	7

Fonte: Autor.

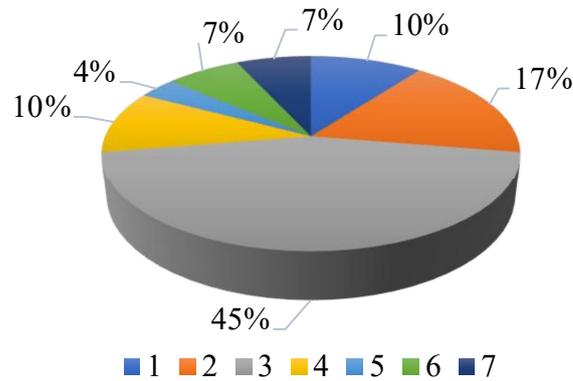
Dentre os resultados apresentados, verifica-se 36 medidores sem e 24 com alguma irregularidade, dentre os medidores na BT, sendo que na MT 3 não detectaram ou identificaram erros e 5 apontaram desvios. A Tabela 4.15 e a Figura 4.5 retratam o número de medidores classificados por grupo e a porcentagem, respectivamente.

Tabela 4.15 – Número de medidores classificados por grupo às 15h.

Tipo de medidor	Grupo	Nº de medidores
BT	1	3
	2	5
	3	13
	4	3
MT	5	1
	6	2
	7	2

Fonte: Autor.

Figura 4.5 – Porcentagem de medidores classificados por grupo às 15h.



Fonte: Autor.

#### 4.5 ESTUDO DE CASO 3

Neste último estudo de caso, definido pela análise às 20h, manteve-se os dois bancos de capacitores em operação, a fim de avaliar o impacto deles na rede. Seguindo o padrão de apresentação dos resultados dos dois primeiros estudos de caso, demonstra-se os mesmos para este presente caso da Tabela 4.16 a 4.21.

Tabela 4.16 – Relatório das etapas de estimação de estados para as 20h.

Componente	Quantidade
Erros na verificação de plausibilidade	0
Estados a estimar	84
Total de medidas	195
Medidas válidas	147
Medidas relevantes	129
Estados observáveis	76
Estados não-observáveis	8
Pseudo-medidas criadas intencionalmente	8
Erros em medidores (P, Q e/ou V)	48

Fonte: Autor.

Tabela 4.17 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 20h.

(continua)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\varepsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\varepsilon_Q$ (%)
01	0,42180	0,42343	0,38574	-0,55760	-0,55740	0,03544
02	3,96710	5,87610	32,48754	0,61410	0,90970	32,49423
03	8,90530	8,90553	0,00254	4,62160	4,62213	0,01139
04	0,00000	6,17910	100,00000	0,00000	2,94490	100,00000
05	2,51840	2,52013	0,06873	-0,89050	-0,89012	0,04230

Tabela 4.17 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 20h.

(continuação)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\epsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\epsilon_Q$ (%)
06	0,00000	1,63300	100,00000	0,00000	0,90510	100,00000
07	13,08000	13,08139	0,01060	-2,11200	-2,11246	0,02182
08	5,76330	5,76574	0,04239	-0,31670	-0,31723	0,16616
09	5,73530	24,71000	76,78956	0,32820	1,41420	76,79253
10	4,39500	4,39660	0,03631	-0,03900	-0,03890	0,24555
11	5,98000	5,98271	0,04535	-2,85000	-2,84993	0,00260
12	0,00000	2,51290	100,00000	0,00000	0,88860	100,00000
13	0,19500	0,19948	2,24582	-1,08000	-1,07907	0,08576
14	0,00000	12,69310	100,00000	0,00000	6,41630	100,00000
15	16,62210	31,84340	47,80048	6,90210	13,22250	47,80034
16	0,00000	38,45920	100,00000	0,00000	20,61110	100,00000
17	0,00000	40,53090	100,00000	0,00000	21,72140	100,00000
18	0,00000	39,77880	100,00000	0,00000	21,31830	100,00000
19	12,78450	12,78483	0,00257	0,87150	0,87230	0,09200
20	21,92570	26,03100	15,77081	10,63290	12,62370	15,77034
21	53,75140	53,75292	0,00283	14,89430	14,89427	0,00018
22	0,00000	66,28330	100,00000	0,00000	5,21300	100,00000
23	69,20370	69,20390	0,00029	5,44260	5,44307	0,00872
24	19,47640	19,47795	0,00795	0,51210	0,51212	0,00388
25	-38,58820	38,09040	201,30689	54,98180	54,27260	1,30674
26	7,30830	7,31005	0,02398	0,94300	0,94265	0,03685
27	35,53800	35,53820	0,00057	-8,55750	-8,55699	0,00600
28	38,89330	41,82390	7,00699	13,45500	14,46880	7,00680
29	72,84430	72,85120	0,00948	10,03140	10,03571	0,04296
30	80,48210	80,48907	0,00866	4,58840	4,59283	0,09647
31	9,37330	9,38015	0,07307	-0,99500	-0,98657	0,85405
32	-18,09630	17,89510	201,12434	-72,19580	71,39300	201,12448
33	14,36210	14,36424	0,01487	8,76000	8,75865	0,01541
34	75,60880	75,61565	0,00905	20,05940	20,06368	0,02131
35	2,66470	2,66670	0,07508	-0,84530	-0,84497	0,03959
36	8,09820	11,28310	28,22718	3,00710	4,18970	28,22637
37	45,84430	45,84582	0,00331	5,74710	5,74703	0,00126
38	0,00000	30,71760	100,00000	0,00000	1,62350	100,00000
39	59,13400	118,53660	50,11330	4,62200	9,26490	50,11279
40	74,35590	74,36285	0,00934	7,57760	7,58201	0,05818
41	10,06500	10,06522	0,00223	0,44630	0,44685	0,12311
42	30,74050	30,74209	0,00518	-1,62470	-1,62461	0,00555
43	39,86650	39,87324	0,01690	21,36530	21,37318	0,03685
44	38,49860	38,50547	0,01783	5,50000	5,50437	0,07940
45	0,00000	34,90490	100,00000	0,00000	1,19230	100,00000
46	18,17650	18,18310	0,03631	5,10710	5,11081	0,07259
47	22,59320	22,59757	0,01933	7,96260	7,96324	0,00799

Tabela 4.17 – Valores medidos, calculados e erro relativo da P e Q na BT para as 20h.

(conclusão)

Nº do medidor	$P_{med}$ (kW)	$P_{calc}$ (kW)	$\varepsilon_P$ (%)	$Q_{med}$ (kvar)	$Q_{calc}$ (kvar)	$\varepsilon_Q$ (%)
48	30,70940	30,71137	0,00640	8,60290	8,60317	0,00311
49	-43,81240	43,76850	200,10029	36,98120	36,94420	0,10015
50	10,29000	10,29663	0,06439	-2,70000	-2,69619	0,14130
51	136,58850	160,71111	15,00992	40,06800	47,14430	15,00987
52	99,78000	99,78000	0,00000	-1,56790	-1,56797	0,00447
53	84,17400	84,17635	0,00279	12,15600	12,15528	0,00592
54	9,09000	9,09664	0,07298	-2,10000	-2,09617	0,18293
55	0,00000	63,86200	100,00000	0,00000	0,42770	100,00000
56	90,24430	90,24654	0,00248	25,84400	25,84288	0,00432
57	0,00000	64,21650	100,00000	0,00000	0,43010	100,00000
58	50,15250	50,15428	0,00356	-4,82250	-4,82276	0,00548
59	64,45500	64,45635	0,00209	0,43170	0,43116	0,12575
60	11,01000	11,01001	0,00010	-0,51000	-0,50998	0,00376

Fonte: Autor.

Tabela 4.18 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 20h.

(continua)

Nº do medidor	$IDIM_P$ (%)	$IDIM_Q$ (%)	Grupo
01	0,19162	0,01762	-
02	16,13831	16,15628	2
03	0,00126	0,00567	-
04	49,67540	49,72045	3
05	0,03414	0,02103	-
06	49,67540	49,72045	3
07	0,00527	0,01085	-
08	0,02106	0,08261	-
09	38,14552	38,18159	2
10	0,01804	0,12209	-
11	0,02253	0,00129	-
12	49,67540	49,72045	3
13	1,11562	0,04264	1
14	49,67540	49,72045	3
15	23,74508	23,76654	2
16	49,67540	49,72045	3
17	49,67540	49,72045	3
18	49,67540	49,72045	3
19	0,00127	0,04575	-
20	7,83421	7,84108	1
21	0,00141	0,00009	-
22	49,67540	49,72045	3
23	0,00014	0,00433	-

Tabela 4.18 – Cálculo do IDIM e classificação por grupo às 20h.

(conclusão)

Nº do medidor	$IDIM_p$ (%)	$IDIM_q$ (%)	Grupo
24	0,00395	0,00193	-
25	100,00000	0,64972	4
26	0,01191	0,01832	-
27	0,00028	0,00298	-
28	3,48075	3,48381	1
29	0,00471	0,02136	-
30	0,00430	0,04797	-
31	0,03630	0,42464	-
32	99,90932	100,00000	4
33	0,00739	0,00766	-
34	0,00450	0,01060	-
35	0,03730	0,01968	-
36	14,02196	14,03428	2
37	0,00165	0,00062	-
38	49,67540	49,72045	3
39	24,89398	24,91631	2
40	0,00464	0,02893	-
41	0,00111	0,06121	-
42	0,00257	0,00276	-
43	0,00840	0,01832	-
44	0,00886	0,03948	-
45	49,67540	49,72045	3
46	0,01804	0,03609	-
47	0,00960	0,00397	-
48	0,00318	0,00155	-
49	99,40062	0,04980	4
50	0,03199	0,07026	-
51	7,45624	7,46297	1
52	0,00000	0,00222	-
53	0,00139	0,00294	-
54	0,03625	0,09096	-
55	49,67540	49,72045	3
56	0,00123	0,00215	-
57	49,67540	49,72045	3
58	0,00177	0,00272	-
59	0,00104	0,06252	-
60	0,00005	0,00187	-

Fonte: Autor.

Tabela 4.19 – Valores medidos e calculados da P e Q na MT para as 20h.

Nº do medidor	$P_{med}$ (MW)	$P_{calc}$ (MW)	$Q_{med}$ (Mvar)	$Q_{calc}$ (Mvar)
61	1,60000	1,57823	0,30000	0,31090
62	0,10000	0,12240	0,04380	0,03680
63	1,00000	1,00923	0,40000	0,39435
64	0,50000	0,47235	0,20000	0,19430
65	0,30490	0,20285	0,14270	0,07596
66	1,20000	1,18242	0,15080	0,15327
67	0,90000	0,85251	0,40000	0,36016
68	0,19990	0,12173	0,11120	0,07032

Fonte: Autor.

Tabela 4.20 – Cálculo do IDGR e classificação por grupo às 20h.

Nº do medidor	$IDGR_P$ (%)	$IDGR_Q$ (%)	Grupo
61	1,37953	3,50666	-
62	18,29900	19,01316	6
63	0,91413	1,43323	-
64	5,85325	2,93433	6
65	50,30677	87,85296	7
66	1,48636	1,61409	-
67	5,57066	11,06176	6
68	64,22186	58,12305	7

Fonte: Autor.

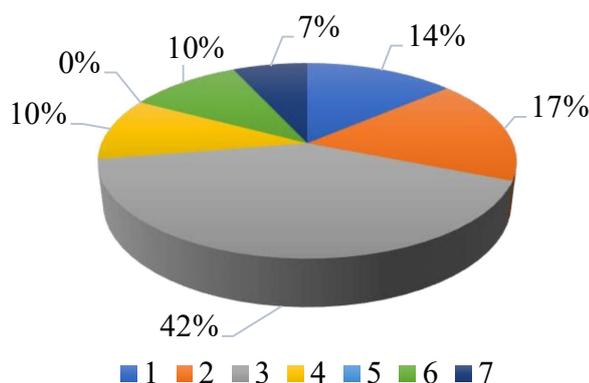
Neste caso, 36 medidores não detectaram ou identificaram erros, enquanto 24 apontaram irregularidades na BT, somando-se a 5 medidores com erros na MT. A Tabela 4.21 e a Figura 4.6 apresentam a classificação por número e porcentagem por grupo, respectivamente.

Tabela 4.21 – Número de medidores classificados por grupo às 20h.

Tipo de medidor	Grupo	Nº de medidores
BT	1	4
	2	5
	3	12
	4	3
MT	5	0
	6	3
	7	2

Fonte: Autor.

Figura 4.6 – Porcentagem de medidores classificados por grupo às 20h.



Fonte: Autor.

#### 4.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o intuito de avaliar as medidas coletadas durante todos os períodos do dia 04/09/2019, divididas em três turnos, procura-se neste item sintetizar, comparar e analisar os resultados gerados em cada estudo. Assim, visa-se validar os grupos em que os erros foram classificados, conforme os índices propostos, ou reavaliar a situação em uma nova perspectiva.

Em suma, indicou-se realizar o desvio padrão dos valores alcançados para cada índice nos três horários, juntamente com uma análise visual. A necessidade desta ação complementar é justificada, pois caso o valor do desvio seja elevado e/ou sua faixa de classificação apresente divergência entre os períodos do dia em estudo, existe a possibilidade de mudar o grupo de classificação ou a situação ser indeterminada, recaindo, nesta última, para uma inspeção em campo para confirmar o erro não determinado remotamente. As Tabelas 4.22 e 4.23 sintetizam o IDIM de P e Q, respectivamente, mediante os três estudos realizados. Quando a situação indicada for a de reavaliar, as possibilidades atribuídas devem ser revistas, pois os grupos associados podem mudar.

Tabela 4.22 – Desvio padrão do IDIM de P com classificação final ou situação.

(continua)

Nº do medidor	IDIM <sub>p</sub> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
01	0,86497	0,45050	0,19162	0,27733	-
02	11,21837	14,18918	16,13831	2,02294	2
03	0,00100	0,00053	0,00126	0,00030	-
04	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
05	0,20409	0,04554	0,03414	0,07757	-

Tabela 4.22 – Desvio padrão do IDIM de P com classificação final ou situação.

(continuação)

Nº do medidor	IDIM <sub>P</sub> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
06	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
07	0,01823	0,00938	0,00527	0,00541	-
08	0,04962	0,01509	0,02106	0,01507	-
09	36,36460	39,97901	38,14552	1,47563	2
10	0,07976	0,03716	0,01804	0,02580	-
11	0,01976	0,00926	0,02253	0,00571	-
12	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
13	0,73440	0,10493	1,11562	0,41674	Reavaliar
14	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
15	27,68461	9,44637	23,74508	7,83586	Reavaliar
16	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
17	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
18	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
19	0,00405	0,00150	0,00127	0,00126	-
20	7,35569	8,39036	7,83421	0,42280	1
21	0,00363	0,00243	0,00141	0,00091	-
22	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
23	0,00023	0,00009	0,00014	0,00006	-
24	0,00720	0,00463	0,00395	0,00140	-
25	98,57459	99,94047	100,00000	0,65836	4
26	49,66634	0,01153	0,01191	23,40741	Reavaliar
27	0,00067	0,00054	0,00028	0,00016	-
28	2,65623	5,26097	3,48075	1,08698	1
29	0,00152	0,00147	0,00471	0,00151	-
30	0,00125	0,00219	0,00430	0,00128	-
31	0,02687	0,00425	0,03630	0,01345	-
32	98,35863	99,99274	99,90932	0,75143	4
33	0,00403	0,00427	0,00739	0,00153	-
34	0,00071	0,00067	0,00450	0,00180	-
35	0,00081	0,00588	0,03730	0,01614	-
36	18,81044	15,30934	14,02196	2,02332	2
37	0,00401	0,00197	0,00165	0,00105	-
38	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
39	21,74985	27,71245	24,89398	2,43543	2
40	0,00107	0,00193	0,00464	0,00152	-
41	0,00238	49,68884	0,00111	23,42272	Reavaliar
42	0,01760	0,00405	0,00257	0,00676	-
43	0,00353	0,00229	0,00840	0,00264	-
44	0,00283	0,00681	0,00886	0,00250	-
45	49,66634	0,00023	49,67540	23,41496	Reavaliar
46	0,00883	0,00209	0,01804	0,00654	-

Tabela 4.22 – Desvio padrão do IDIM de P com classificação final ou situação.

(conclusão)

N° do medidor	<i>IDIM<sub>P</sub></i> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
47	0,00893	0,00043	0,00960	0,00418	-
48	0,00009	0,00161	0,00318	0,00126	-
49	100,00000	100,00000	99,40062	0,28255	4
50	0,02008	0,00801	0,03199	0,00979	-
51	5,85336	29,98120	7,45624	11,01563	Reavaliar
52	0,00001	0,00002	0,00000	0,00001	-
53	0,00151	0,00068	0,00139	0,00037	-
54	49,66634	49,68884	0,03625	23,40115	Reavaliar
55	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
56	0,00046	0,00047	0,00123	0,00036	-
57	49,66634	49,68884	49,67540	0,00924	3
58	0,00012	0,00130	0,00177	0,00069	-
59	0,00395	0,00179	0,00104	0,00123	-
60	0,00003	0,00001	0,00005	0,00002	-

Fonte: Autor.

Tabela 4.23 – Desvio padrão do IDIM de Q com classificação final ou situação.

(continua)

N° do medidor	<i>IDIM<sub>Q</sub></i> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
01	0,07537	0,05693	0,01762	0,0241	-
02	11,41558	14,19091	16,15628	1,9448	2
03	0,00426	0,00416	0,00567	0,0007	-
04	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
05	0,04721	0,03965	0,02103	0,0110	-
06	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
07	0,00049	0,06545	0,01085	0,0285	-
08	0,05714	0,03944	0,08261	0,0177	-
09	36,97155	39,98134	38,18159	1,2366	2
10	0,05928	0,11796	0,12209	0,0287	-
11	0,02073	0,00380	0,00129	0,0086	-
12	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
13	0,03662	0,04452	0,04264	0,0034	-
14	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
15	28,14685	9,44680	23,76654	7,9856	Reavaliar
16	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
17	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
18	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
19	0,08034	0,00335	0,04575	0,0315	-

Tabela 4.23 – Desvio padrão do IDIM de Q com classificação final ou situação.

