

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

**SIMULADOR COMPUTACIONAL PARA VALIDAÇÃO DE
DADOS EM SUBESTAÇÕES DE REDES ELÉTRICAS**

ERIC ZANGHI

Orientadores:

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc.

**Niterói
2011**

ERIC ZANGHI

**SIMULADOR COMPUTACIONAL PARA VALIDAÇÃO DE
DADOS EM SUBESTAÇÕES DE REDES ELÉTRICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito para obtenção do Grau de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Computação Científica e Sistemas de Potência.

Orientadores:

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc.

**Niterói
2011**

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de
Computação da UFF

Z229 Zanghi, Eric

Simulador computacional para validação de dados em subestações
de redes elétricas / Eric Zanghi. – Niterói, RJ : [s.n.], 2011.
91 f.

Dissertação (Mestrado em Computação) - Universidade Federal
Fluminense, 2011.

Orientadores: Julio César Stacchini de Souza, Milton Brown Do
Coutto Filho.

1. Subestação elétrica. 2. Rede elétrica. 3. Gerenciamento de
energia. 4. Sistema elétrico de potência. I. Título.

CDD 621.3191

SIMULADOR COMPUTACIONAL PARA VALIDAÇÃO DE DADOS EM SUBESTAÇÕES DE REDES ELÉTRICAS

ERIC ZANGHI

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito para obtenção do Grau de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Computação Científica e Sistemas de Potência.

Aprovada por:

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc.- Orientador
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D. Sc.- Orientador
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Julius Cesar Barreto Leite, Ph.D.
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Gilberto Pires de Azevedo, D. Sc.
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.
UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro

Niterói, 14 de Dezembro de 2011

*"Truth is ever to be found in simplicity, and not in
the multiplicity and confusion of things."*

Isaac Newton

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a meus pais que acreditaram que a minha educação fundamental assim era para minha formação como indivíduo. Pelos seus esforços em conseguir o melhor com tão pouco.

Agradeço à minha esposa pelos anos de dedicação e energia emocional doada com tanto amor e compreensão.

Agradeço aos meus orientadores que com sabedoria, inteligência e amor à profissão, me fizeram reviver a vida acadêmica da melhor maneira que poderia acontecer.

Esta Dissertação aborda o problema do processamento e validação local de dados colhidos em subestações de sistemas elétricos de potência, previamente a seu envio remoto para sistemas de gerenciamento de energia, tendo em vista que as informações enviadas para os centros de operação podem conter erros de considerável intensidade.

Os dados tratados dizem respeito a medidas de grandezas elétricas usuais (e.g., magnitudes de tensão/corrente e potências ativa/reactiva) e indicações de posição (status aberto/fechado) de disjuntores e chaves seccionadoras que compõem a subestação. A validação prévia de tais dados se torna possível através de algoritmos que se baseiam na redundância do sistema de medição, explorando-se recursos disponíveis nos dispositivos eletrônicos inteligentes, e nas leis de Kirchhoff para circuitos elétricos.

Um aplicativo computacional, desenvolvido em ambiente MATLAB e SIMULINK, com interfaces gráficas configuráveis, foi construído para a simulação de testes com os algoritmos propostos. Exemplos de situações correspondentes a inconsistências de medição/configuração presentes em uma subestação típica são apresentados tendo como objetivo avaliar o desempenho dos algoritmos em estudo.

Palavras-chave: *Validação de dados, Subestações digitais, Sistemas SCADA.*

This dissertation approaches the problem of local processing and validation of data collected in substations of the electric power systems, before to sending them remote energy management systems, considering that information sent to the centers of operation may contain errors of considerable intensity.

The processed data are usually related to electrical measurements (e.g., magnitudes of voltage / current and powers active / reactive) and status indications (open / closed) of circuit breakers and switches which integrate the substation. Validation of such data a priori is made possible through algorithms that are based on the redundancy of the measurement system (exploring resources in intelligent electronic devices) and Kirchhoff's laws.

An application program developed in MATLAB & SIMULINK, with configurable graphical interfaces, was built for the simulation tests with the proposed algorithms. Examples of situations corresponding to data inconsistencies on measurement / configuration present in a typical substation are presented with the objective to evaluate the performance of the algorithms under study.

Keywords: *Data Validation, Digital Substations, SCADA Systems.*

Capítulo 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES	1
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	3
1.3 OBJETIVOS	4
1.4 PUBLICAÇÕES	4
Capítulo 2 SUBESTAÇÕES DIGITAIS	5
2.1 INTRODUÇÃO	5
2.2 DISPONIBILIDADE DE DADOS.....	5
2.3 LEITURAS DIRETAS DOS IEDS	12
2.4 DADOS DE TEMPO REAL (MEDIÇÕES E STATUS).....	18
2.5 DADOS CALCULADOS.....	19
2.6 DADOS REDUNDANTES E ESTIMADOR DE ESTADO	19
2.7 DADOS HISTÓRICOS	21
2.8 CONCLUSÃO	21
Capítulo 3 VALIDAÇÃO DE DADOS EM SUBESTAÇÕES	22
3.1 INTRODUÇÃO	22
3.2 MÉTODOS DE PROCESSAMENTO	22
3.3 ALGORITMOS PROPOSTOS	24
3.3.1 Análise de Redundância de Medições	27
3.3.2 Cálculo de Potências	28
3.3.3 Análise Nodal	28
3.3.4 Status dos Ramos - Análise Topológica	31
3.3.5 Status dos Ramos - Análise das Medições	32
3.3.6 Análise Histórica – Topológica e de Medições	34
3.3.7 Análise de Discrepâncias de Fases	36
3.4 CONCLUSÃO	37

Capítulo 4 SIMULADOR COMPUTACIONAL.....	38
4.1 INTRODUÇÃO	38
4.2 ESTRUTURA DO SIMULADOR DE SUBESTAÇÕES	39
4.3 FLUXOGRAMA FUNCIONAL	40
4.3.1 Arquivos de Configuração	41
4.3.2 Inicialização de Variáveis	42
4.3.3 Análise do Modelo do Usuário	43
4.4 PREMISSAS DO SIMULADOR	43
4.4.1 Regras de Formação de <i>Tags</i>	44
4.4.2 Alocação de Objetos	44
4.4.3 Geração de Alarmes.....	45
4.5 BIBLIOTECA DE OBJETOS	47
4.5.1 Disjuntores e Chaves	47
4.5.2 Medidores de Tensão	48
4.5.3 Medidores de Corrente	49
4.5.4 Carga RLC	50
4.5.5 Ramos Externos	51
4.5.6 Ramos Internos	53
4.6 MODELANDO UMA SUBESTAÇÃO	55
4.7 CARACTERÍSTICAS DO SIMULADOR	59
4.7.1 Processamento de Dados	59
4.7.2 Alteração de Status de Equipamentos (Disjuntores e Chaves).....	60
4.7.3 Erros Topológicos.....	60
4.7.4 Erros de Medição	61
4.8 CONCLUSÃO	62
Capítulo 5 RESULTADOS	63
5.1 INTRODUÇÃO	63

5.2 PROCESSAMENTO DE ERROS TOPOLÓGICOS	63
5.2.1 Falha de Leitura de Status do Bay	64
5.2.2 Inconsistência de Status de um Equipamento do Bay	65
5.2.3 Inconsistência entre Status de diferentes Ramos	67
5.3 PROCESSAMENTO DE ERROS DE MEDIÇÃO.....	69
5.3.1 Congelamento de Dados de Medição	69
5.3.2 Medidas "Zeradas"	71
5.3.3 Discrepância entre Fases.....	73
5.3.4 Medição Suspeita.....	75
5.3.5 Perda de Medição	76
5.4 RELATÓRIOS GERADOS PELO SVDS	78
5.5 CONCLUSÃO	80
Capítulo 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83
APÊNDICE A RELATÓRIOS.....	86
A.1) DADOS DE TEMPO REAL.....	86
A.2) DADOS HISTÓRICOS.....	88
APÊNDICE B ESTRUTURA DE PASTAS DO PROJETO	91

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1: Arquitetura de Comunicação padrão IEC.....	6
Figura 2.2: Arquitetura para automação de subestações.	8
Figura 2.3: Fluxo de Dados em uma subestação.	10
Figura 2.4: Diagrama unifilar típico de localização de medidas em uma subestação de transmissão.	11
Figura 2.5 – Esquema de ligação física de TC/TP de IED de controle (2 bays).	14
Figura 2.6 – Esquema de ligação física de TC e TP de um IED de proteção de linha.	15
Figura 2.7 – Diagrama unifilar com leituras analógicas.....	16
Figura 2.8 – Esquema de leitura e processamento dos sinais de medição.....	17
Figura 2.9 – Esquema de redundância de medição.	20
Figura 3.1 – Diagrama Simplificado SVDS.	24
Figura 3.2 – Arquitetura de Sistema Digital com SVDS.....	25
Figura 3.3 – Fluxograma Geral do SVDS.	26
Figura 3.4 – Fluxograma da Análise de Redundância.....	27
Figura 3.5 – Fluxograma da Análise Nodal.....	30
Figura 3.6 – Fluxograma para verificação de Status dos Ramos (análise topológica).....	31
Figura 3.7 – Fluxograma para verificação de Status dos Ramos (análise de medições).....	33
Figura 3.8 – Fluxograma da Análise Histórica.....	35
Figura 3.9 – Fluxograma de verificação de Discrepância de Fases.....	37
Figura 4.1 – Fluxograma simplificado do Sistema.....	41
Figura 4.2 – Tela de Alarme – log de verificação do modelo SIMULINK.....	43
Figura 4.3 – Tela de "Alarm & Log".....	46
Figura 4.4 – Objeto Equipamento Trifásico (disjuntores e chaves).	47
Figura 4.5 – Diagrama Lógico dos Equipamentos.	48
Figura 4.6 – Objeto Medidor de Tensão Trifásica.....	49
Figura 4.7 – Objeto Medidor de Corrente Trifásica.	50
Figura 4.8 – Objeto Carga RLC.	50
Figura 4.9 – Tela de Configuração da Carga RLC por fase.	51
Figura 4.10 – Objeto Ramo Externo de Entrada.	51
Figura 4.11 – Objeto Gerador.....	52
Figura 4.12 – Tela de Configuração do Gerador.....	52
Figura 4.13 – Vista interna do bay.	53