(continuação)

Nº do medidor	IDIM <sub>Q</sub> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
20	7,47852	8,39096	7,84108	0,3751	1
21	0,00156	0,00410	0,00009	0,0017	-
22	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
23	0,00455	0,00387	0,00433	0,0003	-
24	0,01181	0,36847	0,00193	0,1705	-
25	0,77060	0,56288	0,64972	0,0852	-
26	50,49505	0,01133	0,01832	23,7966	Reavaliar
27	0,00340	0,00226	0,00298	0,0005	-
28	2,70110	5,26099	3,48381	1,0710	1
29	0,00909	0,04517	0,02136	0,0150	-
30	0,00450	0,02813	0,04797	0,0178	-
31	0,22997	0,17047	0,42464	0,1085	-
32	100,00000	100,00000	100,00000	0,0000	4
33	0,00297	0,00660	0,00766	0,0020	-
34	0,00112	0,00604	0,01060	0,0039	-
35	0,04666	0,04624	0,01968	0,0126	-
36	19,12433	15,31061	14,03428	2,1624	2
37	0,00387	0,00861	0,00062	0,0033	-
38	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
39	22,11266	27,71448	24,91631	2,2869	2
40	0,00345	0,05173	0,02893	0,0197	-
41	0,03498	49,69236	0,06121	23,4025	Reavaliar
42	0,01436	0,04800	0,00276	0,0192	-
43	0,01501	0,03372	0,01832	0,0082	-
44	0,00513	0,03227	0,03948	0,0148	-
45	50,49505	0,07593	49,72045	23,5873	Reavaliar
46	0,00309	0,02096	0,03609	0,0135	-
47	0,00212	0,00559	0,00397	0,0014	-
48	0,00259	0,00195	0,00155	0,0004	-
49	0,67849	0,62234	0,04980	0,2841	-
50	0,00509	0,04538	0,07026	0,0269	-
51	5,95106	29,98331	7,46297	10,9899	Reavaliar
52	0,00579	0,00278	0,00222	0,0016	-
53	0,00179	0,00205	0,00294	0,0005	-
54	50,49505	49,69236	0,09096	23,5738	Reavaliar
55	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
56	0,00013	0,00168	0,00215	0,0009	-
57	50,49505	49,69236	49,72045	0,3719	3
58	0,00048	0,00138	0,00272	0,0009	-
59	0,00239	0,15911	0,06252	0,0646	-

Tabela 4.23 – Desvio padrão do IDIM de Q com classificação final ou situação.

(conclusão)

Nº do medidor	IDIM <sub>Q</sub> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
60	0,00082	0,00019	0,00187	0,0007	-

Fonte: Autor.

Após comparar o valor do IDIM de P e Q para os 60 medidores na BT, verifica-se um total de 27 medidores que detectaram e identificaram erros, sendo 20 erros confirmados em seus grupos e 7 com situação a se reavaliar. Diante dos medidores a serem reavaliados, forneceu-se a Tabela 4.24 que procura atribuir a maior possibilidade entre as causas dos erros, sendo que quando ele for indeterminado, indica-se ao grupo 2 para ser avaliado por equipe de campo.

Tabela 4.24 – Realocação dos erros reavaliados em novos grupos de classificação.

Nº do medidor	Análise	Grupo indicado
13	Enquadrou-se no grupo 1, devido ter apresentado um pequeno desvio às 20h, porém não apresentou irregularidades às 10 e 15h.	1
15	Situação indeterminada, pois apenas às 15h se enquadrou no grupo 1, sendo que às 10 e 20h ficou na faixa do grupo 2.	2
26	A maior probabilidade é a falta de comunicação, pois apresentou erro às 10h para o grupo 3, mas não encontrou nenhuma irregularidade para as 15 e 20h.	3
41	Erro às 15h para a faixa do grupo 3, porém não encontrou irregularidades às 10 e 20h, repercutindo em falha de comunicação.	3
45	Falha de comunicação, pois se enquadrou no grupo 3 às 10 e 20h, não apontando nenhum erro às 15h.	3
51	Enquadrou-se no grupo 1 às 10 e 20h, porém necessita de uma análise de campo para verificar o erro às 15h, indicado no grupo 2.	2
54	Indicou classificação pelo grupo 3 às 10 e 15h por possível falha na comunicação, não destacando nenhuma inconsistência às 20h.	3

Fonte: Autor.

Deve-se salientar que todas estas atribuições aos novos grupos indicados, apoiam-se em uma análise superficial em primeiro momento. Assim, para contabilidade do número de medidores que detectaram e identificaram erros, leva-se em consideração o estabelecido na Tabela 4.24 para os dispositivos reavaliados.

Em relação ao IDGR de P e Q, busca-se, também, calcular o desvio padrão para confirmar a classificação realizada pelos índices. Com o auxílio das Tabelas 4.25 e 4.26 é possível efetuar a análise e reavaliar os grupos caso necessário.

Tabela 4.25 – Desvio padrão do IDGR de P com classificação final ou situação.

Nº do medidor	IDGR <sub>P</sub> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
61	0,44354	0,49772	1,37953	0,42903	-
62	0,09455	10,95869	18,29900	7,47820	Reavaliar
63	1,73632	2,98786	0,91413	0,85262	-
64	0,11713	4,34358	5,85325	2,42773	Reavaliar
65	73,67134	77,79578	50,30677	12,10399	7
66	0,25451	1,44610	1,48636	0,57145	-
67	2,15054	0,30460	5,57066	2,18164	Reavaliar
68	91,96129	64,54740	64,22186	13,00044	7

Fonte: Autor.

Tabela 4.26 – Desvio padrão do IDGR de Q com classificação final ou situação.

Nº do medidor	IDGR <sub>Q</sub> (%)			$\sigma$	Grupo ou Situação
	10h	15h	20h		
61	41,40658	1,84280	3,50666	18,27100	Reavaliar
62	4,94235	10,16137	19,01316	5,80785	Reavaliar
63	0,00485	1,54864	1,43323	0,70213	-
64	0,66777	1,45053	2,93433	0,93996	-
65	91,02893	70,13705	87,85296	9,19185	7
66	0,65528	58,09051	1,61409	26,85209	Reavaliar
67	0,23873	6,57970	11,06176	4,44015	Reavaliar
68	66,67173	61,19689	58,12305	3,53557	7

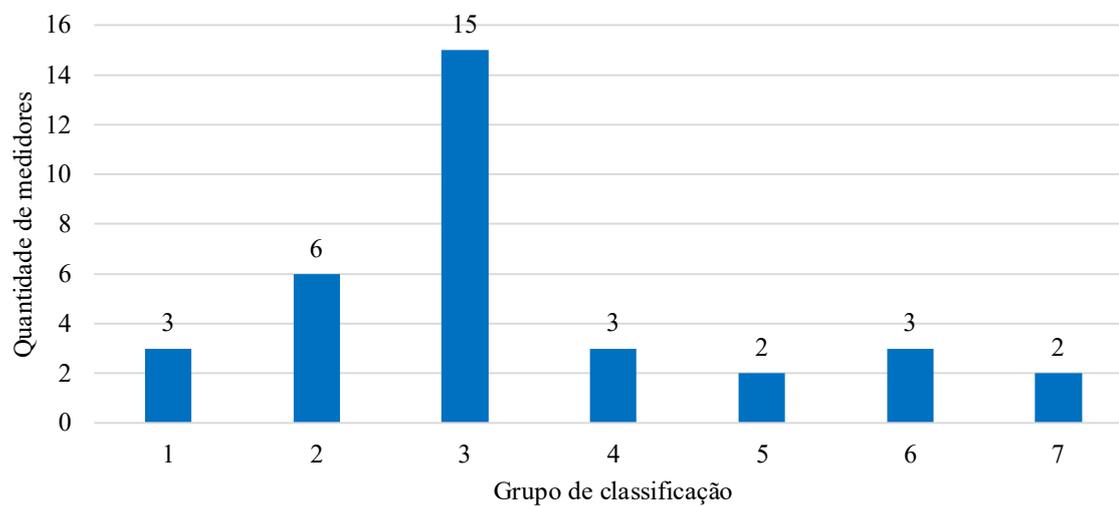
Fonte: Autor.

Observando-se os desvios padrões do IDGR de P e Q para o medidor 61, observa-se que o mesmo só indicou erro classificado no grupo 5, devido a omissão do BC 1, assim como retratado para o medidor 66 pelo desligamento do BC 2. Os medidores 62, 64 e 67 podem ser classificados efetivamente no grupo 6, pois, além de apresentarem desvio padrão elevado pelos índices, atuaram em faixas distintas. Para os medidores 65 e 68, fica claro que a maior probabilidade dos erros seja oriunda da topologia ou parâmetros, classificando-se no grupo 7, sendo o medidor 63 o único a não apresentar nenhum erro.

Com a finalidade de sintetizar os resultados alcançados após filtrar cada estudo, apresenta-se a Figura 4.7. Esta, visa relacionar a quantidade de medidores que detectaram e

identificaram erros pelas medidas por grupo de classificação, levando-se em consideração todos os medidores da BT e MT para o dia 04/09/2019.

Figura 4.7 – Quantidade de medidores que detectaram e identificaram erros por grupo durante o dia 04/09/2019.



Fonte: Autor.



## 5 CONCLUSÕES

A presente dissertação, apresentou a aplicação de métodos para detecção e identificação de erros, além da proposta de dois índices para se classificar as irregularidades em grupos, os quais contêm possíveis fontes causadoras dos desvios entre os valores calculados e medidos. Assim, mediante o cálculo de previsão inicial das cargas pelo método de Newton Raphson e formação de um modelo de rede em tempo real pelo WLS, procurou-se analisar o sistema de distribuição da UFSM, sobre a ótica dos possíveis erros a serem diagnosticados por medidores alocados na BT em cargas pontuais, incluindo-se medidores de meio de linha na MT.

O método de estimação de estados, mostrou-se de suma importância para o estudo, pois na mesclagem de pseudo-medidas oriundas do FP, além das geradas internamente pelo algoritmo de estimação, com as medidas coletadas remotamente, possibilitou a implementação da topologia da rede e a obtenção da observabilidade necessária para o cálculo pelo EE. Após estas etapas, torna-se possível o discernimento dentre os dados corretos e incorretos, por meio da detecção e identificação de anomalias. Somando-se a isso, os recursos disponibilizados pelos componentes independentes do *software DigSILENT PowerFactory*, constituídos pela análise de plausibilidade, observabilidade e das variáveis a estimar e estimadas, indicando a quantidade de cada valor por etapa, possibilitou ter uma visão geral dentro das iterações do algoritmo.

Para este estudo, foram propostos dois índices, definidos pelo IDIM e IDGR, sendo o primeiro atribuído aos 60 medidores na BT e o segundo aos 8 medidores extras, representando medidores de meio de linha, na MT. Como salientado, essas variáveis não possuem um embasamento matemático que comprovem sua aplicação em primeiro momento, porém elas possibilitaram relacionar os resultados obtidos as possíveis causas de erros estipulados, contextualizando a classificação nos grupos mencionados. Os intervalos definidos para cada grupo de possibilidades, procuraram delimitar os percentuais obtidos para cada índice de análise em relação a P e Q. Estas faixas de classificação, foram definidas pela observação direta dos valores coletados pelos medidores, os quais indicaram alguns tipos de erros possíveis de serem apontados pela simples análise das informações.

Na comparação dos resultados gerados nos três estudos de caso, efetuou-se o cálculo do desvio padrão, necessitando-se readequar 12 medidores em novos grupos. Desta forma, após a confirmação dos grupos, verificou-se um total de 34 medidores, dentre os 68 dispositivos empregados, que detectaram e identificaram erros na rede da UFSM. Destes 34 medidores, em ordem decrescente, 15 foram classificados no grupo 3, 6 no Grupo 2, 3 em cada um dos Grupos 1, 4 e 6, além de 2 em cada um dos Grupos 5 e 7. Logo, a maioria dos erros detectados e

identificados para o dia 04/09/2019 pelos *smart meters*, ficaram a cargo de medidores inativos, defeituosos ou com falha de comunicação.

A metodologia utilizada para este trabalho, enquadra-se no contexto das REI, pois incluiu mecanismos que fazem parte dos conceitos destas redes inovadoras. Da coleta de informações por *smart meters*, transferência de dados por meios de comunicação a distância, armazenamento e processamento das medidas por servidores, até a inserção dos dados em plataforma computacional, juntamente com a representação robusta da rede, indicou-se um cenário direcionado às *smart grids*.

Por conseguinte, a aplicação da metodologia descrita nesta dissertação, contribui, inicialmente, para o desenvolvimento de estudos associados as REI, as quais tem passado por múltiplas mudanças neste ramo de pesquisa. Em suma, o desenvolvimento de meios que visem detectar, identificar e classificar os erros em SDEE de forma remota, surgem como grandes aliados as concessionárias de energia elétrica e ao consumidor final, visando otimizar a operação e melhorar o planejamento.

## 5.1 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Como proposta de prosseguimento do estudo realizado na presente dissertação, sugere-se:

- Analisar a rede da UFSM desbalanceada, sobre os mesmos critérios e cenários adotados neste trabalho;
- Avaliar, validar e/ou modificar os índices propostos e os intervalos em porcentagem para as possibilidades de erros, aplicando-os em outros SDEE;
- Definir critérios mais específicos para detecção e identificação dos diferentes tipos de erros encontrados;
- Implementar algoritmos que contemplem técnicas de classificação em conjunto com as de detecção e identificação de erros;
- Desenvolver as especificações deste trabalho, dentro de redes ricas em GD e outros componentes associados as *smart grids*.

## 5.2 PRODUÇÃO CIENTÍFICA

No período de elaboração da presente dissertação, foram desenvolvidos os seguintes trabalhos:

### 5.2.1 Trabalhos publicados em anais de eventos (completo).

DA SILVA, E. R.; BERNARDON, D. P.; DELAVECHIA, R. P.; ORTIZ, M. S.; MILBRADT, R. G.; CANHA, L. N.; HOKAMA, W. S., **Impact of the State Estimation in Different Scenarios and Topologies in a Power Distribution System**. UPEC 2018 - 53rd International Universities Power Engineering Conference. *doi: 10.1109/UPEC.2018.8542017*. Data/Local: 04 a 07 de setembro de 2018. Glasgow, Escócia.

DA SILVA, E. R.; BERNARDON, D. P.; DELAVECHIA, R. P.; ORTIZ, M. S., **Minimização do custo de geração em um sistema IEEE 9 barras utilizando a técnica do Fluxo de Potência Ótimo**. SEPOC 2018 - 11th Seminar on Power Electronics and Control. Data/Local: 21 a 24 de outubro de 2018. Santa Maria – Rio Grande do Sul, Brasil.

DA SILVA, E. R.; DELAVECHIA, R. P.; ORTIZ, M. S.; GOULART, D. D.; BERNARDON, D. P., **Estudo de Planejamento Energético com inserção de GD sobre um sistema IEEE-9**. SBSE 2020 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Data/Local: 25 a 28 de agosto de 2020. Santo André – São Paulo (Virtual), Brasil.

ORTIZ, M. S.; GOULART, D. D.; DA SILVA, E. R.; DELAVECHIA, R. P.; BERNARDON, D. P.; SPERANDIO, M., **Aplicação do Software ATPDraw para Análise Eletromagnética em Manobras de Equipamentos em Sistemas de Subtransmissão de Energia Elétrica**. SBSE 2020 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Data/Local: 25 a 28 de agosto de 2020. Santo André – São Paulo (Virtual), Brasil.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14519: Medidores eletrônicos de energia elétrica**. [s.l: s.n.].

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA; ELÉTRICA. **A distribuição de energia | ABRADDEE**. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>>. Acesso em: 14 abr. 2020.

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. 1. ed. New York, NY – USA: CRC Press, 2004.

AHMAD, F. et al. Distribution system state estimation-A step towards smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2659–2671, 2018.

AL-WAKEEL, A.; WU, J.; JENKINS, N. State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements. **Applied Energy**, v. 184, p. 207–218, 2016.

ALBERTINI, M. R. M. C. **Metodologia para depuração off-line de parâmetros série e shunt de linhas de transmissão através de diversas amostras de medidas**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2010.

ALLEMONG, J.; RADU, L.; SASSON, A. A Fast and Reliable State Estimation Algorithm for AEP's New Control Center. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 4, p. 933–944, 1982.

ALZATE, E. B. et al. Distribution System State Estimation to Support Coordinated Voltage-Control Strategies by Using Smart Meters. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 6, p. 5198–5207, 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PRODIST. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica - Versão 10. . 2018, p. 70.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. PROCEDIMENTOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA - PRORET. Submódulo 2.6 - Perdas de Energia - Versão 2.0. . 2015, p. 1–20.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE)**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/sfe>>. Acesso em: 15 maio. 2020a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>. Acesso em: 15 maio. 2020b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL - Curso EAD: Fundamentos do Setor Elétrico**. Disponível em: <[http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod4\\_uni1\\_sl12.html](http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod4_uni1_sl12.html)>. Acesso em: 27 maio. 2020c.

ASADA, E. N. **Análise de Observabilidade e Processamento de Erros Grosseiros Conformativos Utilizando a Metaheurística Busca Tabu na Estimação de Estado Generalizada**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, SP, 2004.

AVANCINI, D. B. et al. Energy meters evolution in smart grids: A review. **Journal of Cleaner Production**, v. 217, p. 702–715, 2019.

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, 1994.

BRAUNSTEIN, S. H. **Abordagem Geométrica para o Tratamento de Erros Grosseiros na Estimação de Estados Trifásica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2016.

BRETAS, N. G. et al. A geometrical view for multiple gross errors detection, identification, and correction in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2128–2135, 2013.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S. A two steps procedure in state estimation gross error detection, identification, and correction. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 73, p. 484–490, 2015.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S.; MARTINS, A. C. P. Convergence property of the measurement gross error correction in power system state estimation, using geometrical background. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 3729–3736, 2013.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S.; PIERETI, S. A. Innovation concept for measurement gross error detection and identification in power system state estimation. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 5, n. 6, p. 603–608, 2011.

CARVALHO, B. E. B. DE. **Processamento de Erros Grosseiros através do Índice de Não-Deteção de Erros e dos Resíduos Normalizados**. [s.l.] Tese (Doutorado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2018.

CARVALHO, P. Smart Metering Deployment in Brazil. **Energy Procedia**, v. 83, p. 360–369, 2015.

CBIE – CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA. **O que são Indústrias de Redes?** Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-industrias-de-redes/>>. Acesso em: 15 maio. 2020a.

CBIE – CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA. **Quantas usinas geradoras de energia temos no Brasil?** Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/quantas-usinas-geradoras-de-energia-temos-no-brasil/>>. Acesso em: 15 maio. 2020b.

CHEN, J.; ABUR, A. Placement of PMUs to Enable Bad Data Detection in State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1608–1615, 2006.

CRUZ, R. V.; QUINTERO, C. V.; PÉREZ, F. **Detecting non-technical losses in radial**

**distribution system transformation point through the real time state estimation method.** Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America. **Anais...**Caracas, Venezuela: IEEE, 2006

D'ANTONA, G.; DAVOUDI, M. **Effects of parameter and measurement uncertainties on the power system WLS state estimation.** Proceedings of the IEEE International Instrumentation and Measurement Technology. **Anais...**Graz, Austria: IEEE, 2012

DEHGHANPOUR, K. et al. A Survey on State Estimation Techniques and Challenges in Smart Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 2, p. 2312–2322, 2019.

DILEEP, G. A survey on smart grid technologies and applications. **Renewable Energy**, v. 146, p. 2589–2625, 2020.

DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. **The Smart Grid | SmartGrid.gov.** Disponível em: <[https://www.smartgrid.gov/the\\_smart\\_grid/#smart\\_grid](https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/#smart_grid)>. Acesso em: 14 maio. 2020.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P. Towards a smart grid power system in Brazil: Challenges and opportunities. **Energy Policy**, v. 136, 2020.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality.** 2. ed. [s.l.] McGraw-Hill Professional, 2003.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: Ano base 2018.** [s.l: s.n.].

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2019: Ano base 2018.** [s.l: s.n.].

FANTIN, C. DOS A. **Análise de observabilidade e de redundância de medidas no contexto de estimação de estado trifásica c.** [s.l.] Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2012.

FILHO, C. A. N. DOS S. **Estimação de Estado via Método de Pontos Interiores com Ajuste das Restrições de Desigualdade.** [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2006.

FLÓREZ, H. A. R. **Desenvolvimento de um estimador de estado para sistemas de distribuição de energia elétrica desbalanceados.** [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, SP, 2013.

G1 - PORTAL DE NOTÍCIAS. **Ucrânia tem segundo apagão elétrico causado por hackers | G1 - Tecnologia e Games - Segurança Digital.** Disponível em: <<http://g1.globo.com/tecnologia/blog/seguranca-digital/post/ucrania-tem-segundo-apagao-eletrico-causado-por-hackers.html>>. Acesso em: 27 out. 2020.

GMBH DIGSILENT, P. F. User Manual - DIGSILENT PowerFactory software 15.2. . 2015, p. 0–26.

GMBH DIGSILENT, P. F. **POWER SYSTEM SOFTWARE & ENGINEERING.** Disponível em: <<https://www.digsilent.de/en/>>. Acesso em: 3 ago. 2020.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. **Electric energy systems: Analysis and operation**. 1. ed. New York, NY – USA: CRC Press, 2009.

GU, YUN; LIU, TING; WANG, DAI; GUAN, XIAOHONG; XU, Z. **Bad data detection method for smart grids based on distributed state estimation**. Proceedings of the IEEE International Conference on Communications (ICC). **Anais...**Budapest, Hungary: IEEE, 2013

HUANG, Y. F. et al. State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid. **IEEE Signal Processing Magazine**, v. 29, n. 5, p. 33–43, 2012.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Brasil | Cidades e Estados | IBGE**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados>>. Acesso em: 13 abr. 2020.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Smart grids – Tracking Energy Integration – Analysis - IEA**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration/smart-grids>>. Acesso em: 28 maio. 2020.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Smart grid Background - What is Smart Grid?** Disponível em: <<https://www.iec.ch/smartgrid/background/explained.htm>>. Acesso em: 22 abr. 2020.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **About - IEEE Smart Grid**. Disponível em: <<https://smartgrid.ieee.org/about-ieee-smart-grid>>. Acesso em: 22 abr. 2020.

IRVING, M. R. R.; OWEN, R. C. C.; STERLING, M. J. H. J. H. Power-system state estimation using linear programming. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 125, n. 9, p. 879–885, 1978.

KANG, D. J. et al. Development of security system for SCADA network of electric power system. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 42, n. 9, p. 227–232, 2009.

KOGLIN, H. J. et al. Bad data detection and identification. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 12, n. 2, p. 94–103, 1990.

KUDESHIA, A.; JAGANNATHAM, A. K.; HANZO, L. Total Variation Based Joint Detection and State Estimation for Wireless Communication in Smart Grids. **IEEE Access**, v. 7, p. 31598–31614, 2019.

LABRADOR RIVAS, A. E.; DA SILVA, N.; ABRÃO, T. Adaptive current harmonic estimation under fault conditions for smart grid systems. **Electric Power Systems Research**, v. 183, n. January, 2020.

LARSON, R.; TINNEY, W.; PESCHON, J. State Estimation in Power Systems Part I: Theory and Feasibility. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 3, p. 345–352, 1970.

LO, Y. L.; HUANG, S. C.; LU, C. N. **Non-technical loss detection using smart distribution network measurement data**. Proceedings of the IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012. **Anais...**Tianjin, China: IEEE, 2012

LOPES, T. T. E. **Estimadores de Estado em Sistemas de Energia Elétrica Incluindo Restrições Fuzzy**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2008.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. **Capítulo 2 - Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação**. Minicursos do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos - SBRC. **Anais...** Vitória, Espírito Santo: SBC, 2015

MELIOPOULOS, A. P. S.; ZHANG, F. Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 939–946, 1996.

MERRILL, H. M.; SCHWEPPE, F. C. Bad Data Suppression in Power System Static State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-90, n. 6, p. 2718–2725, 1971.

MILBRADT, R. G. **Novos Métodos de Estimação de Estado Multi-Área com Potencial Aplicação em Redes Elétricas Inteligentes**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2015.

MILI, L.; PHANIRAJ, V.; ROUSSEUW, P. J. Least median of squares estimation in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 511–523, 1991.

MILI, L.; VAN CUTSEM, T.; RIBBENS-PAVELLA, M. Bad Data Identification Methods In Power System State Estimation-A Comparative Study. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-104, n. 11, p. 3037–3049, 1985.

MONTICELLI, A. **State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach**. 1. ed. New York, NY – USA: Springer Science+Business Media, LLC, 1999.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Reliable Bad Data Processing for Real-Time State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-102, n. 5, p. 1126–1139, 1983.

MONTICELLI, A.; WU, F. F.; YEN, M. Multiple bad data identification for state estimation by combinatorial optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 1, n. 3, p. 361–369, 1986.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O Sistema em Números**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 15 maio. 2020.

PAIVA, J. C. M. **Gestão de redes de distribuição em tempo real : Parte I - Estimação de estado**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) – Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2010.

PAU, M. et al. Design and Accuracy Analysis of Multilevel State Estimation Based on Smart Metering Infrastructure. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 68, n. 11, p. 4300–4312, 2019.

PEREIRA, M. A. **Conjuntos nebulosos e algoritmos genéticos aplicados a restauração de redes de distribuição de energia elétrica**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) -

Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2000.

QUEIROZ, L. M. O. DE. **Assessing the overall performance of Brazilian electric distribution companies**. Washington, DC: The George Washington University: 55 p. (Minerva Papers), 2012.

QUINTANA, V.H.; SIMOES-COSTA, A.; MIER, M. Bad Data Detection and Identification Techniques Using Estimation Orthogonal Methods. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 9, p. 3356–3364, 1982.

RAGGI, L. M. DE R. **Aplicação de Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Medidores Inteligentes**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, SP, 2018.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 120–125, 1970.

SCHWEPPE, F. C. Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 130–135, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; HANDSCHIN, E. J. Static State Estimation in Electric Power Systems. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 972–982, 1974.

SCHWEPPE, F. C.; ROM, D. B. Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 125–130, 1970.

UFMS – UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA. **Mapa cartográfico do campus**. Disponível em: <<https://www.ufsm.br/2019/10/21/mapa-cartografico-do-campus-e-lancado/>>. Acesso em: 16 jun. 2020.

VIEIRA, C. S. **Processamento de Erros Grosseiros através do Índice de Não-Detecção de Erros e dos Resíduos Normalizados**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2017.

WEG. **Medidores inteligentes de energia WEG no maior projeto de Smart Grid do Brasil | WEG**. Disponível em: <<https://www.weg.net/institucional/BR/pt/news/produtos-e-solucoes/medidores-inteligentes-de-energia-weg-no-maior-projeto-de-smart-grid-do-brasil>>. Acesso em: 30 maio. 2020.

WILLY W. KOTIUGA ; M. VIDYASAGAR. Bad Data Rejection Properties of Weighted Least Absolute Value Techniques Applied to Static State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 4, p. 844–853, 1982.

WU, F. F.; MOSLEHI, K.; BOSE, A. Power System Control Centers: Past, Present, and Future. **Proceedings of the IEEE**, v. 93, n. 11, p. 1890–1908, 2005.

## APÊNDICE A – PARÂMETROS UTILIZADOS PARA MODELAGEM DA REDE

### A.1 CABOS

Tabela A.1 – Parâmetros dos cabos para a temperatura de 20°C.

Cabos	R1 (ohm/km)	X1(ohm/km)	R0 (ohm/km)	X0(ohm/km)	Capacidade (kA)
2x3#95mm <sup>2</sup> - CA	0,1612	0,0506	0,4574	0,2292	0,153
2x3#50mm <sup>2</sup> - CA	0,3216	0,0637	0,6172	0,2419	0,106
3#95mm <sup>2</sup> - CA	0,3224	0,1012	0,9147	0,4584	0,159
3#50mm <sup>2</sup> - CA	0,6432	0,1274	1,2345	0,4839	0,110
3#2 CA	0,8375	0,4039	1,2031	1,3556	0,152
3#6 CC	1,3287	0,4398	1,6953	1,3941	0,121
3#2 CAA	1,05030	0,52390	1,22810	1,98710	0,160
3#4 CAA	1,59730	0,52010	1,77500	1,98330	0,125
3#6 CAA	2,47630	0,52880	2,65130	1,99210	0,080
3#1/0 CAA	0,69080	0,51830	0,86860	1,98150	0,220
3# 4/0 CAA	0,36790	0,47170	0,54570	1,93490	0,330

Fonte: Autor.

### A.2 VALORES POR TRECHO PARA O RAMO DIREITO DA REDE

Tabela A.2 – Valores de R e X para o ramo direito.

(continua)

Trecho Barra - Barra	Distância (km)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
274 276	0,0648	0,1035	0,0337	0,1150	0,1285
276 277	0,0442	0,0706	0,0230	0,0785	0,0877
277 279	0,0845	0,1350	0,0439	0,1500	0,1676
277 282	0,1007	0,1608	0,0524	0,1787	0,1997
282 284	0,06404	0,1023	0,0333	0,1137	0,1270
284 288	0,13772	0,2200	0,0716	0,2445	0,2731
288 293	0,1203	0,1922	0,0626	0,2135	0,2386
293 296	0,1208	0,1930	0,0628	0,2144	0,2396
288 301	0,166	0,2084	0,0862	0,2379	0,3291
301 305	0,10665	0,1704	0,0555	0,1893	0,2115
301 307	0,0854	0,0590	0,0443	0,0742	0,1692
307 320	0,21815	0,1507	0,1131	0,1895	0,4323
320 319	0,0469	0,0324	0,0243	0,0407	0,0929
319 312	0,1558	0,1076	0,0808	0,1353	0,3087
312 316	0,11915	0,1903	0,0620	0,2115	0,2363
312 311	0,0301	0,0208	0,0156	0,0261	0,0596
311 P5	0,12158	0,0840	0,0630	0,1056	0,2409
P5 308	0,013	0,0090	0,0067	0,0113	0,0258
307 327	0,12092	0,0835	0,0627	0,1050	0,2396

Tabela A.2 – Valores de R e X para o ramo direito.

(conclusão)

Trecho Barra - Barra		Distância (km)	R1 ( $\Omega$ )	X1 ( $\Omega$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )
327	333	0,13647	0,1433	0,0715	0,1676	0,2712
327	337	0,14222	0,0982	0,0737	0,1235	0,2818
337	414	0,33701	0,2168	0,0430	0,4160	0,1631
414	415	0,03548	0,0228	0,0045	0,0438	0,0172
337	347	0,2606	0,1800	0,1351	0,2264	0,5164
347	350	0,0452	0,0312	0,0234	0,0393	0,0896
350	351	0,0275	0,0190	0,0143	0,0239	0,0545
347	97	0,27264	0,1883	0,1413	0,2368	0,5402
97	100	0,04278	0,0568	0,0188	0,0725	0,0596
97	75	0,023	0,0159	0,0119	0,0200	0,0456
75	77	0,08543	0,1365	0,0444	0,1516	0,1694
77	78	0,06685	0,1068	0,0348	0,1187	0,1326
77	80	0,08403	0,1342	0,0437	0,1492	0,1667
80	81	0,0537	0,0858	0,0279	0,0953	0,1065
81	84	0,10116	0,1616	0,0526	0,1796	0,2006
80	86	0,07816	0,1248	0,0407	0,1387	0,1550
86	87	0,02706	0,0432	0,0141	0,0480	0,0537
87	91	0,13921	0,2224	0,0724	0,2471	0,2761
87	95	0,22232	0,3551	0,1156	0,3946	0,4409
95	96	0,05	0,0799	0,0260	0,0888	0,0992
95	423	0,60064	0,9594	0,3124	1,0661	1,1912
75	69	0,02361	0,0306	0,0099	0,0371	0,0383
69	74	0,0997	0,0321	0,0101	0,0912	0,0457
69	68	0,006	0,0010	0,0003	0,0027	0,0014
68	65	0,07952	0,0128	0,0040	0,0364	0,0182
65	60	0,10756	0,0173	0,0054	0,0492	0,0247
60	53	0,03369	0,0054	0,0017	0,0154	0,0077
53	57	0,10943	0,0704	0,0139	0,1351	0,0530
53	51	0,06063	0,0098	0,0031	0,0277	0,0139
51	48	0,08002	0,0129	0,0040	0,0366	0,0183
48	43	0,16974	0,0274	0,0086	0,0776	0,0389
43	40	0,13172	0,0212	0,0067	0,0602	0,0302
40	39	0,01483	0,0024	0,0008	0,0068	0,0034

Fonte: Autor.

## A.3 VALORES POR TRECHO PARA O RAMO ESQUERDO DA REDE

Tabela A.3 – Valores de R e X para o ramo esquerdo.

(continua)

Trecho Barra - Barra		Distância (km)	R1 ( $\Omega$ )	X1 ( $\Omega$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )
198	186	0,41854	0,4396	0,2193	0,5140	0,8317

Tabela A.3 – Valores de R e X para o ramo esquerdo.

(continuação)

Trecho Barra - Barra		Distância (km)	R1 ( $\Omega$ )	X1 ( $\Omega$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )
186	199	0,02	0,0319	0,0104	0,0355	0,0397
186	204	0,202	0,4091	0,1059	0,4447	0,4015
204	208	0,13767	0,3409	0,0728	0,3650	0,2743
208	211	0,1014	0,1620	0,0527	0,1800	0,2011
208	220	0,2802	0,6939	0,1482	0,7429	0,5582
186	179	0,21184	0,5246	0,1120	0,5617	0,4220
179	181	0,0492	0,1218	0,0260	0,1304	0,0980
179	175	0,15219	0,1488	0,0790	0,1759	0,3017
175	P2	0,24109	0,3851	0,1254	0,4279	0,4782
P2	272	0,0228	0,0364	0,0119	0,0405	0,0452
P2	270	0,023	0,0367	0,0120	0,0408	0,0456
P2	271	0,0145	0,0232	0,0075	0,0257	0,0288
175	167	0,2272	0,1569	0,1178	0,1973	0,4502
167	170	0,11194	0,1176	0,0586	0,1375	0,2224
167	166	0,05549	0,0383	0,0288	0,0482	0,1100
166	164	0,09573	0,0661	0,0496	0,0832	0,1897
164	223	0,0712	0,0492	0,0369	0,0618	0,1411
223	228	0,12898	0,0891	0,0669	0,1120	0,2556
228	233	0,17232	0,1190	0,0893	0,1497	0,3415
233	234	0,03468	0,0554	0,0180	0,0616	0,0688
233	236	0,0326	0,0521	0,0170	0,0579	0,0647
236	238	0,0789	0,1260	0,0410	0,1400	0,1565
233	243	0,2529	0,4040	0,1315	0,4489	0,5016
243	396	0,048	0,0767	0,0250	0,0852	0,0952
396	397	0,03813	0,0609	0,0198	0,0677	0,0756
396	404	0,34581	0,5524	0,1799	0,6138	0,6858
243	249	0,26816	0,4283	0,1395	0,4760	0,5318
221	164	0,01369	0,0095	0,0071	0,0119	0,0271
164	P5	0,013	0,0090	0,0067	0,0113	0,0258
P5	161	0,1028	0,0710	0,0533	0,0893	0,2037
161	160	0,03722	0,0257	0,0193	0,0323	0,0738
160	159	0,0341	0,0236	0,0177	0,0296	0,0676
159	158	0,014	0,0097	0,0073	0,0122	0,0277
158	P6	0,0918	0,0634	0,0476	0,0797	0,1819
P6	250	0,0264	0,0422	0,0137	0,0469	0,0524
P6	252	0,0398	0,0636	0,0207	0,0706	0,0789
252	255	0,0919	0,1468	0,0478	0,1631	0,1823
255	256	0,04048	0,0647	0,0211	0,0719	0,0803
256	427	0,11956	0,1001	0,0483	0,1438	0,1621
256	257	0,0313	0,0500	0,0163	0,0556	0,0621
257	259	0,0595	0,0498	0,0240	0,0716	0,0807

Tabela A.3 – Valores de R e X para o ramo esquerdo.