Figura 4.14 – Objeto Ramo Interno.....	54
Figura 4.15 – Vista interior do Ramo Interno.	54
Figura 4.16 – Modelo completo de uma subestação (500kV).....	56
Figura 4.17 – Diagrama unifilar simplificado da Subestação-Modelo.....	57
Figura 4.18 – Exemplo de Interligação de Ramo Externo.	58
Figura 4.19 – Tela de Operação de Equipamentos.....	60
Figura 4.20 – Tela de Controle de Medidores.	61
Figura 5.1 – Simulação de Erro Topológico – bay completo.....	65
Figura 5.2 – Simulação de Erro Topológico – equipamento fechado.	66
Figura 5.3 – Simulação de Erro Topológico – equipamento aberto.....	67
Figura 5.4 – Inconsistência entre ramos.	68
Figura 5.5 – Congelamento de Medições.	69
Figura 5.6 – Alarme de congelamento de medições.....	70
Figura 5.7 – Medidor de tensão - estado normal.	71
Figura 5.8 – Medidor de tensão - com falha simulada.	72
Figura 5.9 – Alarme de Falha na medição de tensão.....	72
Figura 5.10 – Medidor de tensão em estado normal.	73
Figura 5.11 – Medidor de tensão com discrepância entre duas fases.....	74
Figura 5.12 – Mensagens de discrepância entre fases(1).	74
Figura 5.13 – Medidor de tensão com falha em uma fase.	75
Figura 5.14 – Mensagens de Discrepância entre fases(2).	76
Figura 5.15 – Perda de medição de corrente.	77
Figura 5.16 – Perda de medição de tensão.	78
Figura 5.17 – Geração de Relatórios.	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Pontos de medição no sistema SCADA local.....	12
Tabela 2.2: Lista de Dados de Tempo Real.....	18
Tabela 2.3: Lista de Dados Calculados	19
Tabela 3.1: Lista de parâmetros do SVDS	23
Tabela 4.1: Arquivos MATLAB do Simulador.....	39
Tabela 4.2: Regras para formação de <i>Tags</i>	44
Tabela 4.3: Tipos de Alarmes.....	45
Tabela A.1: Relatório de Dados de Tempo Real (A, P e Q)	86
Tabela A.2: Relatório de Dados de Tempo Real (V)	87
Tabela A.3: Relatório de Dados de Tempo Real (Status).....	87
Tabela A.4: Relatório de Dados Históricos (A, P e Q)	88
Tabela A.5: Relatório de Dados Históricos (V)	89
Tabela A.6: Relatório de Dados Históricos (Status).....	90
Tabela B.1: Estrutura de Pastas e Arquivos	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
DSP	Digital Signal Processor.
EE	Estimador de Estados.
EMS	Energy Management System.
GUI	Graphical User interface.
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEC 61850	Norma sobre métodos de engenharia aplicada e utilização de protocolos de comunicação.
IED	Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente).
IHM	Interface Homem Máquina ou Interface Humana Máquina.
Nível 0/1/2/3/4	Níveis que definem locais de instalação dos elementos da subestação, sendo: Nível 0 = pátio da SE; Nível 1 = casa de IEDs e IHMs de operação “Local N1”; Nível 2 = casa de Operação Local N2; Nível 3/4 = Centro Remoto de Operação.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
SCADA	Supervisory, Control and Data Acquisition.
SVDS	Sistema de Validação de Dados de Subestações.
TCs	Transformadores de corrente.
TPs	Transformadores de potencial.
UA	IED que possui a função de Unidade de Aquisição de Dados.
UAC	IED que possui a função de Unidade de Aquisição e Controle.
UC	IED que possui a função de Unidade de Controle.
UM	IED que possui a função de Unidade de Medição.
UP	IED que possui a função de Unidade de Proteção.

1.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Modernamente, a operação de um sistema elétrico de potência tornou-se uma tarefa de complexidade crescente, trazendo desafios tecnológicos que apontam para a construção de infraestrutura necessária à provisão de dados de tempo real, abundantes e coerentes.

A disponibilidade de dados confiáveis sobre a condição de operação atual de uma rede elétrica constitui um requisito fundamental para as diversas funções de análise encontradas em sistemas de gerenciamento de energia (*energy management systems* – EMS) presentes em Centros de Operação de Sistemas (COS), tais como, as de supervisão, controle e otimização.

De modo a atender este requisito, uma quantidade expressiva de medidas, sistematicamente coletadas por sistemas de aquisição de dados (*supervisory control and data acquisition* – SCADA) são recebidas para processamento centralizado, que compreende primordialmente: a obtenção da configuração da rede elétrica e a estimação das grandezas que compõem o estado do sistema de potência. Este processamento é amplamente conhecido como Estimação de Estado (EE) e constitui o núcleo das funções que compõem um EMS, voltando-se notadamente para: eliminação de medidas espúrias; obtenção da configuração correta da rede; compensação de dados perdidos.

A partir de medidas redundantes de tempo real adquiridas remotamente, a função EE se ocupa da obtenção do estado mais provável de operação da rede que se deseja supervisionar. No processo de EE, o termo redundância refere-se à quantidade excedente de medidas realizadas no sistema em relação ao número mínimo destas necessário para estimar todas as variáveis de estado. Modernamente, medidas de fluxos e injeções de potência ativa e reativa,

magnitudes de tensões nodais são obtidas, via dispositivos eletrônicos conhecidos por IEDs(*intelligent electronic devices*).

Tradicionalmente, o processo de EE é estratificado da seguinte forma: configuração da rede; análise de observabilidade; filtragem; análise de resíduos. Na primeira camada, dados digitais referentes a status de chaves seccionadoras e disjuntores são tratados por um módulo conhecido por processador de topologia, que realiza a tarefa de transformar o modelo físico das conexões entre os elementos de uma subestação da rede (seção de barra-dispositivo de chaveamento) em um modelo simplificado (barra-ramo) usado em estudos de desempenho da rede. Na análise de observabilidade, verifica-se a disponibilidade atual de medidas em termos de número, tipo e localização para cobrir toda a rede de interesse, de modo a tornar a EE possível. Na etapa de filtragem (camada central), estimativas das variáveis de estado e de medidas são obtidas, usualmente através do método dos Mínimos Quadrados Ponderados. O ciclo de estimação se encerra realizando-se a análise de resíduos da estimação para a verificação da consistência dos resultados produzidos pela EE, já que entre as medidas processadas podem existir erros grosseiros ou a configuração da rede utilizada pode não corresponder àquela que se apresenta em campo. Tais erros se manifestam no processo de EE de forma semelhante (resíduos elevados) da presença de medidas, o que muitas vezes dificulta sobremaneira sua identificação diferenciada.

Recentemente, equipamentos digitais de baixo custo e mais flexíveis do que seus antecessores se tornaram de uso frequente em modernas redes de sistemas elétricos de potência. Entre os equipamentos mencionados, encontram-se as unidades de medição fasorial (*phasor measurement units* – PMUs) e dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), destinados à medição, proteção e controle. Com isto, sistemas de informação mais precisos, complexos e altamente redundantes vêm sendo construídos, o que pode vir a beneficiar a função EE.

Os chamados IEDs podem ser entendidos [IEEE94] como unidades que contêm um ou mais processadores, com capacidade para receber ou enviar sinais de controle/dados, de ou para uma fonte externa (medidores eletrônicos

multifuncionais; relés digitais, controladores, etc.). PMUs são dispositivos que utilizam satélites de posicionamento global (*global positioning system* - GPS) para sincronizar medições.

Com o advento dos IEDs em subestações de potência, capazes de prover um número extraordinário de pontos de medição com elevada redundância, surge um dilema se tal quantidade de dados deve ser transmitida *in totum* para EMS centrais (nível hierárquico superior) ou se deve ser processada localmente na própria subestação.

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Conforme mencionado anteriormente, a validação de dados realizada pela função de EE realiza-se habitualmente em EMS centrais de COS. Em [Mont99] e [Abur04], encontra-se farto material sobre aspectos teóricos e de implementação da EE em sistemas de potência.

O progresso alcançado pela utilização de IEDs e PMUs em redes de potência tem feito crescer o interesse por processos locais de EE (em subestações), muitas vezes precedidos por estágios de pré-filtragem.

O esquema de validação de dados proposto em [Irvi82] foi um dos pioneiros nesta direção. Nele, um algoritmo com base em programação linear foi construído para detectar/corrigir erros grosseiros em medidas, bem como para tratar erros de indicação de status de chaves da subestação.