(continuação)

Trecho Barra - Barra		Distância (km)	R1 ( $\Omega$ )	X1 ( $\Omega$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )
257	260	0,0475	0,0759	0,0247	0,0843	0,0942
260	262	0,0818	0,1307	0,0425	0,1452	0,1622
P6	154	0,08057	0,0557	0,0418	0,0700	0,1596
154	P7	0,07323	0,0506	0,0380	0,0636	0,1451
P7	146	0,007	0,0173	0,0037	0,0186	0,0139
P7	148	0,051	0,1263	0,0270	0,1352	0,1016
148	149	0,043	0,1065	0,0227	0,1140	0,0857
149	150	0,0485	0,1201	0,0256	0,1286	0,0966
150	152	0,087	0,2154	0,0460	0,2307	0,1733
P7	137	0,1111	0,0767	0,0576	0,0965	0,2201
137	138	0,03978	0,0418	0,0208	0,0489	0,0790
137	139	0,0508	0,0534	0,0266	0,0624	0,1009
139	141	0,0924	0,0970	0,0484	0,1135	0,1836
141	142	0,0431	0,0453	0,0226	0,0529	0,0856
142	143	0,0454	0,0477	0,0238	0,0558	0,0902
137	136	0,06531	0,0451	0,0339	0,0567	0,1294
136	131	0,0152	0,0105	0,0079	0,0132	0,0301
131	134	0,1004	0,0324	0,0102	0,0918	0,0460
131	130	0,0055	0,0038	0,0029	0,0048	0,0109
130	14	0,06	0,0414	0,0311	0,0521	0,1189
P8	13	0,014	0,0097	0,0073	0,0122	0,0277
P8	19	0,11393	0,0787	0,0590	0,0990	0,2258
19	430	0,11223	0,1720	0,0584	0,1920	0,2226
P8	102	0,12143	0,0839	0,0629	0,1055	0,2406
102	106	0,12663	0,2023	0,0659	0,2248	0,2511
102	109	0,15345	0,1060	0,0795	0,1333	0,3041
109	112	0,22868	0,1580	0,1185	0,1986	0,4531
112	115	0,2369	0,1637	0,1228	0,2058	0,4694
115	119	0,29947	0,2069	0,1552	0,2601	0,5934
119	122	0,1443	0,0997	0,0748	0,1253	0,2859
122	127	0,2986	0,2063	0,1548	0,2594	0,5917
127	363	0,65999	0,5883	0,3423	0,7056	1,3080
363	371	0,32	0,5111	0,1664	0,5680	0,6347
371	375	0,27183	0,4342	0,1414	0,4825	0,5391
371	391	1,69025	2,6998	0,8791	3,0002	3,3523
391	395	0,19071	0,3046	0,0992	0,3385	0,3782
P8	14	0,00532	0,0037	0,0028	0,0046	0,0105
14	10	0,11466	0,0370	0,0116	0,1049	0,0526
10	7	0,06135	0,0198	0,0062	0,0561	0,0281
7	8	0,0483	0,0334	0,0250	0,0420	0,0957
7	5	0,0439	0,0303	0,0228	0,0381	0,0870

Tabela A.3 – Valores de R e X para o ramo esquerdo.

(conclusão)

Trecho Barra - Barra		Distância (km)	R1 ( $\Omega$ )	X1 ( $\Omega$ )	R0 ( $\Omega$ )	X0 ( $\Omega$ )
5	4	0,0214	0,0148	0,0111	0,0186	0,0424
4	3	0,04597	0,0318	0,0238	0,0399	0,0911
3	2	0,0423	0,0292	0,0219	0,0367	0,0838
2	1	0,04698	0,0325	0,0243	0,0408	0,0931
4	22	0,1002	0,0323	0,0101	0,0917	0,0459
22	24	0,0294	0,0095	0,0030	0,0269	0,0135
24	25	0,02636	0,0085	0,0027	0,0241	0,0121
25	26	0,01659	0,0053	0,0017	0,0152	0,0076
26	29	0,07641	0,0123	0,0039	0,0349	0,0175
29	32	0,0766	0,0247	0,0077	0,0701	0,0351
32	34	0,05045	0,0163	0,0051	0,0461	0,0231
32	35	0,0256	0,0083	0,0026	0,0234	0,0117
29	30	0,01647	0,0027	0,0008	0,0075	0,0038
30	36	0,12992	0,0209	0,0066	0,0594	0,0298
36	38	0,06323	0,0102	0,0032	0,0289	0,0145

Fonte: Autor.

## A.4 CARGAS, TRANSFORMADORES E BANCOS DE CAPACITORES

Tabela A.4 – Especificação das cargas associadas aos transformadores.

(continua)

Cargas	Transformadores (kVA)
Agência de Inovação e Transferência de Tecnologia (AGITTEC)	225
Almoxarifado	300
Anfiteatro 1	500
Anfiteatro 2	500
Antena	112,5
Aviário	45
Bacias Hidrográficas	112,5
Banco do Brasil	75
Barragem	45
Biblioteca Central	500
Bioequivalência	75
Biotério	112,5
Centro de Artes e Letras – Prédio 40 (CAL 40)	300
Centro de Ciências Rurais – Prédio 42 (CCR 42)	500
Centro de Ciências Rurais – Prédio 43 (CCR 43)	225
Centro de Ciências Rurais – Prédio 44 (CCR 44)	300
Centro de Ciências da Saúde (CCS)	225
Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74A (CCSH 74A)	225

Tabela A.4 – Especificação das cargas associadas aos transformadores.

(continuação)

<b>Cargas</b>	<b>Transformadores (kVA)</b>
Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74B (CCSH 74B)	300
Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74C (CCSH 74C)	300
Centro de Ciências Sociais e Humanas – Prédio 74D (CCSH 74D)	225
Centro de Educação (CE)	300
Centro de Educação – Prédio 16B (CE 16B)	112,5
Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP)	45
Centro de Educação Física e Desporto (CEFD)	225
Centro de Educação Física e Desporto – Piscinas (CEFD Piscinas)	150
Centro de Triagem de Animais Silvestres (CETAS)	112,5
Casa do Estudante Universitário II – Prédio 32 (CEU II 32)	225
Casa do Estudante Universitário II – Prédio 33 (CEU II 33)	225
Casa do Estudante Universitário II – Prédio 34 (CEU II 324)	225
Casa do Estudante Universitário II – Prédio 35 (CEU II 35)	225
Casa do Estudante Universitário II – Prédio 38 (CEU II 38)	112,5
Casa do Estudante Universitário III – Prédio 37 (CEU III 37)	225
Centro de Processamento de Dados (CPD)	300
Centro de Tecnologia (CT)	225
Centro de Tecnologia – Anexo C (CT Anexo C)	300
Colégio Técnico Industrial de Santa Maria (CTISM)	150
Colégio Técnico Industrial de Santa Maria – Prédio 05D (CTISM 05D)	225
Centro de Transplante de Medula Óssea (CTMO)	225
Casa do estudante indígena	75
Centro Ecumênico	75
Colégio Politécnico	112,5
Colégio Politécnico 1	75
Colégio Politécnico 2	150
Coxilha	45
Curso de Dança	225
Curso de Música	150
DETRAN	225
Dendrologia	112,5
Departamento de Solos	75
Destilaria	112,5
Engenharia Química	150
Fundação de Apoio à Tecnologia e Ciência (FATEC)	75
Fábrica de Rações	75
Fisiologia	112,5
Fonoaudiologia	225
Geração Distribuída – Prédio 09E (GD 09E)	150

Tabela A.4 – Especificação das cargas associadas aos transformadores.

(continuação)

<b>Cargas</b>	<b>Transformadores (kVA)</b>
Galpão	30
Galpão 1	15
Galpão 2	45
Galpão 3	45
Geomática	112,5
Gráfica	500
Hospital Universitário de Santa Maria 1 (HUSM 1)	225
Hospital Universitário de Santa Maria 2 (HUSM 2)	225
Hospital Universitário de Santa Maria 3 (HUSM 3)	225
Hospital Universitário de Santa Maria 4 (HUSM 4)	225
Hospital Veterinário	225
Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)	750
Jardim Botânico	45
Laboratório do Centro de Tecnologia – Prédio 10 (Lab. CT)	500
Laboratório de Análises Químicas	225
Laboratório Engenharia Natural	75
Laboratório Florestal	112,5
Laboratório de Motores	225
Laboratório de Hidráulica	225
Laboratório de Virologia	300
Laticínios	150
Manutenção	150
Matemática	300
Morfologia	500
Núcleo de Análises e Pesquisas Orgânicas 1 (NAPO 1)	75
Núcleo de Análises e Pesquisas Orgânicas 2 (NAPO 2)	225
Núcleo Integrado de Desenvolvimento em Análises Laboratoriais (NIDAL)	75
Odontologia	500
Parque de Exposições 1	150
Parque de Exposições 2	75
Parque de Exposições 3	112,5
Parque de Exposições 4	112,5
Parque de Exposições 5	75
Petrobras	150
Planetário	300
Posto de Gasolina / Lojas e Serviços	75
Poço 1	30
Poço 2	30
Poço HUSM	30
Pronto Socorro	500
Psicultura 1	75

Tabela A.4 – Especificação das cargas associadas aos transformadores.

(conclusão)

<b>Cargas</b>	<b>Transformadores (kVA)</b>
Psicultura 2	75
Química	500
Restaurante Universitário 1 (RU 1)	300
RX	225
Raio X	225
Reitoria 1	300
Reitoria 2	500
Restaurante Jardim Botânico	45
Sistema de Irrigação	45
Suíno	75
Tambo	225
Terapia Ocupacional	225
Viveiro	75
Zootecnia	75

Fonte: Autor.

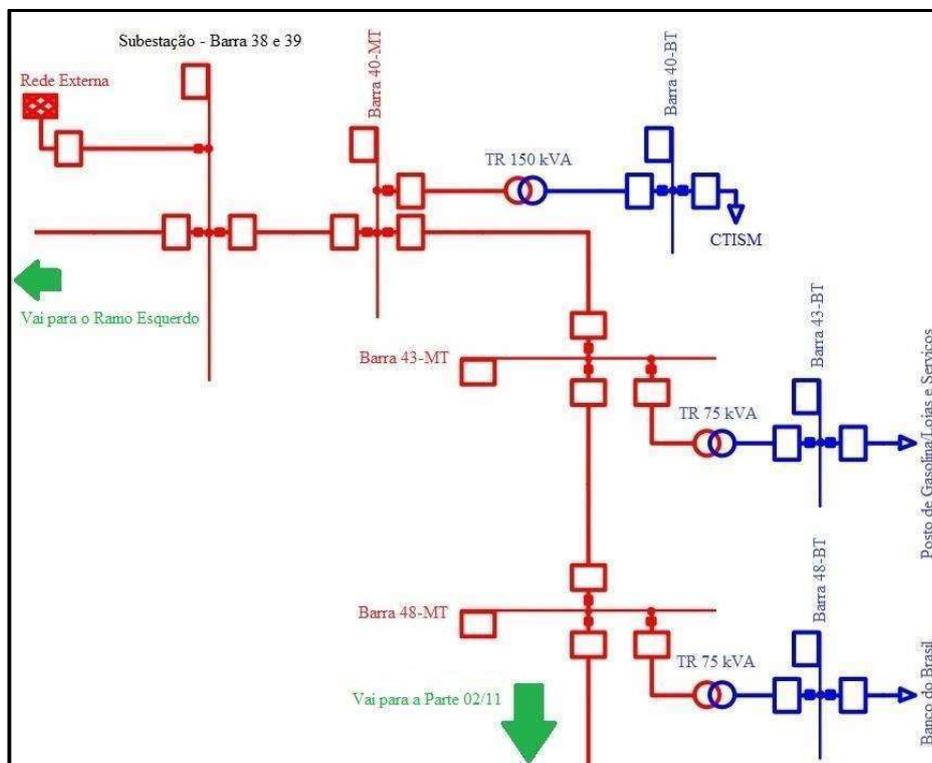
Tabela A.5 – Potência dos bancos de capacitores e localização por barra.

<b>Banco de capacitor</b>	<b>Potência (kvar)</b>	<b>Barra</b>
<b>1</b>	300	136
<b>2</b>	300	51

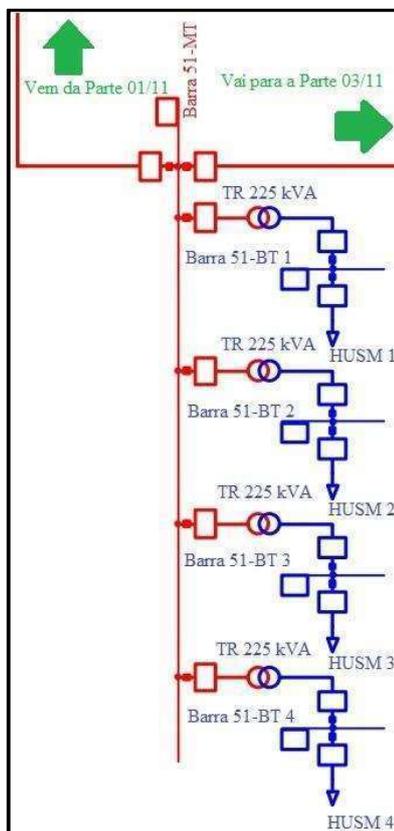
Fonte: Autor.

## APÊNDICE B – PLANTAS DETALHADAS DO RAMO DIREITO DA REDE

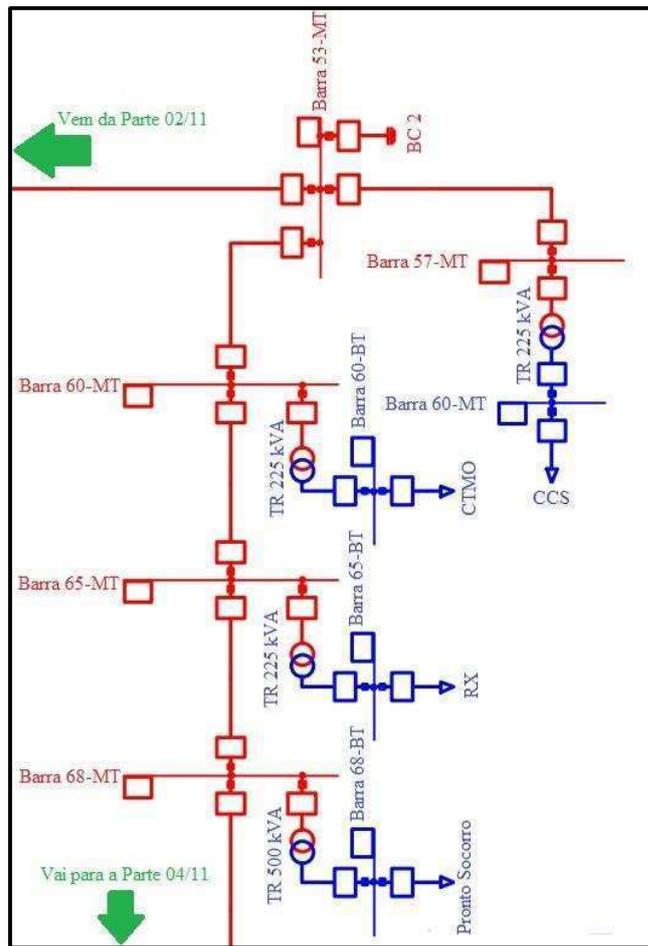
### B.1 PARTE 01



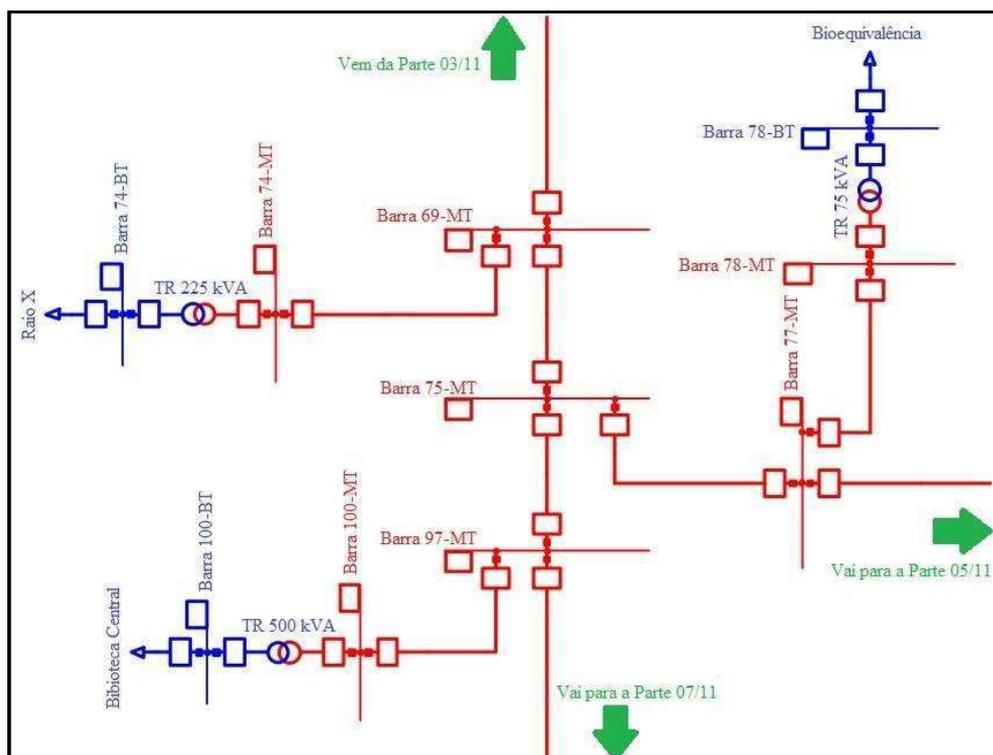
### B.2 PARTE 02



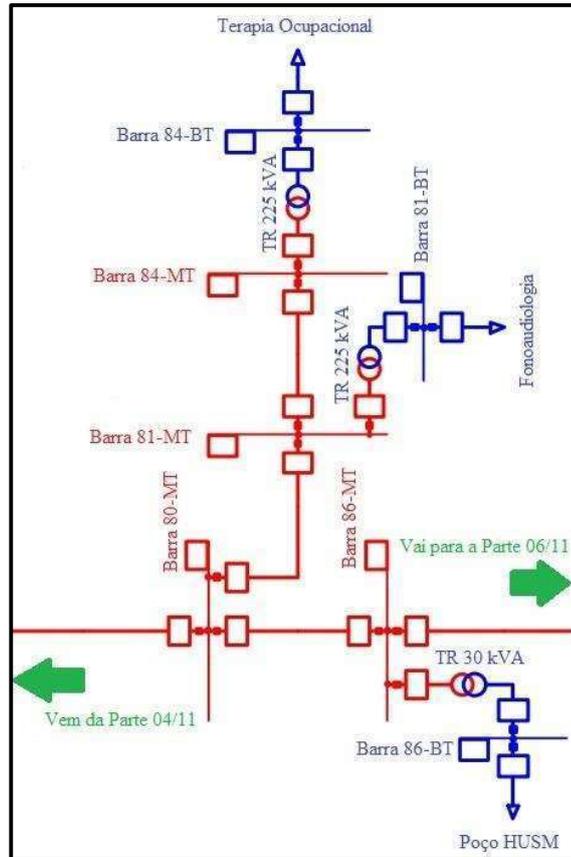
B.3 PARTE 03



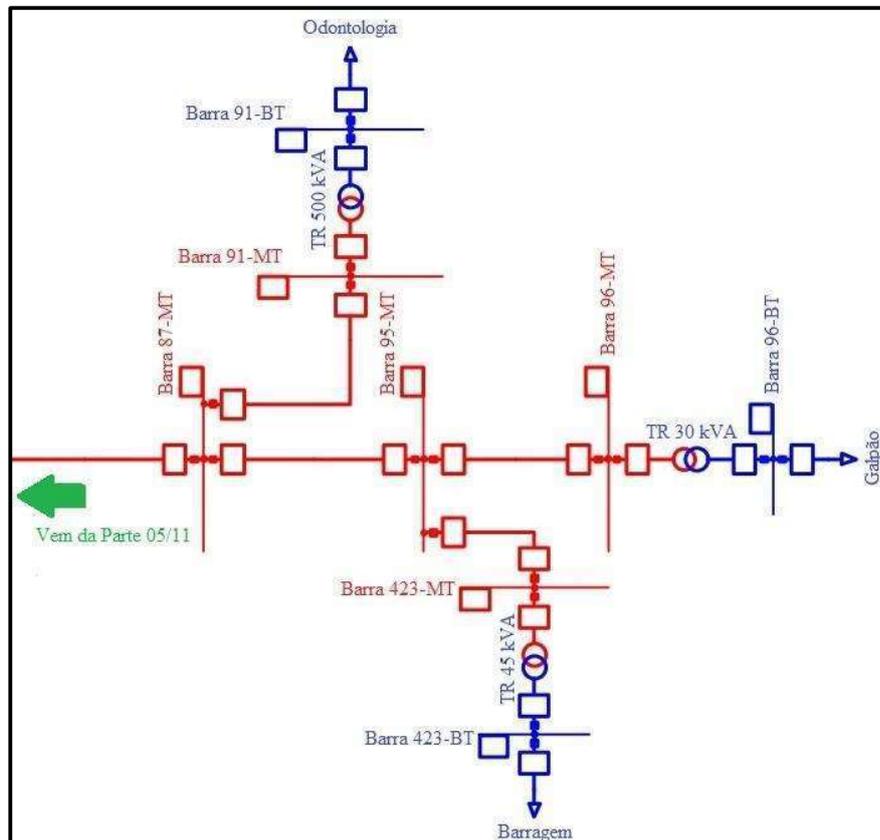
B.4 PARTE 04



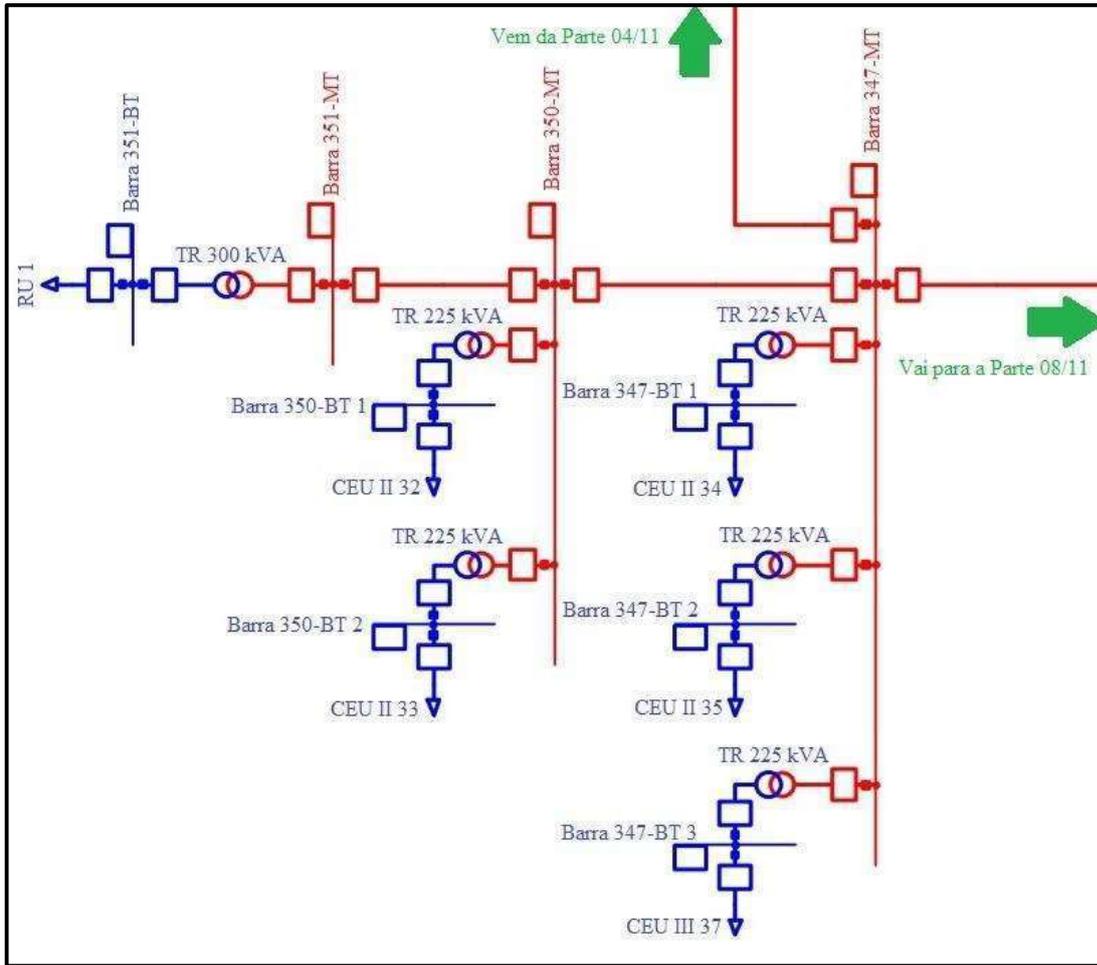
B.5 PARTE 05



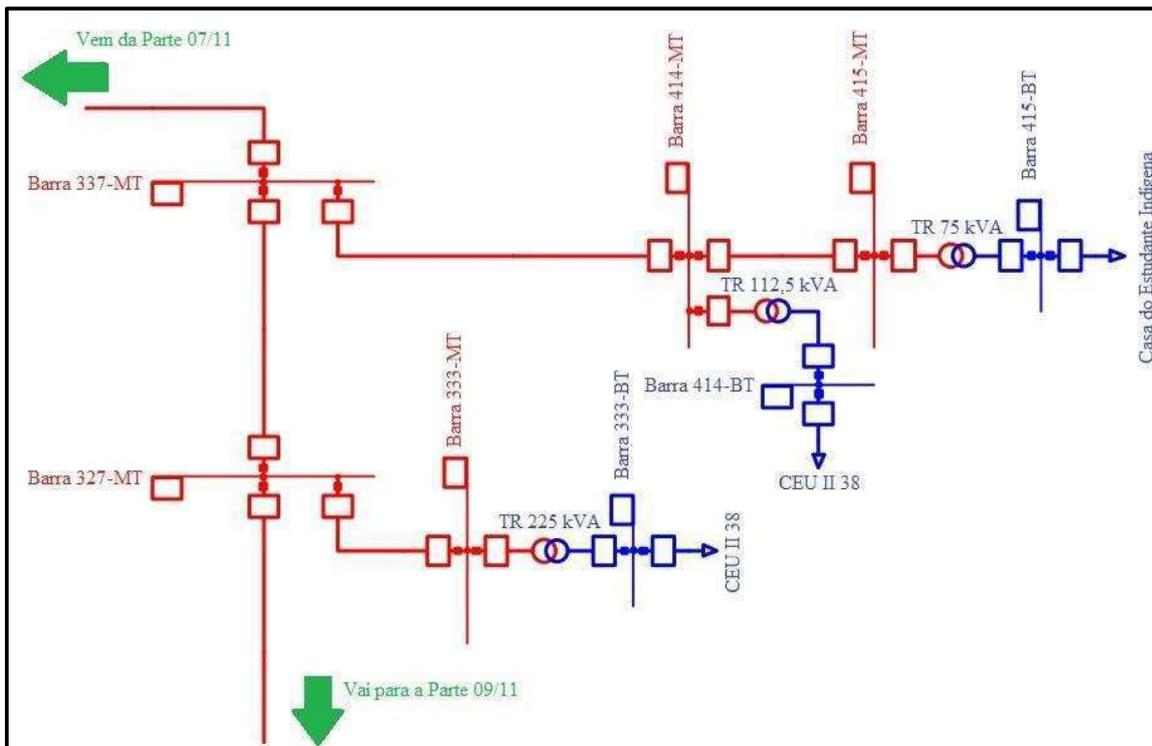
B.6 PARTE 06



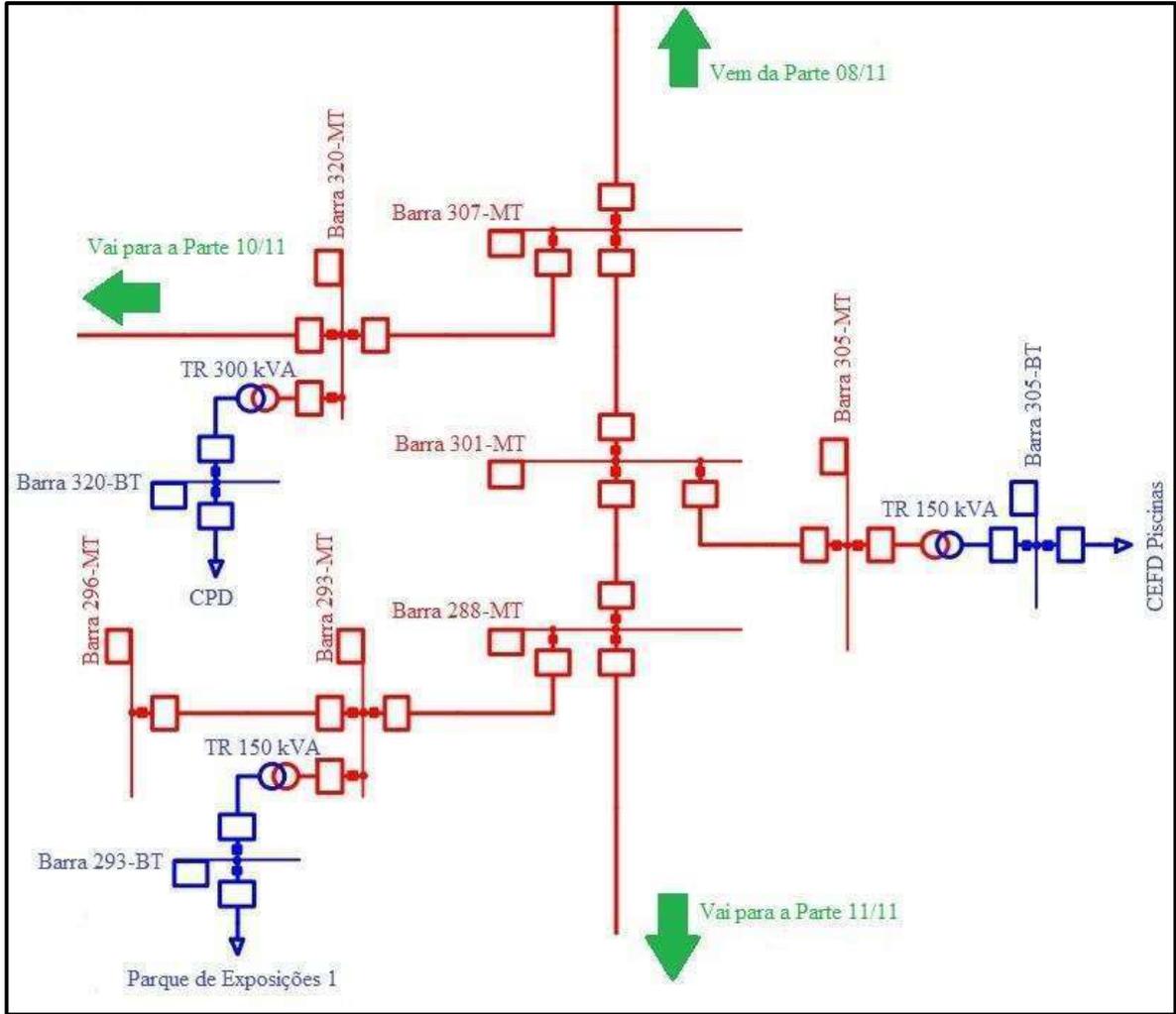