Em [Abur02], encontram-se os resultados de uma pesquisa voltada para o processamento local de medidas em subestações, antes do seu envio para um COS, visando melhorar o desempenho da EE. Além disto, mostrou-se que o detalhamento do modelo que representa a subestação e a disponibilidade de medidas podem facilitar a detecção/identificação de erros de configuração pela função EE.

Outros poucos trabalhos se sucederam, incorporando aspectos tais como os conceitos de EE generalizadas e trifásica [Jaen05], [Li11].

1.3 OBJETIVOS

A presente Dissertação aborda o problema da validação de dados colhidos em subestações de redes elétricas e processados localmente, através de testes lógicos e de consistência baseados em conhecimentos de operação de sistemas de potência e na lei dos nós de Kirchhoff, como uma forma de aperfeiçoar o processo de EE realizado em EMS de COS pelo recebimento de dados pré-filtrados. Os dados considerados serão: os de grandezas elétricas usuais (tensão, corrente e potência), em sua forma trifásica, para a avaliação e identificação de erros de medição e desbalanços entre fases, correspondentes à operação de um sistema em condições normais; os de status de chaves seccionadoras e disjuntores que integram a subestação.

Os algoritmos desenvolvidos foram implementados em um aplicativo computacional escrito na linguagem de alto nível do software MATLAB, através do qual pode-se levar a cabo simulações criadas em interface gráfica do ambiente SIMULINK com um modelo trifásico de uma subestação típica de alta tensão (500kV).

O simulador desenvolvido pode também servir ao propósito de treinamento de equipes de operadores, nele sendo construídos cenários de interesse à semelhança daqueles correspondentes a eventos normais e de falha da operação corrente de sistemas reais.

1.4 PUBLICAÇÕES

Da pesquisa desenvolvida por esta Dissertação, foi publicado, até o momento, o seguinte trabalho:

E. Zanghi, J. C. Stachinni de Souza, M. B. Do Coutto Filho, “*Tratamento Trifásico da Estimação de Estado em Subestações*”, IX Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos (SIMPASE), Curitiba-PR, Ago 2011.

2.1 INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, no processo de supervisão de redes elétricas, os sistemas SCADA utilizam unidades terminais remotas (UTRs) para funções de comando, aquisição e distribuição de dados. Tais sistemas apresentam limitações tecnológicas, notadamente quando se torna necessária sua expansão, por conta do elevado custo de cabeamento para aquisição dos sinais do processo, interligações de painéis, etc.

Com a tecnologia hoje disponível, através do uso de redes locais (LAN Ethernet) de elevada rapidez e confiabilidade, torna-se possível integrar diversos equipamentos digitais, de modo a fazê-los compartilhar dados, o que facilita sobremaneira as funções de automação e auxílio à operação/manutenção [Casc09]. UTRs de décadas passadas vêm sendo substituídas por unidades mais modernas e, além disso, os relés de proteção tornaram-se dispositivos inteligentes (IEDs de proteção) multifuncionais e digitais, capazes de também desempenhar funções de supervisão, controle e automação, normalmente presentes em subestações.

Neste Capítulo, serão apresentados os diferentes aspectos que envolvem a disponibilização de dados em subestações, notadamente no que diz respeito a: normalização, diferentes níveis de usuários e medição.

2.2 DISPONIBILIDADE DE DADOS

Com uniformização do uso de redes locais para proteção e automação através de norma específica da Comissão Internacional de Eletrotécnica (IEC 61850), tornou-se possível a disponibilização de informações de interesse comum a diferentes usuários, e. g.: operador local, operador do centro de controle, equipe pré- e pós-operação e equipe do sistema SCADA. Acresça-se a isto que a norma

IEC 61850 permite uma expansão de sistemas digitalizados mais simples, pois estabelece garantias para expansibilidade e interoperabilidade (IEDs de diferentes fabricantes).

No que se refere à telemedição e comunicação de dados, os protocolos de comunicação IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 e a norma IEC 61850 (protocolos GOOSE/GSSE/SV) são de grande utilização [Expo11] nos sistemas SCADA das subestações e dos centros de operação regionais e locais, como pode ser visto na Figura 2.1.

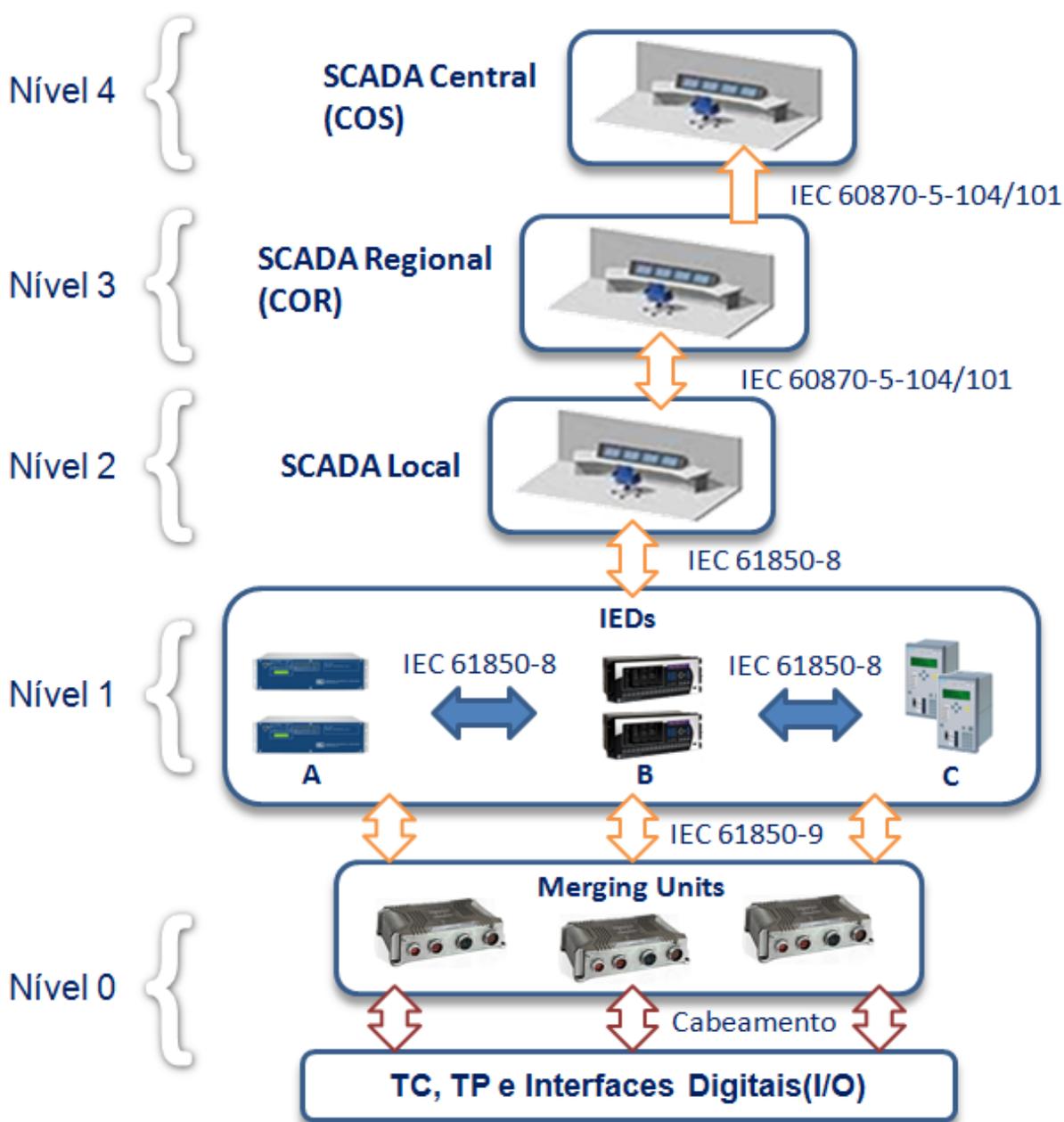


Figura 2.1: Arquitetura de Comunicação padrão IEC.

A norma IEC 61850 possui seções em que são previstas comunicações horizontais e verticais, ou seja, a integração entre IEDs e entre níveis de supervisão. É possível uma integração vertical total desde o pátio da subestação, chamado Nível 0, onde as modernas unidades de aquisição conhecidas como "*Merging Units*" [Sidh08] podem ser integradas diretamente ao Nível 1 (IEC 61850-9). No que se refere à integração horizontal, vê-se na Figura 2.1 os fabricantes "A", "B" e "C" com interoperabilidade real, se comunicando para disponibilizar dados entre painéis de linhas de transmissão diferentes, e.g., proteção de barra que utiliza informações de todos os bays da subestação, demandando integração com todos os IEDs do tipo Unidades de Controle (UC) e Unidades de Proteção (UP).

O termo "bay" refere-se a toda estrutura civil, eletromecânica e elétrica presente dentro de uma subestação onde são montados os equipamentos de controle, transformação, medição e monitoramento. Assim, podem ser chamados de "bay", estruturas de uma linha de transmissão, reatores, transformadores, ou qualquer outra estrutura a ser acoplada na barra ou em ramos internos da subestação. Este termo será largamente utilizado nesta Dissertação.

Os IEDs são os principais elementos da automação de subestações concentrando os dados de medição (analógicos) e dados digitais (status e alarmes) necessários para EMS e sistemas SCADA locais.

Na Figura 2.2 apresenta-se uma arquitetura típica de automação de subestações, em que os IEDs se dividem em Unidade de Aquisição (UA), Unidades de Aquisição e Controle (UAC) e Unidades de Proteção (UP), sendo todos estes elementos denominados de forma geral como IEDs. As UTRs podem se apresentar como UACs ou simplesmente como Unidades de Aquisição (UA), dependendo da arquitetura de rede determinada.

Todos os sistemas digitais são divididos em basicamente quatro níveis, que compreendem os sistemas SCADA, IEDs e equipamentos de pátio. Cada nível do sistema é mostrado na Figura 2.2 em suas respectivas localizações, sendo os Níveis 0,1 e 2 pertencentes à área da subestação (área tracejada) e o Nível 3 pertencente aos centros de operação regionais (CORs).

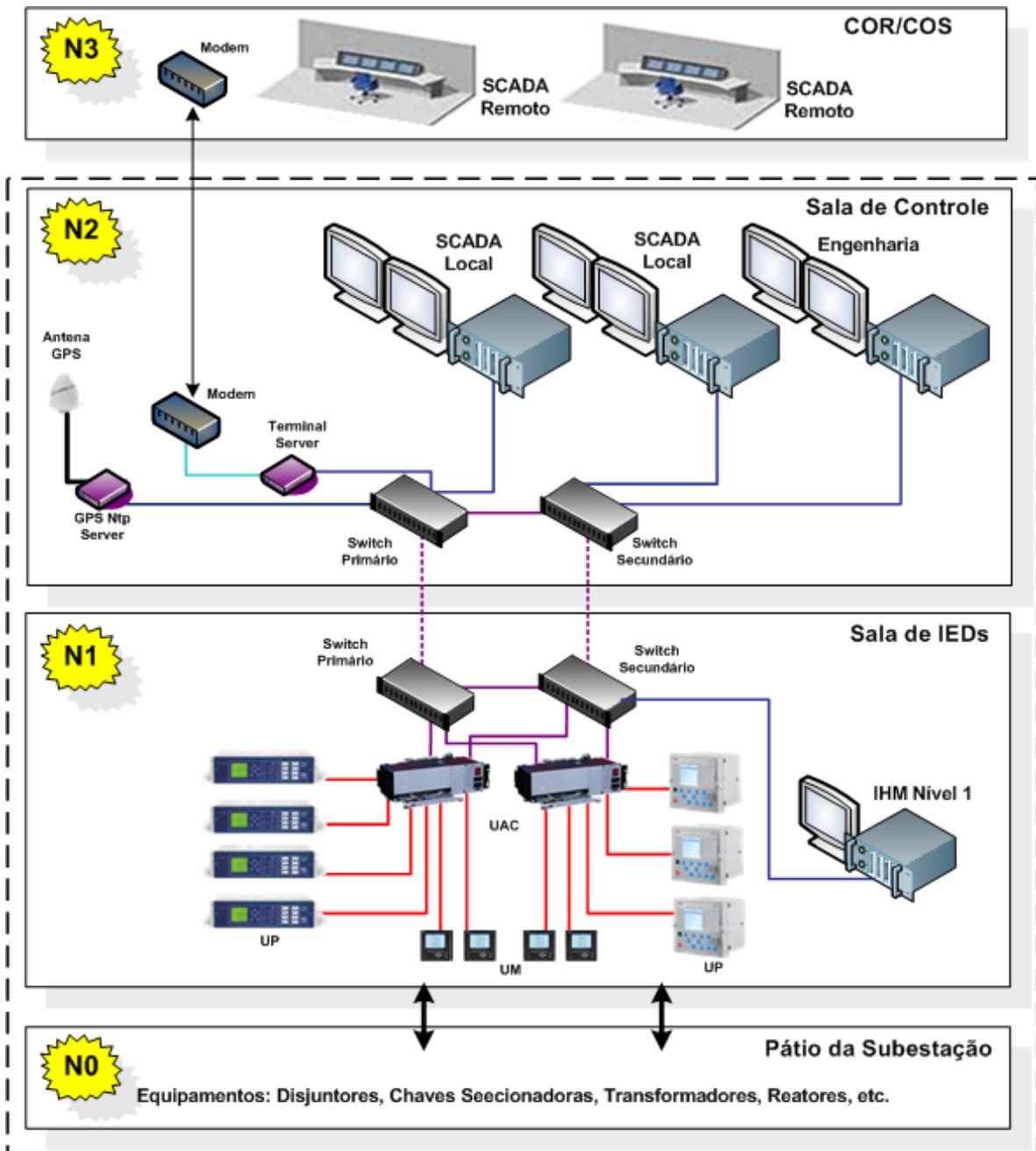


Figura 2.2: Arquitetura para automação de subestações.

Os inúmeros fabricantes de IEDs apresentam novidades a cada ano em termos de novas implementações tecnológicas, que vão desde a conformidade dos protocolos com as normas IEC, também citados em [Expo11] até uma maior capacidade de processamento das CPUs (*Central Processing Units*).

Os IEDs possuem considerável capacidade de armazenamento de informações tais como eventos e dados oscilográficos de faltas, assim como possuem mapas de memória extensos para a disponibilização das sinalizações de dados de tempo real e dados de status do próprio IED, tais como falhas internas, ocupação de memória e outros.

Com as facilidades de transmissão das informações provenientes das memórias dos IEDs para os sistemas SCADA, o volume de dados coletado localmente é mais do que o necessário para a própria operação local, ou seja, têm-se um conjunto vasto de medições, status de equipamentos e alarmes para serem utilizados como fonte de dados nos EMS.

Todos os IEDs em subestações de transmissão e um grande conjunto deles nas subestações de distribuição possuem medições trifásicas disponíveis, além de uma série de entradas digitais conectadas em campo a fim de obter informações de status e alarmes de equipamentos do pátio da subestação. Todas estas entradas de informações armazenadas nos modernos IEDs, geram uma massa de dados consideravelmente grande e disponível para os sistemas SCADA de Nível 2 (Local) e Nível 3 (Centro de Operação Regional).

Vale frisar que os Centros de Operação Regionais, conhecidos como CORs, recebem um subconjunto de dados via sistemas SCADA locais, ou seja, possuem dados limitados, mas suficientes para os seus Estimadores de Estado e para outras ferramentas de EMS. Na Figura 2.3 é fácil visualizar a massa de dados que trafega entre os níveis de supervisão e controle de uma subestação de transmissão, sendo "**NP**" o número total de pontos supervisionados da subestação, "**N0**" o número total de pontos supervisionados do Nível 0 (pátio) da subestação e "**N1**" o número total de pontos supervisionados do Nível 1 (salas de IEDs) da subestação. Os "**N2**" e "**N3**" são respectivamente o número total de pontos supervisionados no Nível 2 (sala de controle local) e no Nível 3 (sala de controle do COR).

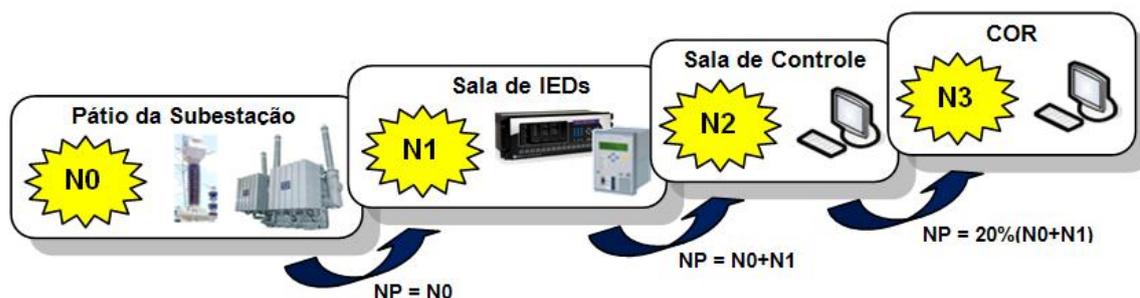
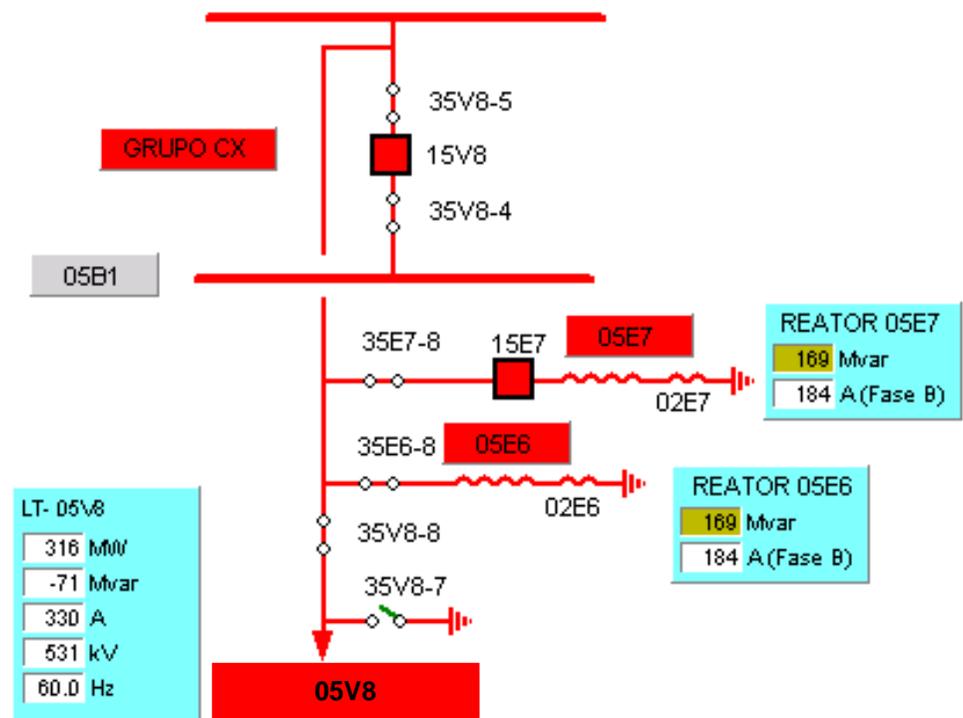


Figura 2.3: Fluxo de Dados em uma subestação.