B.7 PARTE 07



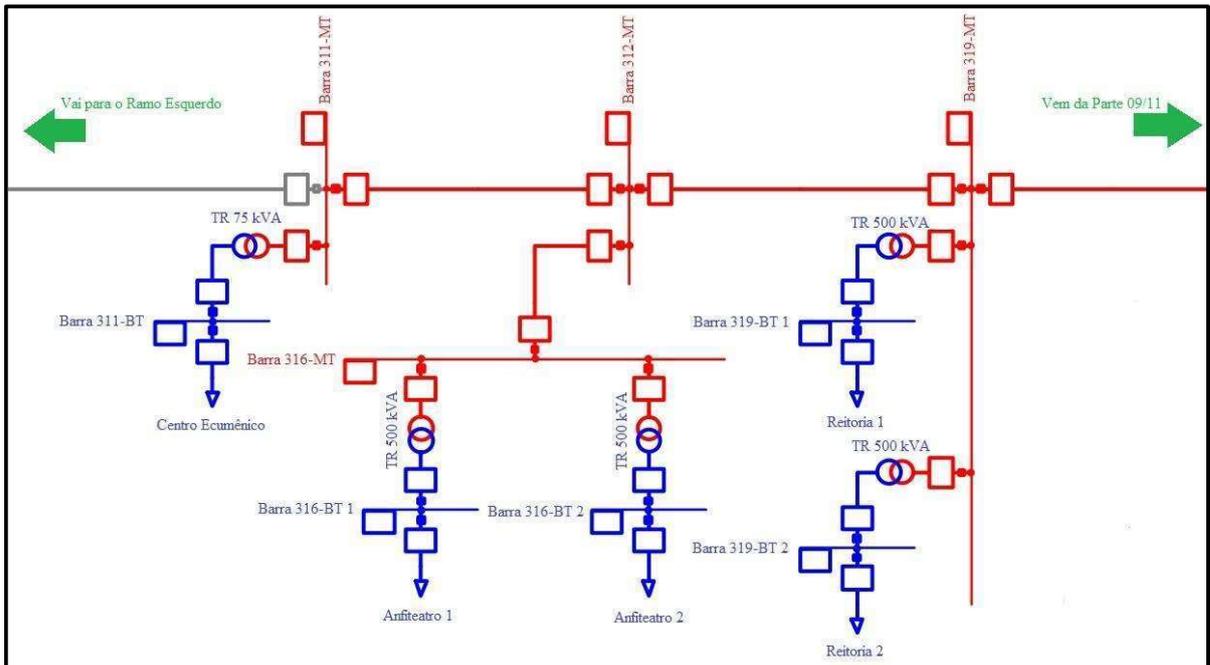
B.8 PARTE 08



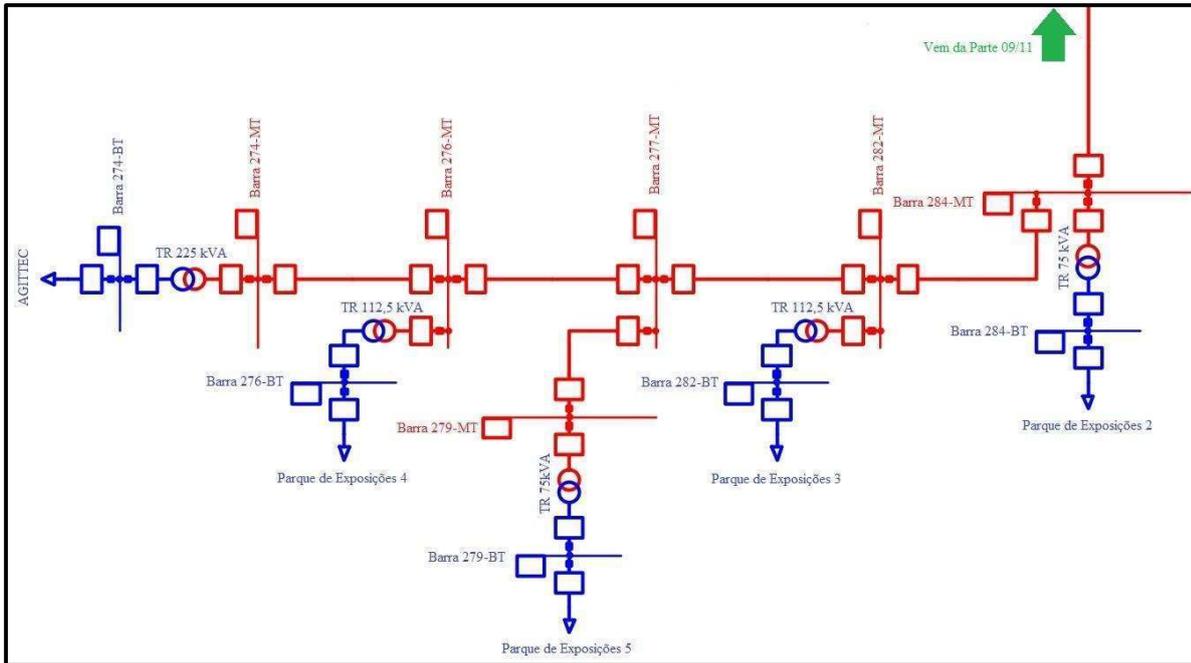
B.9 PARTE 09



B.10 PARTE 10

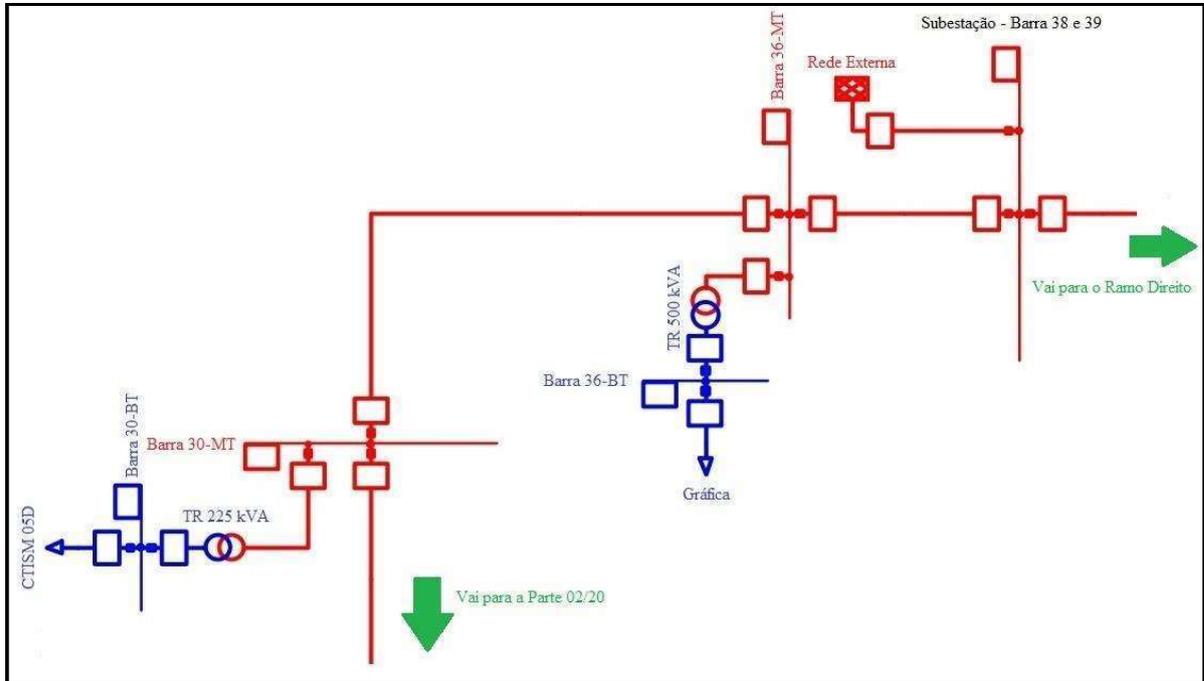


## B.11 PARTE 11

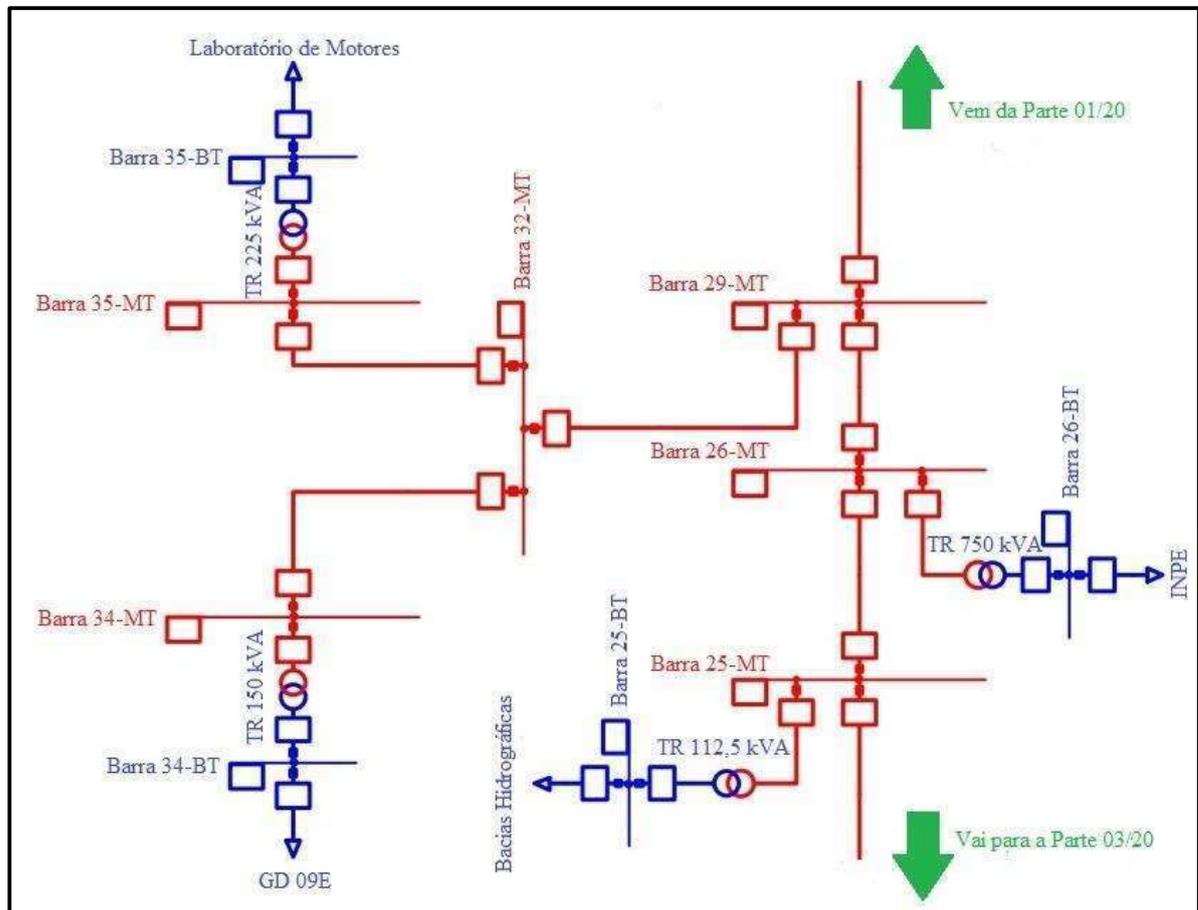


## APÊNDICE C – PLANTAS DETALHADAS DO RAMO ESQUERDO DA REDE

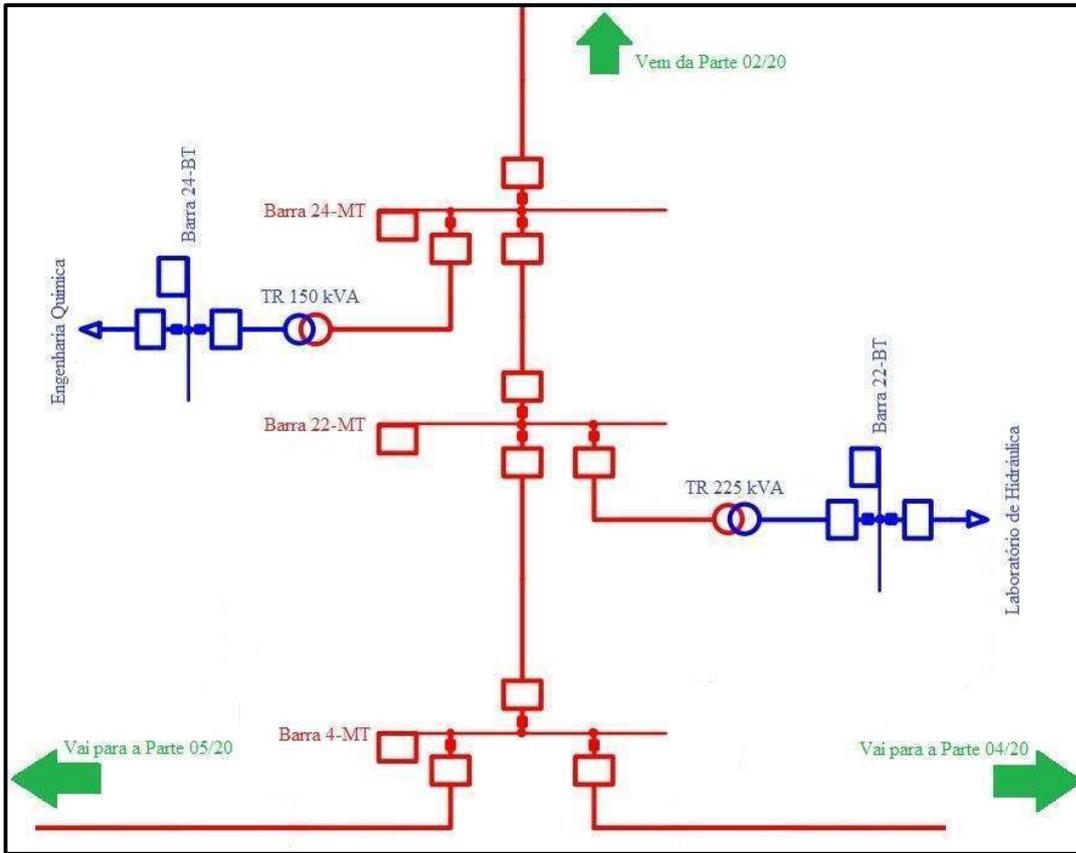
### C.1 PARTE 01



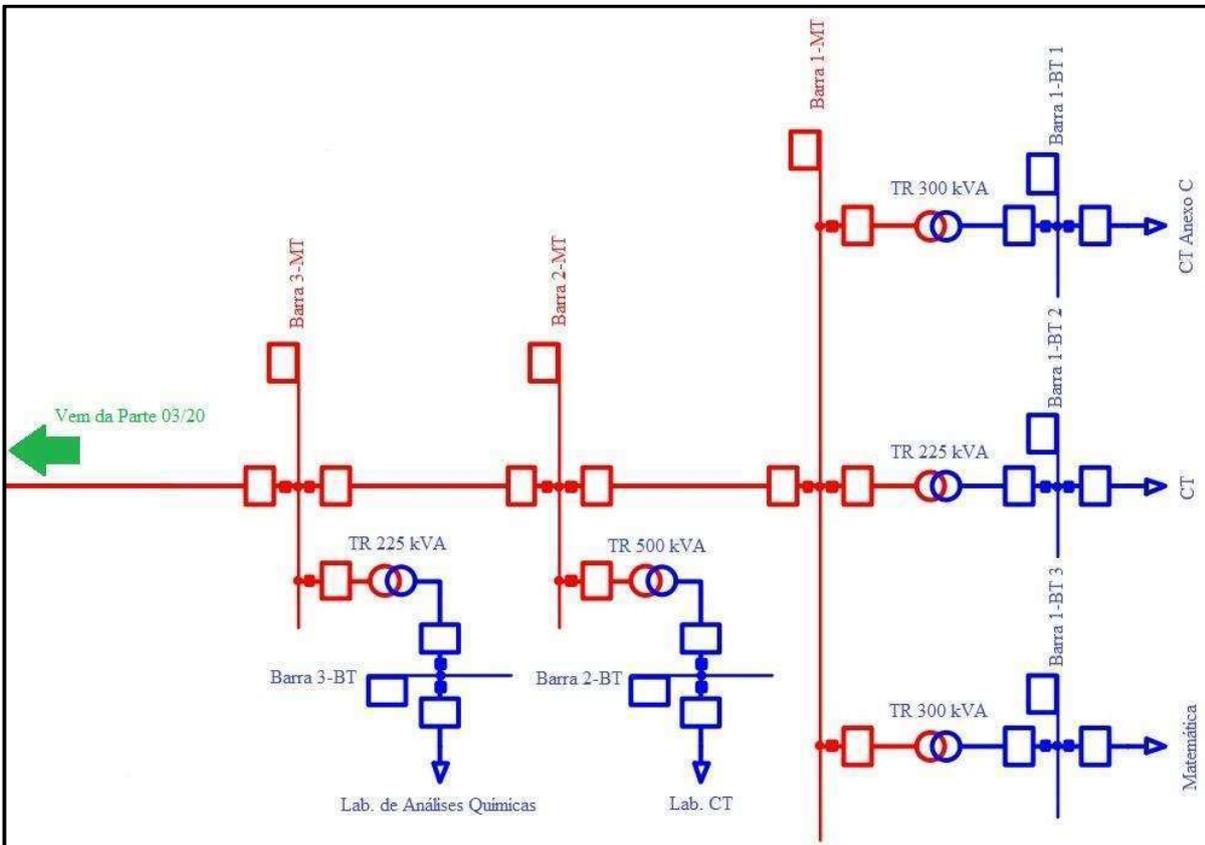
### C.2 PARTE 02



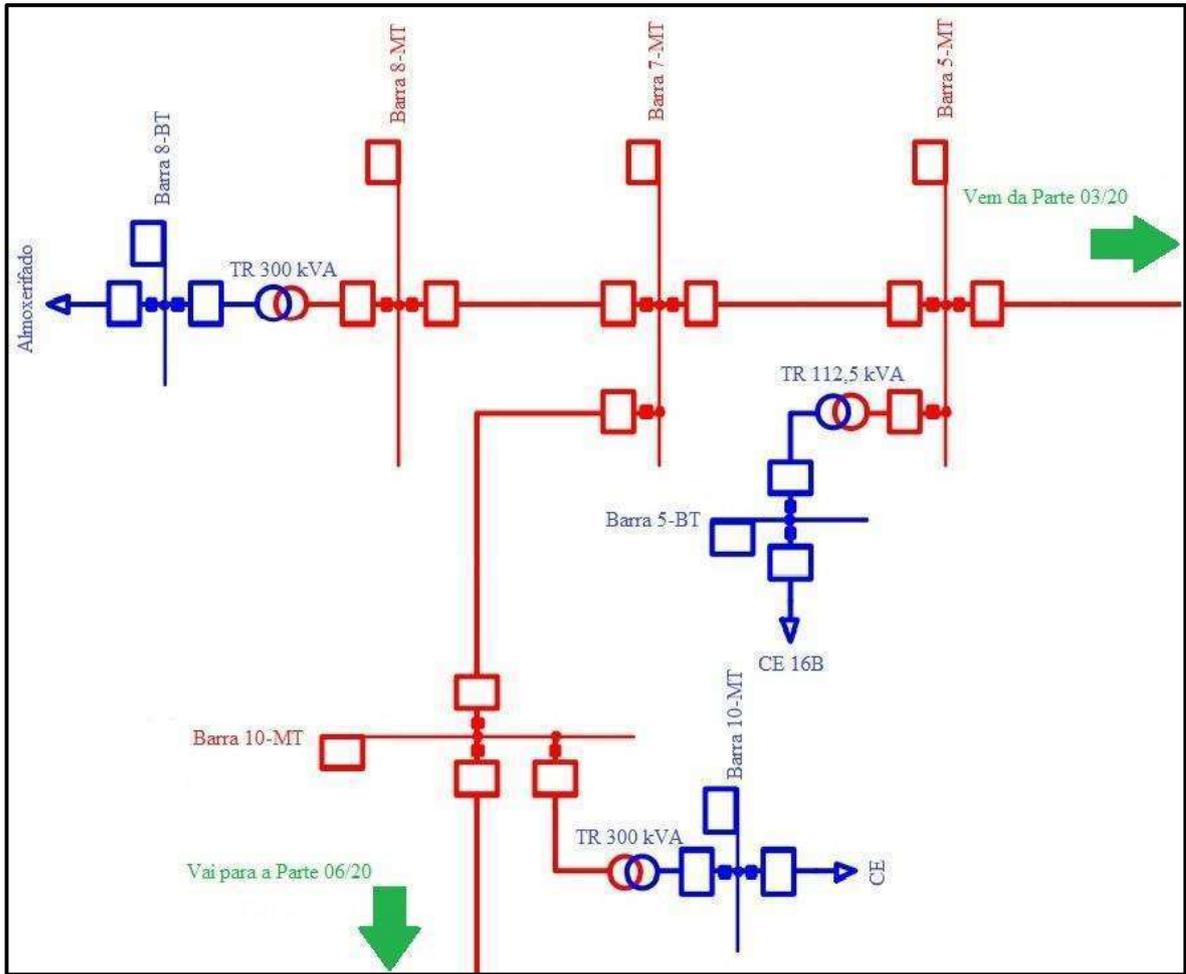