O Valor de "N3" (20% de "N0" adicionado a "N1") apresentado na Figura 2.3 foi estimado com base em experiências de integração destes sistemas e dados coletados de mais de dez subestações de alta tensão de concessionárias brasileiras. Este índice pode mudar substancialmente dependendo das épocas de implementação e dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) adotados no momento da implementação do sistema de digital da subestação. Quanto mais recente, mais dados são solicitados para os centros.

Na Figura 2.4 pode-se notar a localização e a diversidade de medições típicas de uma subestação de 500/230kV de transmissão do sistema elétrico brasileiro onde são ilustrados os bays de linha (05V8) e de reatores (05E6 e 05E7).

Os quadros pequenos em azul identificam as medições que irão para o centro regional de operação, ou seja, para o sistema SCADA de Nível 3. Nos quadros maiores em azul, indicam-se os pontos que estão disponibilizados para o sistema SCADA de Nível 2. Pode-se observar que os pontos que se destinem ao Nível 3 possuem medições de apenas uma única fase, conforme os Procedimentos de Rede do ONS vigentes na época da construção desta subestação. Sem tais restrições, a maioria das medições que estão disponíveis no Nível 2 são trifásicas, maximizando a supervisão do operador local quando se faz necessário o monitoramento por fase.



MEDIÇÃO DA LINHA 05V8

POT. ATIVA	321 MW	POT. REATIVA	-71 Mvar
CORRENTE		TENSÃO	
FASE A	372 A	FASE AB	530 kV
FASE B	335 A	FASE BC	530 kV
FASE C	364 A	FASE CA	531 kV

MEDIÇÃO DA LINHA 05V8

POTÊNCIA ATIVA	322 MW
POTÊNCIA REATIVA	-72 Mvar
CORRENTE FASE B	337 A
TENSÃO FASE BC	530 kV
FREQUÊNCIA	60.03 Hz
REATOR 05E6	
POTÊNCIA REATIVA	169 Mvar
CORRENTE FASE B	184 A
REATOR 05E7	
POTÊNCIA REATIVA	169 Mvar
CORRENTE FASE B	184 A

Figura 2.4: Diagrama unifilar típico de localização de medidas em uma subestação de transmissão.

Na Tabela 2.1 apresenta-se um exemplo da quantidade de medições, e pontos de sinalização de status disponíveis no sistema SCADA local referente a uma única linha de transmissão de 500kV (05V8) da subestação exemplificada na Figura 2.4. Diferentemente do que ocorre nos CORs, as leituras das medições locais referem-se a todas as fases de tensão e corrente provenientes de vários IEDs. Esta massa de dados será útil para a construção de algoritmos de validação de dados a ser apresentado no Capítulo 3 desta Dissertação.

Tabela 2.1: Pontos de medição no sistema SCADA local

Num	Descrição	IEDs
1	LT 05V8 CORRENTE FASE A	UP21P/ UCBFP/ UCRM/ UP21S
2	LT 05V8 CORRENTE FASE B	UP21P/ UCBFP/ UCRM/ UP21S
3	LT 05V8 CORRENTE FASE C	UP21P/ UCBFP/ UCRM/ UP21S
4	LT 05V8 CORRENTE NEUTRO	UP21SP/UP21S
5	LT 05V8 POTÊNCIA ATIVA	UP21P/ UCRM/ UP21S
6	LT 05V8 POTÊNCIA REATIVA	UP21P/ UCRM/ UP21S
7	LT 05V8 TENSÃO FASE A	UP21P/ UCRM/ UP21S
8	LT 05V8 TENSÃO FASE B	UP21P/ UCRM/ UP21S
9	LT 05V8 TENSÃO FASE C	UP21P/ UCRM/ UP21S
10	LT 05V8 FREQUÊNCIA	UP21P/ UCRM/ UP21S

2.3 LEITURAS DIRETAS DOS IEDS

Todas as medições na subestação são provenientes de transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) ligados diretamente aos cartões de aquisição analógica dos IEDs, fornecendo respectivamente os valores de correntes e tensões trifásicas. Tais IEDs com função de UP, UM, UC ou UAC, serão todos integrados no sistema SCADA.

Os dados de medição são enviados para o sistema de supervisão em valores brutos, ou seja, valores diretamente lidos e tratados pelos circuitos de processamento digital de sinais (DSP) presentes nos cartões de entradas de TP e TC dos IEDs.

Na Figura 2.5, obtida em [GEM11a], e na Figura 2.6, trazida de [GEM11b], são exemplificados os esquemas de ligação de IEDs de controle de bay. Dois bays estão ligados no mesmo IED fabricado pela GE, modelo UR C60. Na Figura 2.6 é apresentado um esquema de ligação de IED de proteção de linha do fabricante GE, modelo UR L90 cujas entradas de TC e TP são relativas a apenas um bay de linha.

Pode-se notar que há abundância de informações de medições trifásicas em um único IED de controle que podem ser somadas às informações do IED de proteção de linha. Caso o bay de linha seja protegido por este IED (UP) e controlado pelo outro IED (UC), o que haverá na verdade é uma redundância de medições de corrente e tensão por fase para este bay. Se ainda forem somadas as medições provenientes do IED (UP) de proteção de barra, normalmente presente em subestações acima de 230kV, haverá mais uma medição completa, somando 3 medições por fase.

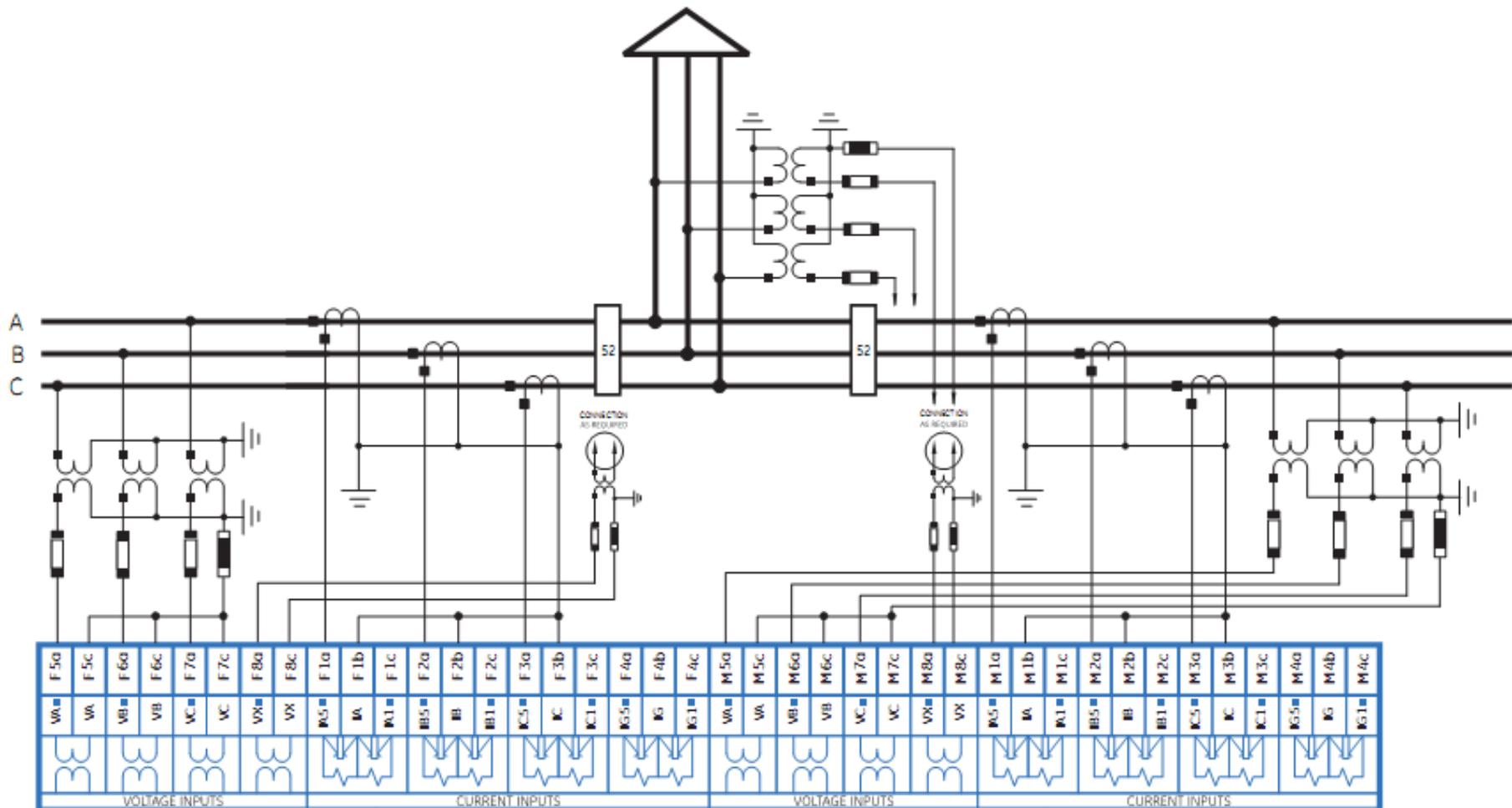


Figura 2.5 – Esquema de ligação física de TC/TP de IED de controle (2 bays).

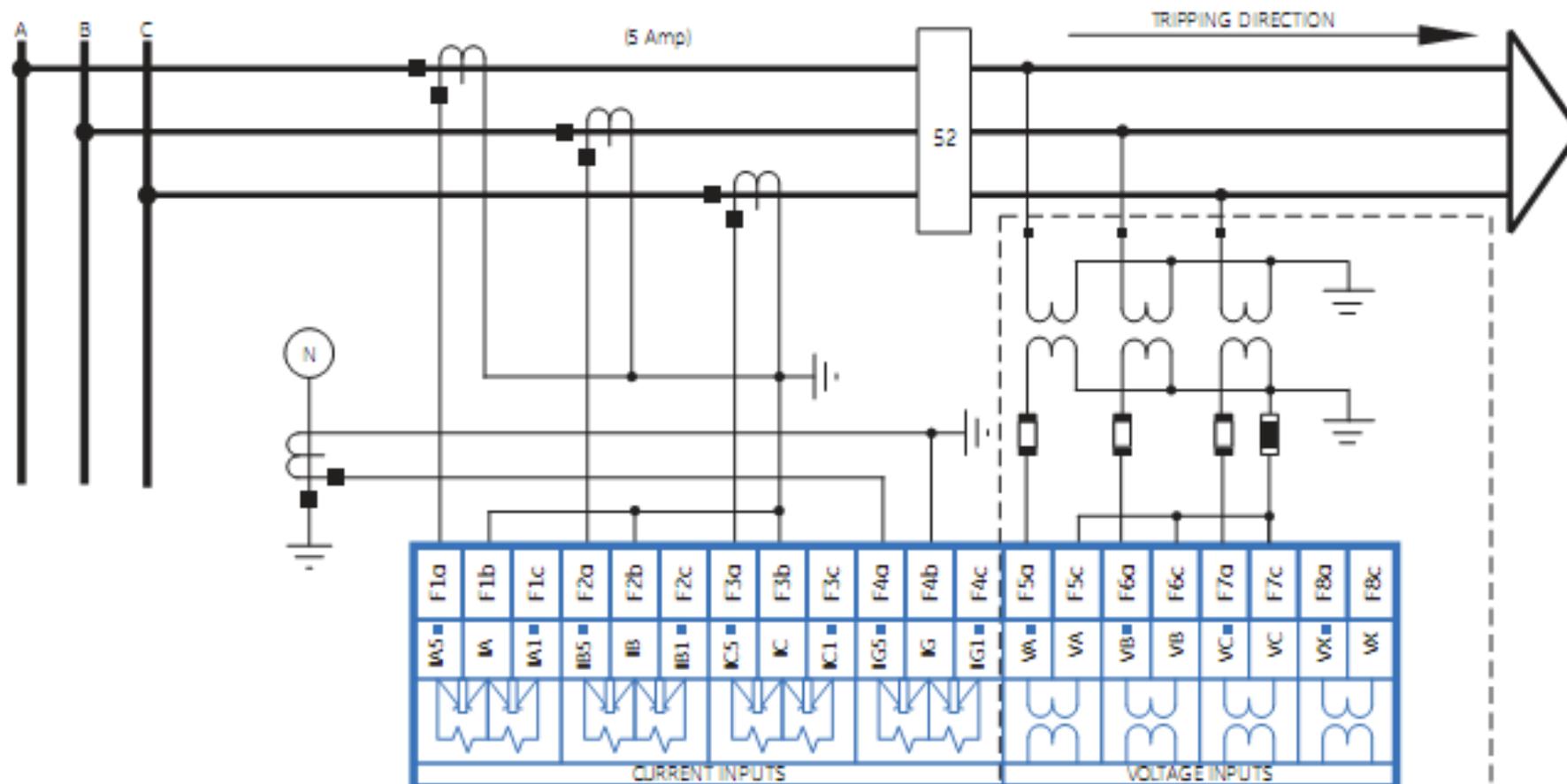


Figura 2.6 – Esquema de ligação física de TC e TP de um IED de proteção de linha.

Na Figura 2.7 vê-se o diagrama de um circuito monitorado por um único IED, coletando informações de dois bays distintos, obtendo medidas de tensão e corrente trifásicas. Esta UC possui ligação física com os transdutores de campo (TC/TP) semelhantemente ao ilustrado na Figura 2.5.

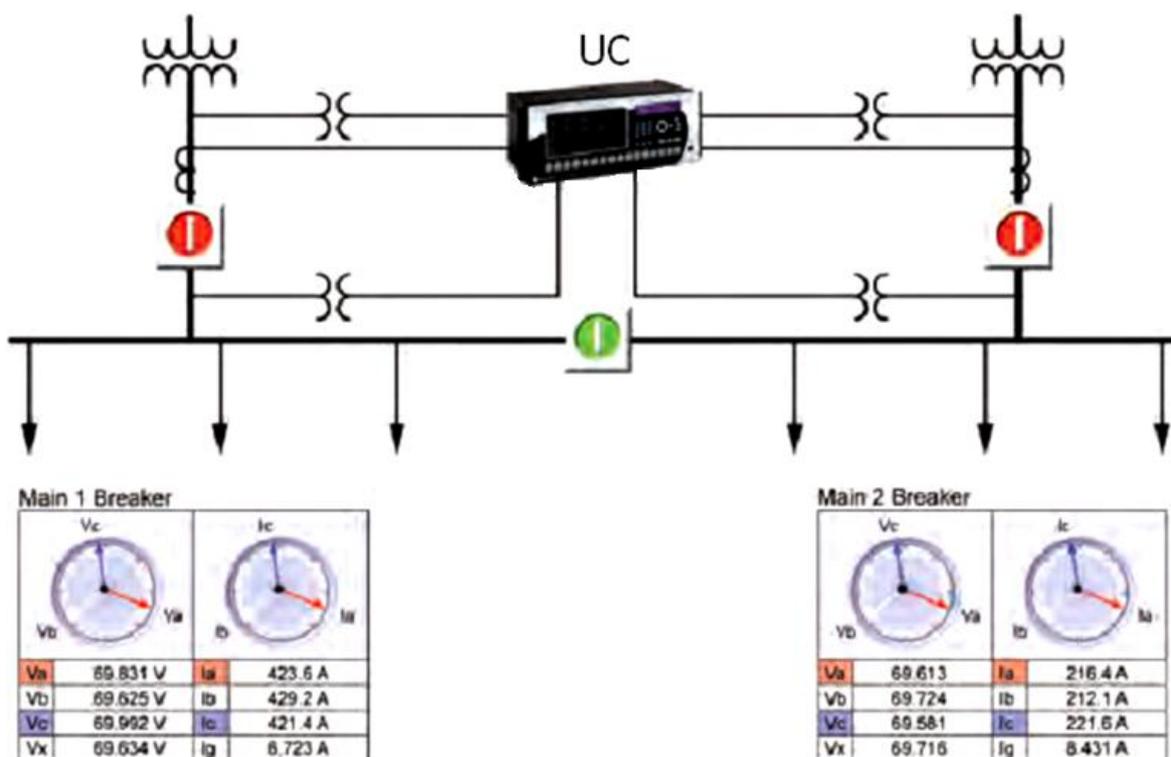


Figura 2.7 – Diagrama unifilar com leituras analógicas.

Caso o IED não seja configurado para tratar matematicamente o sinal, aplicando escalas ou outros tipos de ajustes, os sinais lidos da medição são encaminhados para o sistema SCADA no seu valor bruto. Na Figura 2.8, um diagrama simplificado mostra as etapas do trânsito de dados na CPU do IED.

O módulo de tratamento de dados presente na Figura 2.8 pode comportar uma série de funções matemáticas dependendo do fabricante do IED. Algumas destas funções são:

- a) Escalonamento de Medidas – Os valores lidos são convertidos para unidades de medidas úteis à operação do sistema. Normalmente os

IEDs de proteção (UP) já disponibilizam os valores das medições nas unidades básicas (A, V, kW, kvar e Hz).

- b) Banda Morta – Os novos valores lidos são encaminhados para as interfaces de comunicação caso tenham ultrapassado os valores de banda morta especificados (absoluto ou percentual).

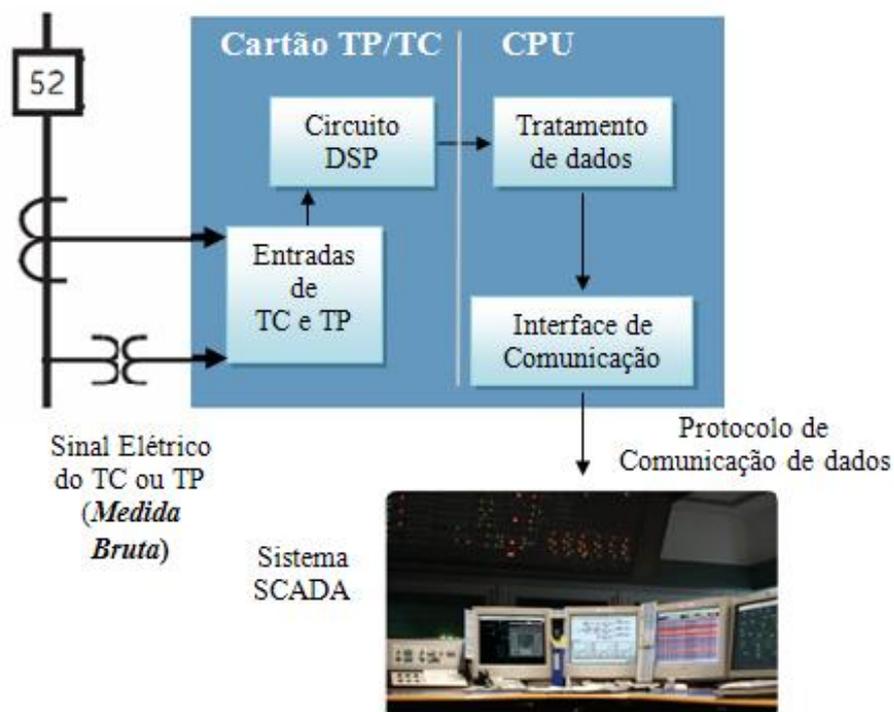


Figura 2.8 – Esquema de leitura e processamento dos sinais de medição.