C.3 PARTE 03



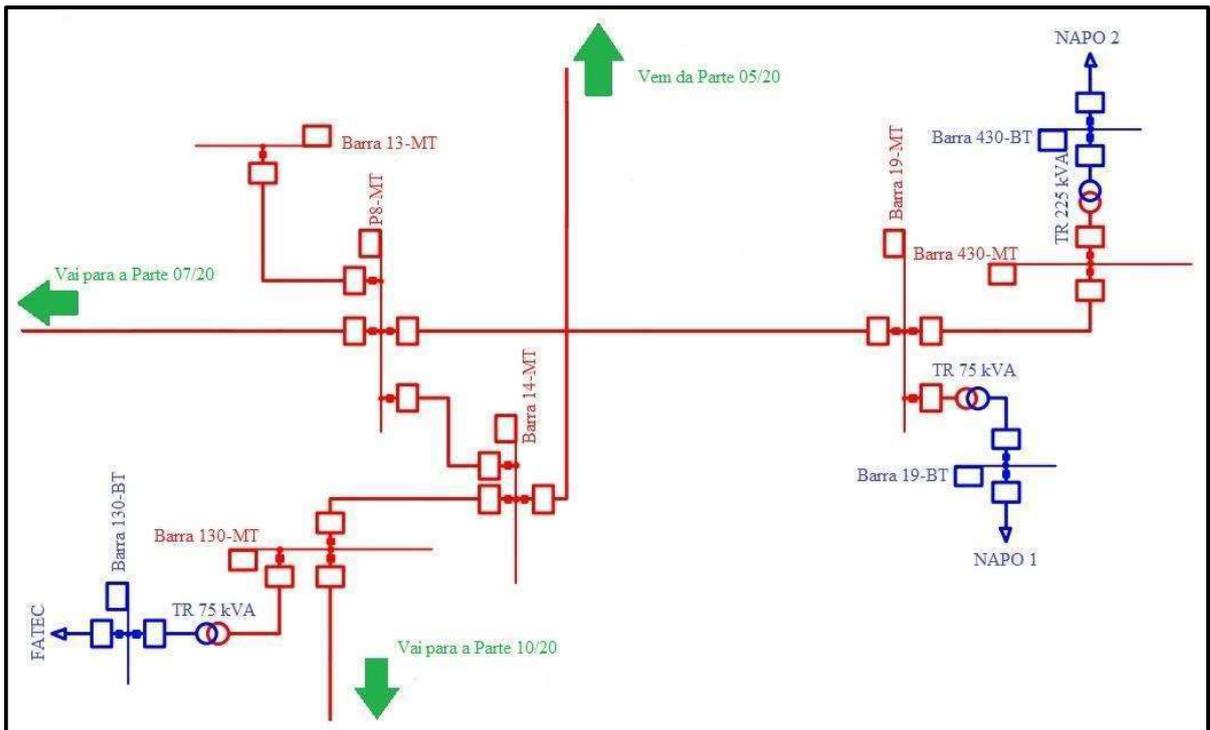
C.4 PARTE 04



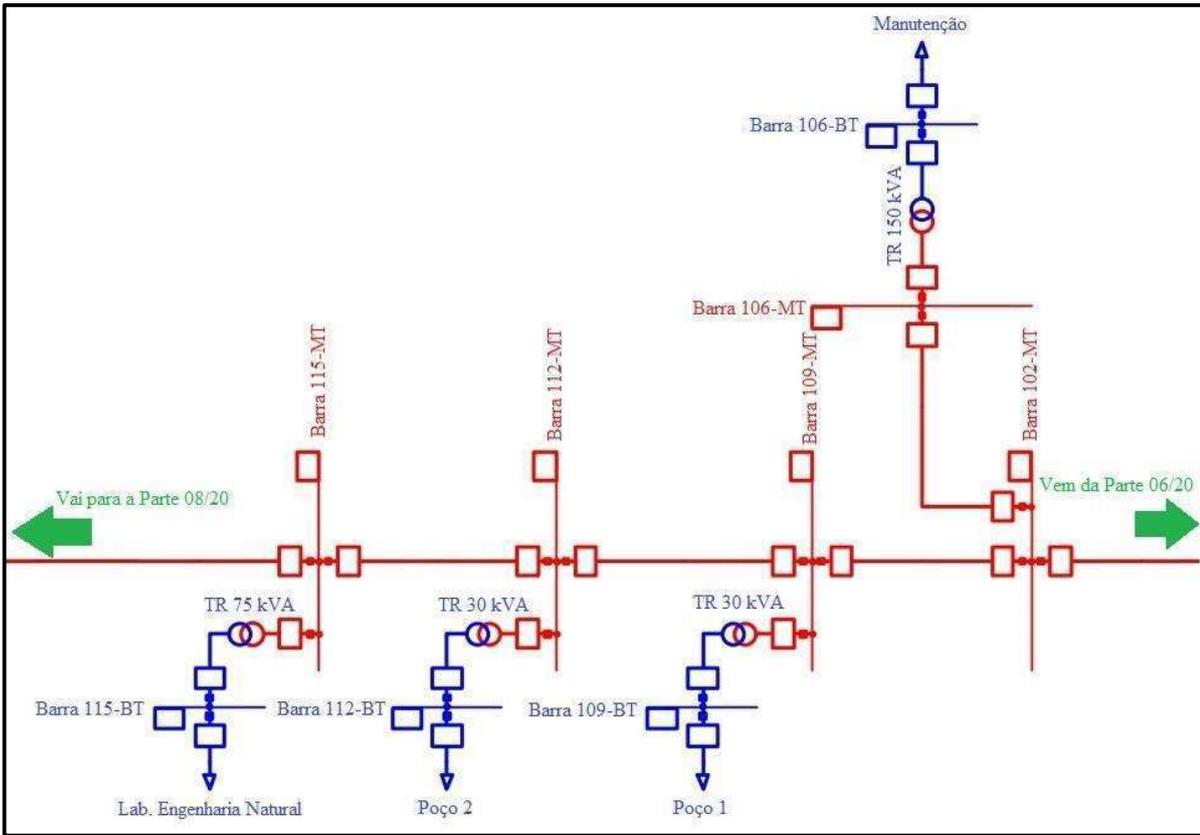
C.5 PARTE 05



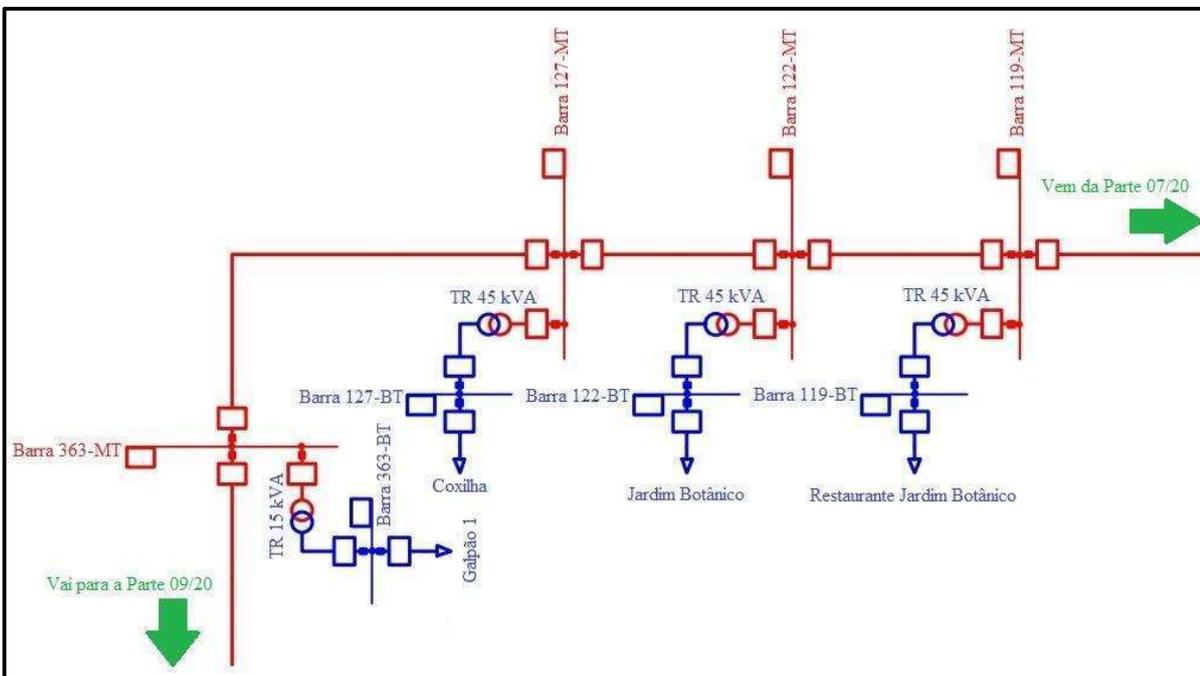
C.6 PARTE 06



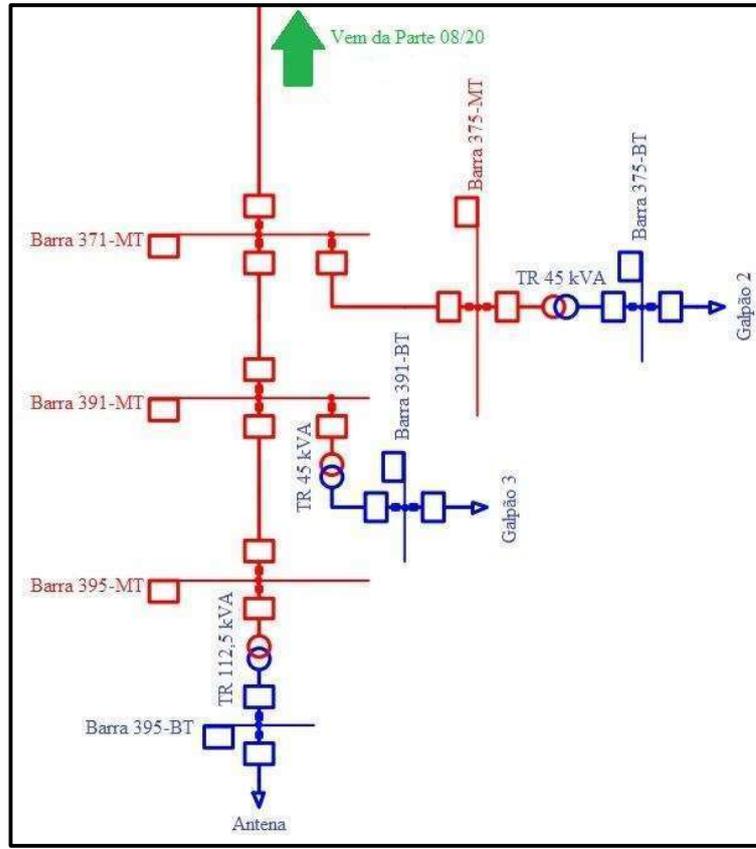
C.7 PARTE 07



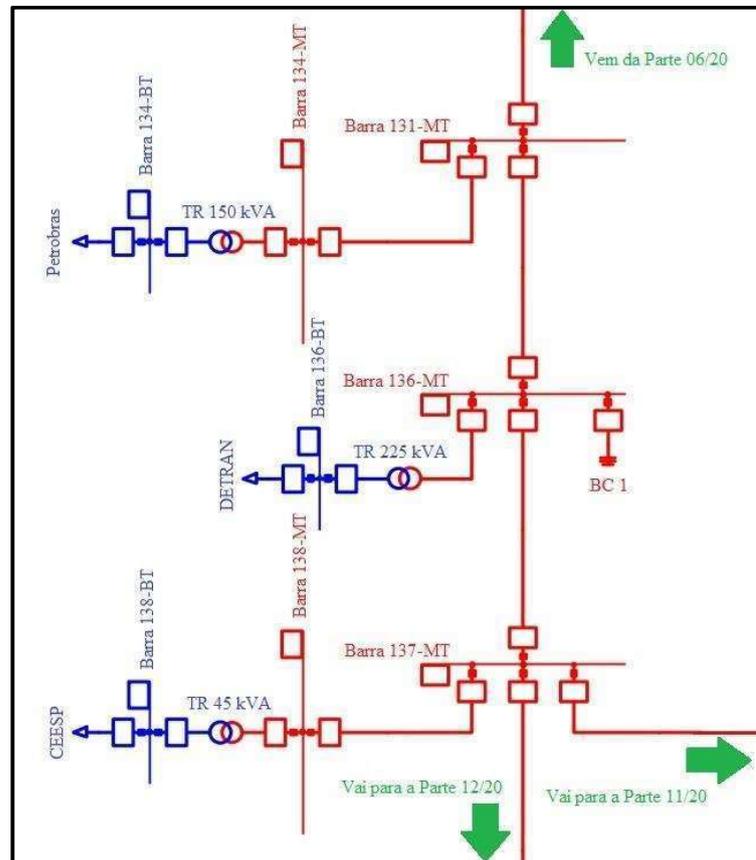
C.8 PARTE 08



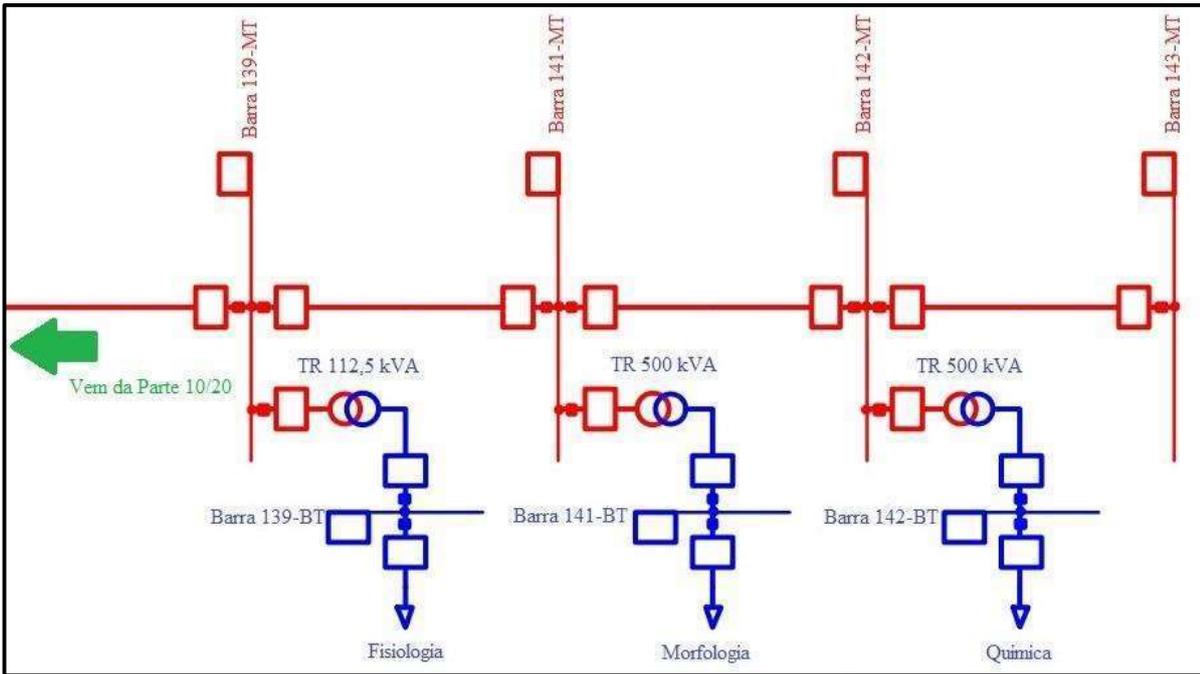
C.9 PARTE 09



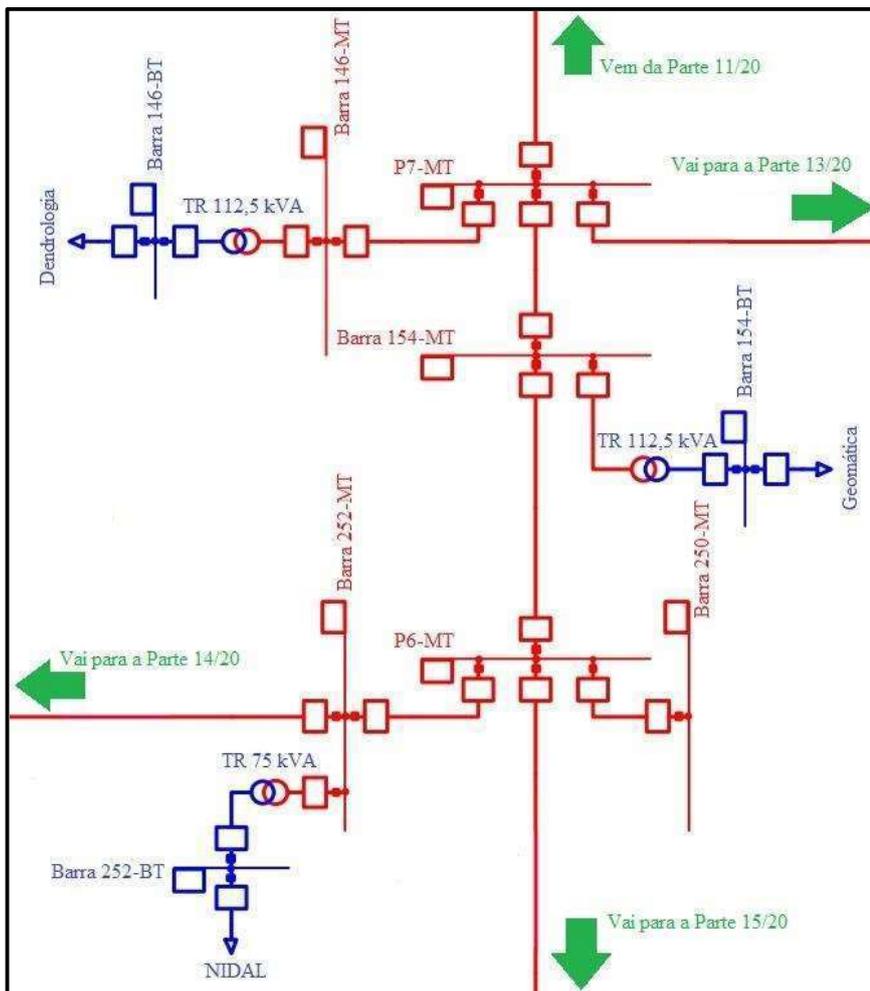
C.10 PARTE 10



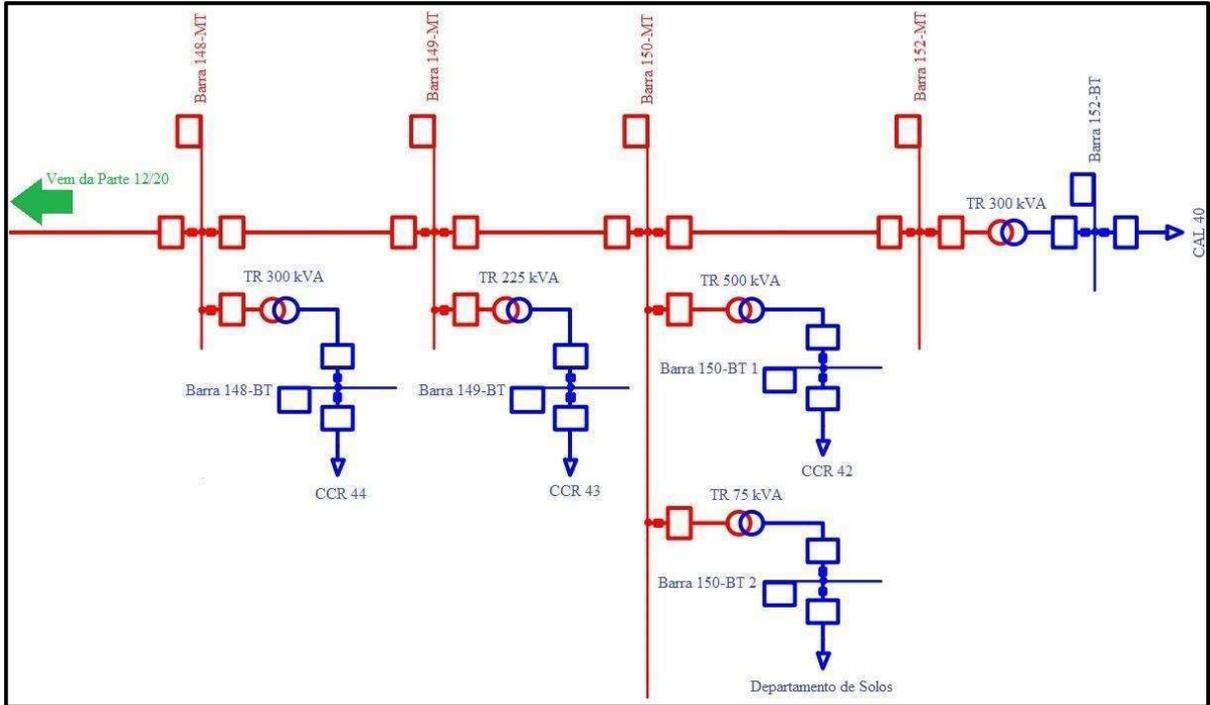
C.11 PARTE 11



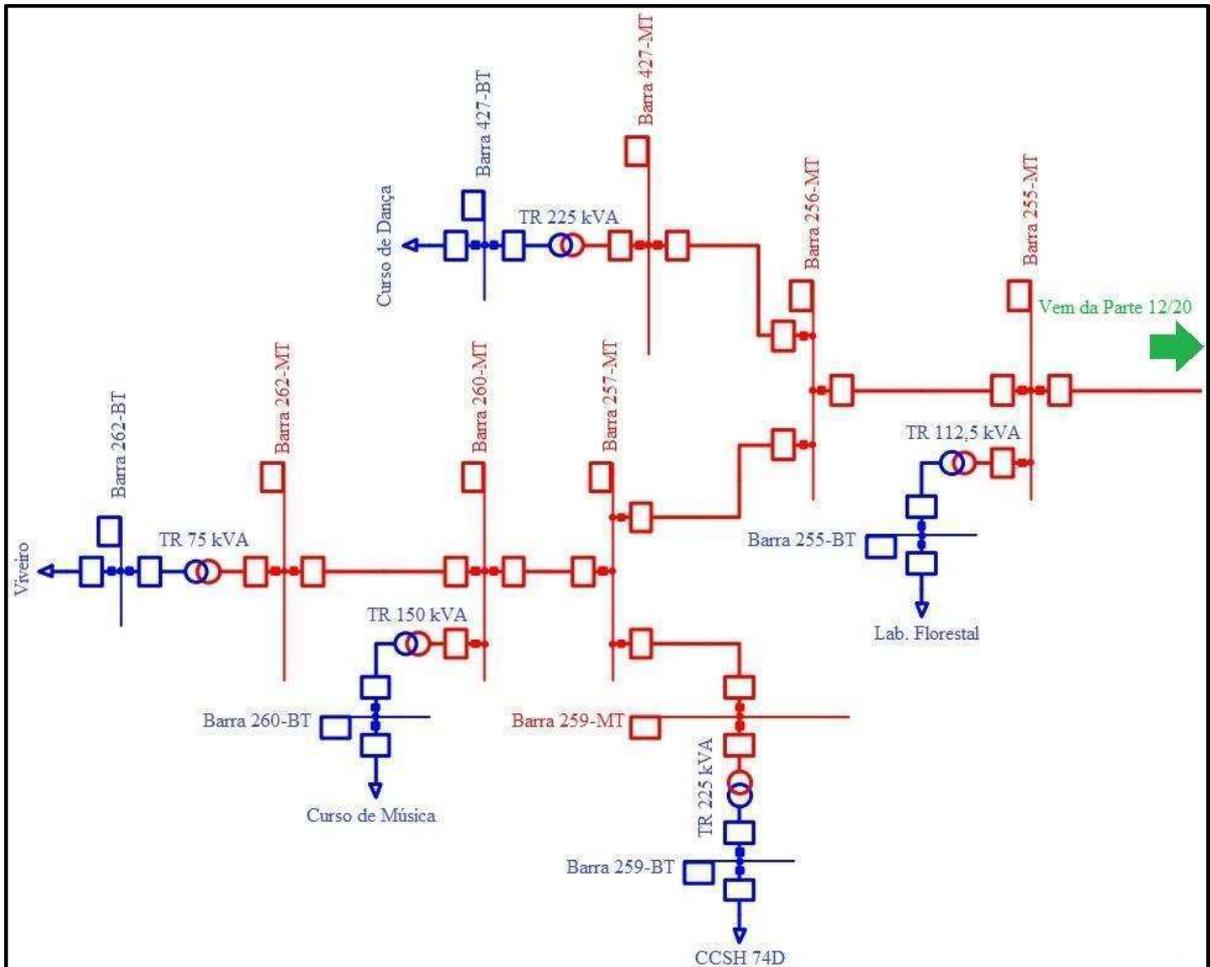
C.12 PARTE 12



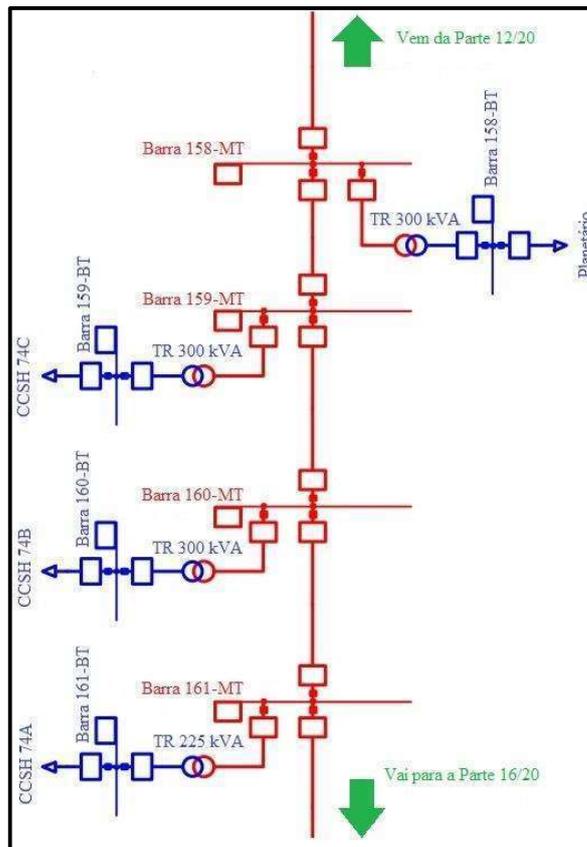
C.13 PARTE 13



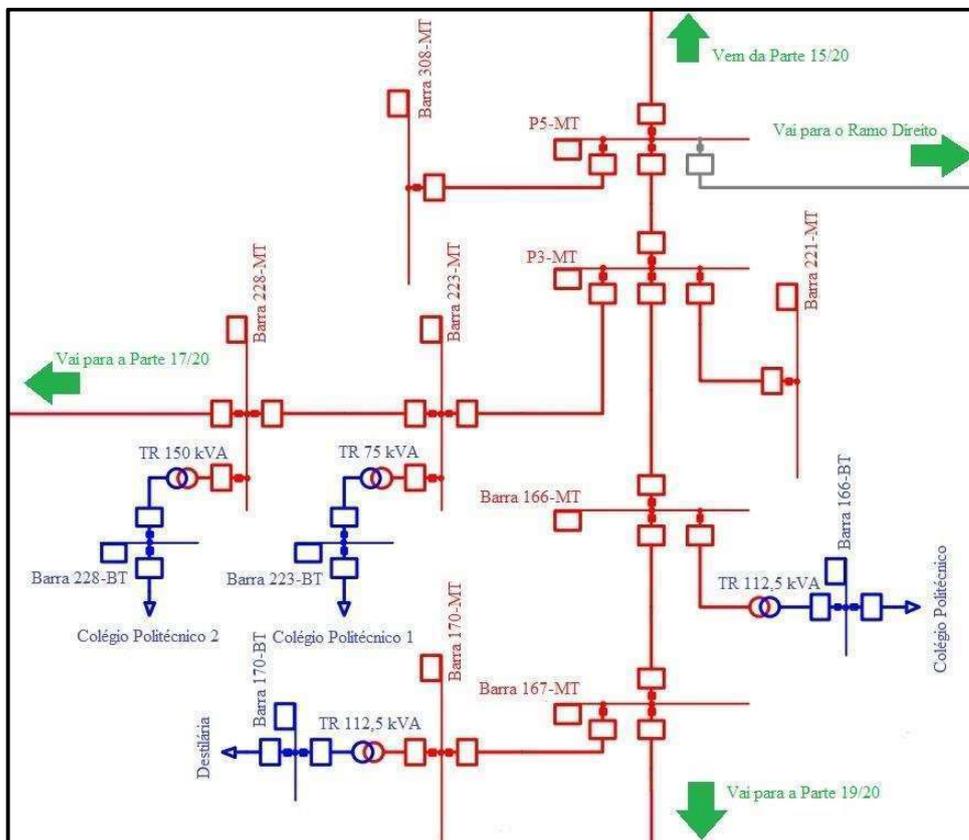
C.14 PARTE 14



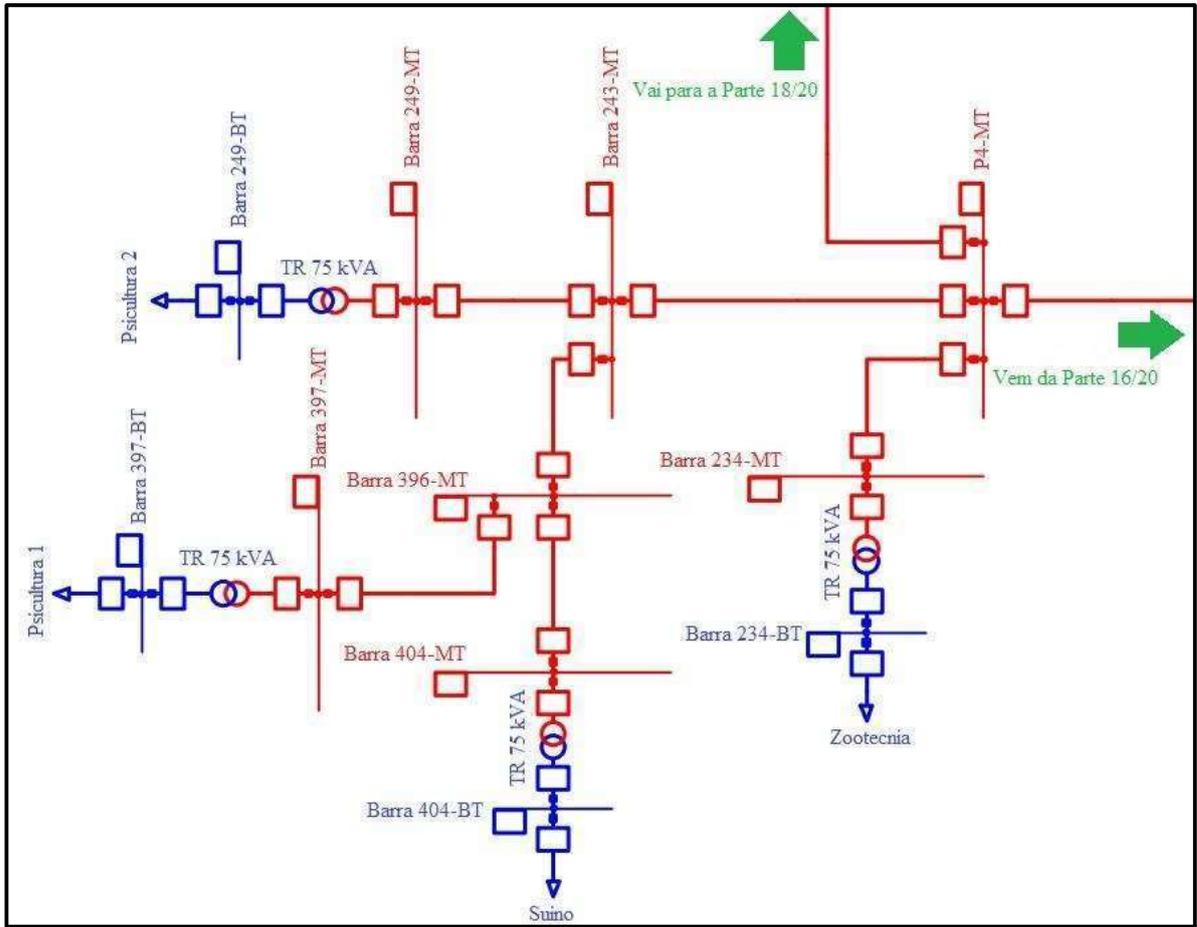
C.15 PARTE 15



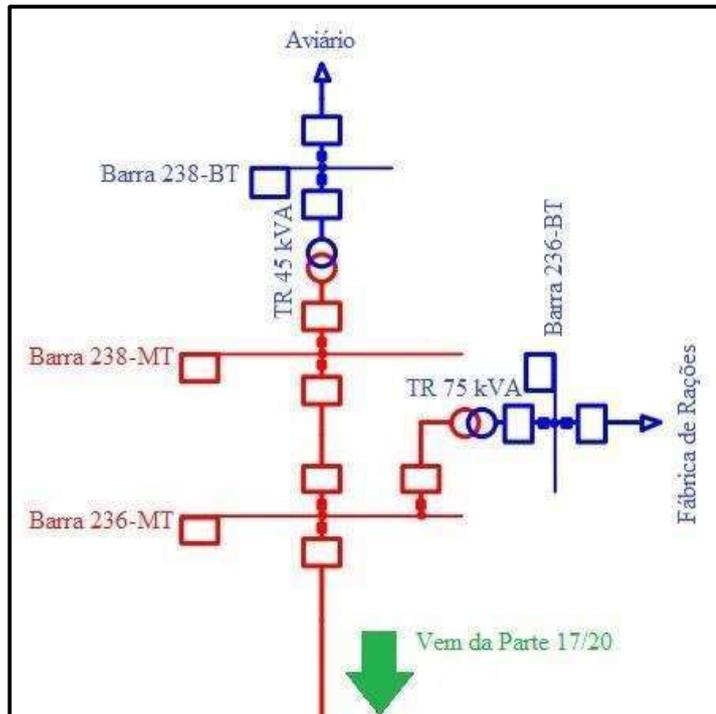
C.16 PARTE 16



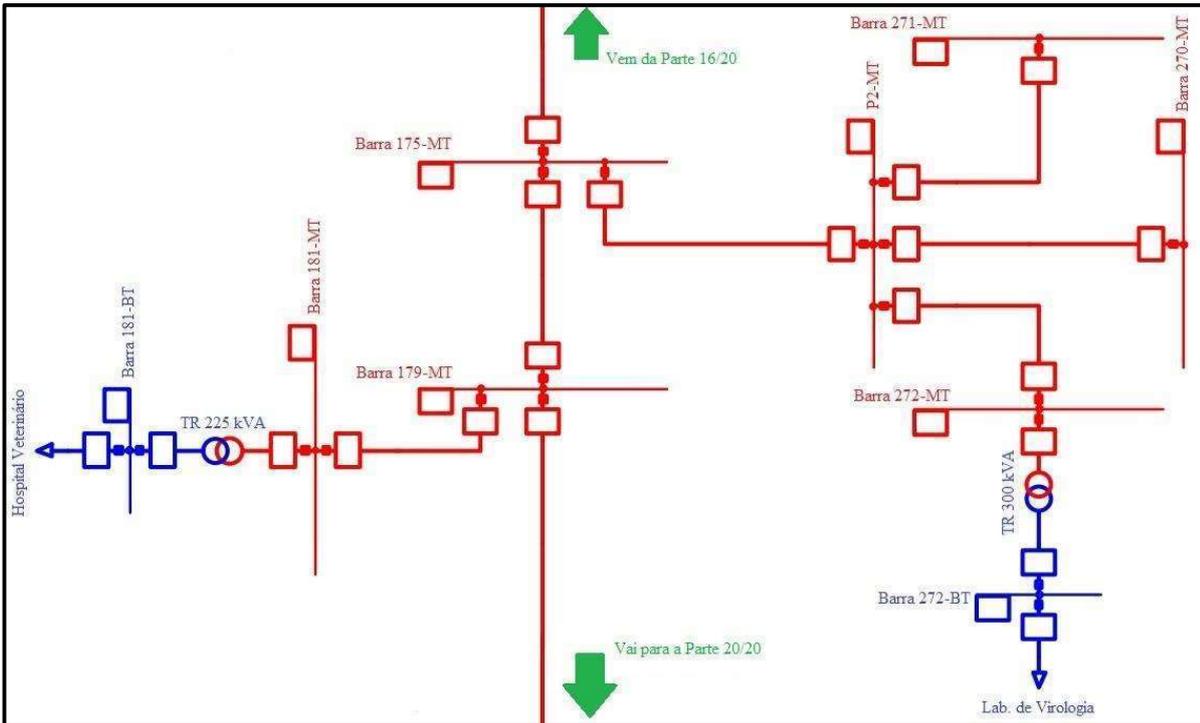
C.17 PARTE 17



C.18 PARTE 18



C.19 PARTE 19



C.20 PARTE 20