Os status de disjuntores e chaves seccionadoras são obtidos diretamente por entradas digitais nos cartões de I/O (Input/Output) dos IEDs. Estes cartões registram internamente os valores '0' e '1' correspondentes ao estado elétrico do canal ligado fisicamente aos equipamentos no Nível 0. Além de status, estes cartões fornecem alarmes provenientes dos equipamentos tais como disjuntores, transformadores, reatores, geradores, compensadores, bancos de capacitores, etc.

2.4 DADOS DE TEMPO REAL (MEDIÇÕES E STATUS)

As medidas de tempo real são compostas por grande massa de dados provenientes dos TCs, TPs e outros sensores de campo, sendo que cada fabricante de equipamentos pode prover um volume variado de informações. Como exemplo, um transformador fornecido pelo fabricante “A” pode possuir 20% mais informações do que o transformador do fabricante “B”. Isso vale para disjuntores e quaisquer outros equipamentos que compõem a subestação.

Em subestações de geração e transmissão, os dados de medição são normalmente coletados em tempo real de todos os IEDs (tipos UP, UC e UM). Essas medições são compostas basicamente por tensões trifásicas (V), correntes trifásicas (A), temperaturas de geradores, transformadores e Reatores (°C). Na Tabela 2.2 vê-se uma lista típica de dados de tempo real disponíveis no sistema SCADA, sendo estes pontos de medição presentes em mais de um IED.

Tabela 2.2: Lista de Dados de Tempo Real

Medições de Tempo Real		
Descrição do Ponto	Tipo de bay	Tipo de IED
CORRENTE FASE A RMS	Barra, Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
CORRENTE FASE B RMS	Barra, Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
CORRENTE FASE C RMS	Barra, Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
TENSÃO LINHA FASE A	Barra, Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
TENSÃO LINHA FASE B	Barra, Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
TENSÃO LINHA FASE C	Barra, Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
TEMPERATURA ÓLEO FASE A	Reator e Trafo	UC,UM e UP
TEMPERATURA ÓLEO FASE B	Reator e Trafo	UC,UM e UP
TEMPERATURA ÓLEO FASE C	Reator e Trafo	UC,UM e UP
TEMPERATURA DO ROTOR	Compensadores Síncronos	UC,UM e UP
TEMPERATURA DE ENR. FASE A	Reator e Trafo	UC,UM e UP
TEMPERATURA DO ENR. FASE B	Reator e Trafo	UC,UM e UP
TEMPERATURA DO ENR. FASE C	Reator e Trafo	UC,UM e UP

2.5 DADOS CALCULADOS

Várias grandezas disponíveis no sistema SCADA são na verdade valores calculados pelas CPUs dos IEDs. Tais “medidas” geralmente correspondem aos pontos de potência (W, var), fluxo de potência (W), ângulos de fase (θ), frequência (Hz), energia (kWh), fator de potência, distorção harmônica total - THD (%), entre outras grandezas. Na Tabela 2.3 apresenta-se uma lista típica de dados calculados disponíveis no sistema SCADA.

Tabela 2.3: Lista de Dados Calculados

Valores Calculados		
Descrição do Ponto	Tipo de bay	Tipo de IED
POTÊNCIA ATIVA FASE A	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
POTÊNCIA ATIVA FASE B	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
POTÊNCIA ATIVA FASE C	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
POTÊNCIA REATIVA FASE A	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
POTÊNCIA REATIVA FASE B	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
POTÊNCIA REATIVA FASE C	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
ÂNGULO DE FASE A	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
ÂNGULO DE FASE B	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
ÂNGULO DE FASE C	Linha (“X” kV), Reator e Trafo	UC,UM e UP
FREQUÊNCIA	Barra, Linha (“X” kV)	UC,UM e UP

2.6 DADOS REDUNDANTES E ESTIMADOR DE ESTADO

A redundância de dados em subestações de transmissão de energia é expressiva quando se faz a avaliação da massa de dados provenientes dos IEDs das instalações. Os objetivos almejados na utilização e busca de redundância nas aplicações de Estimação de Estado [Abur02] estão basicamente no aumento da capacidade de identificação de erros topológicos e erros grosseiros de medição. Essas metas podem ser atingidas visto que a redundância de medidas e de status de equipamentos está normalmente acima do mínimo aceitável para os EE.

Mesmo para os EE tradicionais monofásicos, há redundância garantida nos modernos sistemas digitais de subestações. Uma das razões é a instalação de TCs e TPs multiderivados, ou seja, com várias derivações para conexão aos

IEDs, sendo estas distribuídas nas UCs e UPs de barra, linha, diferencial, alimentador entre outras.

Na Tabela 2.1 e na Figura 2.9, esta extraída de [Jaen05], pode-se ter uma boa ideia de como UCs e UPs podem contribuir para a redundância de medições na Estimação de Estado da subestação.

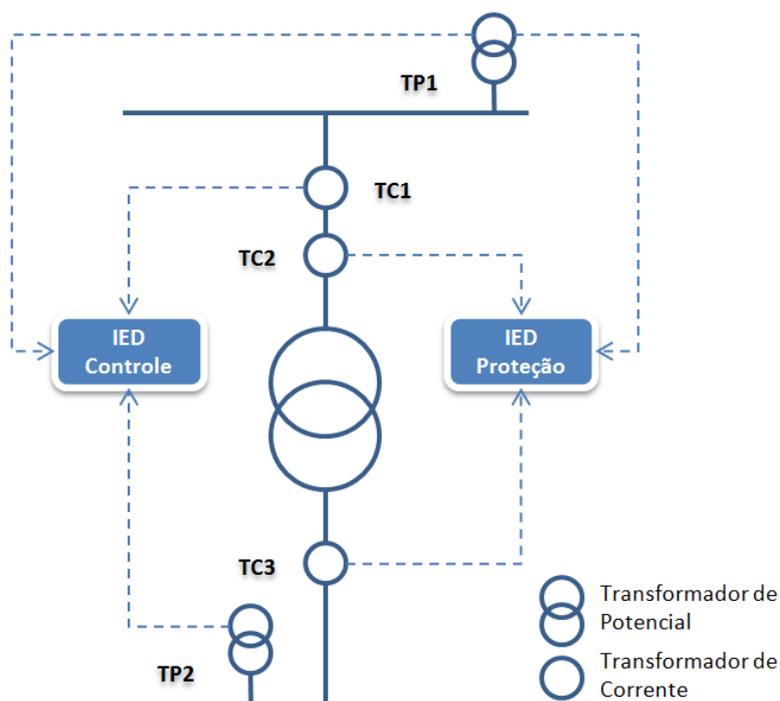


Figura 2.9 – Esquema de redundância de medição.

É importante frisar que as UPs possuem conexão com TCs de baixa precisão em regime permanente operacional, mas de grande desempenho em transientes ou faltas no sistema. Na janela de tempo composta de pré-falta, falta e pós-falta do sistema, os TCs de proteção apresentam erros menores que os de medição, usualmente utilizados pelas UCs e UMs. Esta diferença poderia ser utilizada no EMS, porém demandaria relativa complexidade e baixa contribuição para a operação e manutenção dos sistemas, visto que a precisão das medições nestes períodos de falta é pouco importante para a operação, que mal consegue observar as variações das medições pela baixa taxa de amostragem do sistema SCADA em relação à amostragem da proteção.

2.7 DADOS HISTÓRICOS

Todos os dados coletados por um sistema SCADA de uma subestação são armazenados em arquivos de dados, utilizados para análises das condições reais operacionais da subestação em qualquer período de tempo passado. Tais dados correspondem à operação de equipamentos, sinalizações de alarmes e valores de medições em qualquer janela de tempo solicitada que esteja disponível em arquivo digital.

Em processos de EE [Cout04] que tentam compensar com pseudomedidas as possíveis perdas de leitura e conseqüente perda de observabilidade, os dados históricos se tornam uma importante fonte.

A utilização destas informações é relativamente complexa, dado que os sistemas SCADA não possuem na maioria das vezes um formato padrão de arquivos ou de disponibilidade destes dados, gerando uma grande dificuldade na sua utilização em “tempo real”, ou pelo menos em curtos períodos de tempo. Com a utilização de sistemas historiadores dedicados, os quais representam repositórios inteligentes de dados para análise temporal, com formato padrão de armazenamento ou com interfaces-padrão para acesso a estes dados (SQL, OPC HDA e outros), esta tarefa seria sem dúvida bastante facilitada, maximizando a importância destas bases de dados.

2.8 CONCLUSÃO

A grande disponibilidade de dados e sua facilidade de aquisição não deixam dúvidas da capacidade dos sistemas digitais em fornecer uma massa de dados suficiente para análises operacionais, de manutenção e engenharia. Apesar de pouco explorados no âmbito sistêmico, os sistemas digitais propiciam a implementação de uma série de ferramentas de uso local que podem e devem servir de reforço aos EMS, como será visto no próximo Capítulo.

VALIDAÇÃO DE DADOS EM SUBESTAÇÕES

3.1 INTRODUÇÃO

Os processos de EE não tradicionais apresentados em [Abur02] e [Jako02] serviram de base para a presente Dissertação em que se propõe um Sistema de Validação de Dados de Subestações (SVDS). O SVDS pode ser visto como um processador de dados que leva em consideração as abordagens dos estimadores trifásicos [Hans95] e generalizados [Cort07], [Mont99], contemplando uma série de algoritmos de verificação de consistência dos dados de tempo real e históricos, a fim de identificar a real situação topológica da subestação e dos medidores disponíveis no sistema.

O SVDS não atua como um EE, já que não utiliza o usual método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP). Esta ferramenta pode ser vista como um pré-filtro de dados que em sequência serão processados por um EE convencional ou outras ferramentas do EMS.

3.2 MÉTODOS DE PROCESSAMENTO

O SVDS utiliza lógica relacional e condicional de média complexidade e sem elementos recursivos, sendo assim de fácil desenvolvimento em qualquer plataforma computacional. Cada cenário apresentado ao SVDS é analisado e seus dados processados a fim de gerar diagnósticos de eventos em curso na subestação. Os algoritmos desenvolvidos são construídos com base em propriedades de Sistemas Elétricos de Potência.

Vários parâmetros foram criados a fim de tornar os algoritmos adaptáveis a condições diversas de operação. Na Tabela 3.1, são apresentadas as descrições e os valores utilizados para esta Dissertação dos parâmetros criados em [Abur02] e [Jako02] e dos parâmetros adicionados no SVDS (MTCMC e MTVMC - *Maximal Tolerable Current/Voltage Measurement Change*; MAIPdis - *Maximum Allowable*

Inter-Phase Discrepancy) sendo que todos podem ser alterados pelo usuário do sistema:

Tabela 3.1: Lista de parâmetros do SVDS

Parâmetro	Descrição
MADMdis	“ <i>Maximum Allowable Double Measurement Discrepancy</i> ”(%) – Discrepância máxima permitida para as medições de corrente de um mesmo ramo. Este valor pode ser alterado livremente dependendo do grau de precisão e topologia implementada pelo usuário. Valor utilizado = 10%.
KCLerr	“ <i>First Kirchhoff's law maximum error</i> ” (A ou pu) – Erro máximo no somatório das correntes em um nó qualquer do sistema. Este valor pode ser alterado livremente dependendo do grau de precisão desejada pelo usuário. Valor utilizado = 0,01.
ZCV	“ <i>Zero Current Value</i> ” (A ou pu) – Valor correspondente à corrente ZERO a ser definido pelo usuário. Dependendo da variação dos medidores e oscilações encontradas nas condições de falta de corrente útil de operação, este valor pode ser alterado. Valor utilizado = 0,01.
ZVV	“ <i>Zero Voltage Value</i> ” (V ou pu) – Valor correspondente à tensão ZERO a ser definido pelo usuário. Dependendo da variação dos medidores e oscilações encontradas nas condições de falta de tensão útil de operação, este valor pode ser alterado. Valor utilizado = 10.
NVD	“ <i>Necessary Voltage Difference for current existence (%)</i> ” – Valor da diferença de potencial mínima (%) entre as tensões dos nós de origem e destino capaz de gerar fluxo de corrente em um Ramo. Valor utilizado = 0,10%.
MTCMC e MTVMC	“ <i>Maximal Tolerable Current/Voltage Measurement Change (%)</i> ” – Valor máximo de mudança tolerável para as medições a fim de se considerar possível mudanças topológicas. Por exemplo, se a corrente do ramo ‘x’ aumentou mais de MTCMC, isto deverá significar também uma mudança topológica no ramo ‘x’. Valores utilizados = 20% e 50%.
MAIPdis	“ <i>Maximum Allowable Inter-Phase Discrepancy (%)</i> ” – Este valor define a máxima diferença tolerável na medição entre fases (tensão ou corrente). Valor utilizado = 5%.

Todas as heurísticas utilizadas nos algoritmos são provenientes de conhecimentos simples sobre a operação de sistemas de potência, mas suficientes para atender às condições de contorno estabelecidas pelas restrições e lógicas de circuitos elétricos.

3.3 ALGORITMOS PROPOSTOS

Os algoritmos aqui propostos são uma extensão do trabalho apresentado em [Abur02] e [Jako02]. Nesta Dissertação, foi implementada a abordagem trifásica em todos os algoritmos de validação, foram refeitos os algoritmos que serão apresentados nas Seções 3.3.4, 3.3.5 a fim de atender a mais análises de restrições do que o originalmente exposto em [Abur02] e foi incorporado o algoritmo da Seção 3.3.7. Todas estas implementações foram realizadas para atender a situações de falha possíveis na operação e manutenção de uma subestação real.

Um formato genérico sem recursos a códigos de linguagem de programação foi adotado para que tais algoritmos possam ser utilizados em qualquer plataforma de programação.

Na Figura 3.1, apresenta-se um diagrama simplificado com as etapas de fluxo de dados contemplando o sistema digital que proverá as informações ao SVDS. O bloco “Conectores” pode ser composto de interfaces de dados comumente encontradas comercialmente, tais como OPC®, DDE, ODBC, etc.



Figura 3.1 – Diagrama Simplificado SVDS.

Nesta Dissertação propõe-se um simulador, com interfaces conectoras proprietárias MATLAB & SIMULINK com códigos do SVDS construído em MATLAB, entretanto pode-se também conceber o SVDS trabalhando em um console independente e integrando o sistema SCADA local com sistemas EMS, como mostrado na Figura 3.2 onde os conectores podem ser processadores de protocolos intersoftware ou protocolos de processo, como o IEC 61850 - GOOSE.

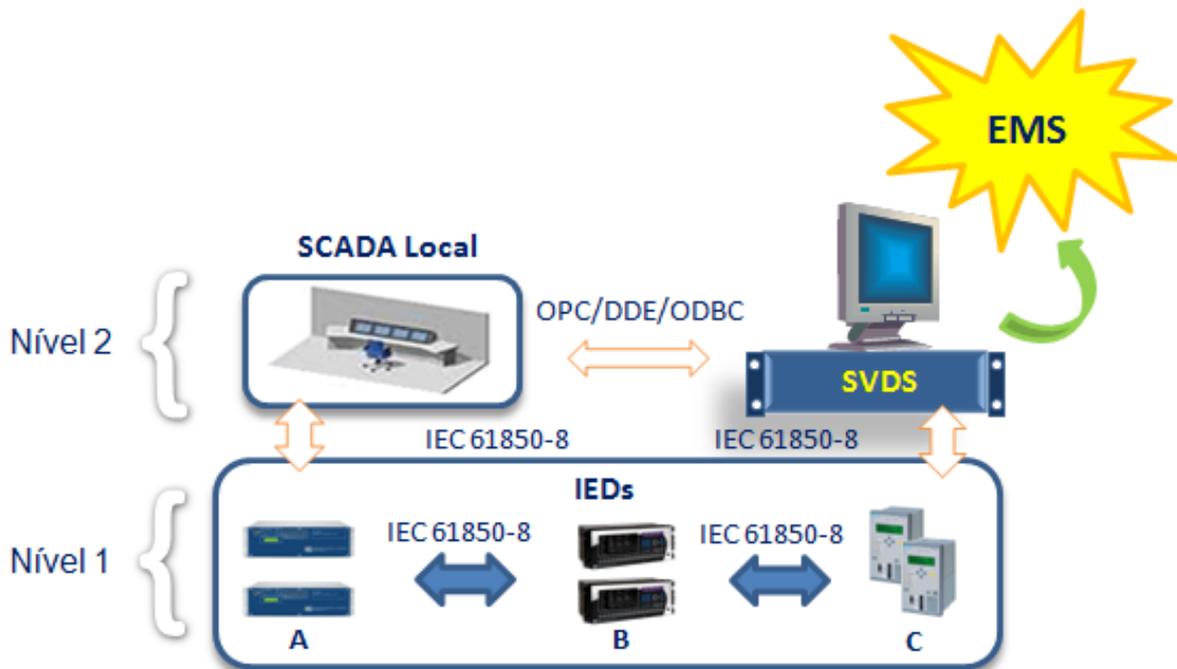


Figura 3.2 – Arquitetura de Sistema Digital com SVDS.

Internamente o SVDS compõe-se de uma sequência de algoritmos destinados aos casos de falhas que aqui serão descritos. Contudo, o SVDS permite o acréscimo de outros algoritmos, de acordo com as necessidades apresentadas numa implementação real, sendo estes estabelecidos na sequência dos demais já inclusos nesta implementação.

A Figura 3.3 mostra mais detalhadamente o fluxograma do sistema contemplando as etapas da simulação e fases correspondentes dos algoritmos de validação de dados propostos neste trabalho em que o processamento se dá de forma cíclica, e com amostragem dependente do sistema digital acoplado. O SVDS, indicado no retângulo pontilhado da Figura 3.3, pode ser posto em processamento em períodos determinados pelo usuário, aumentando o controle sobre o desempenho da plataforma computacional utilizada.

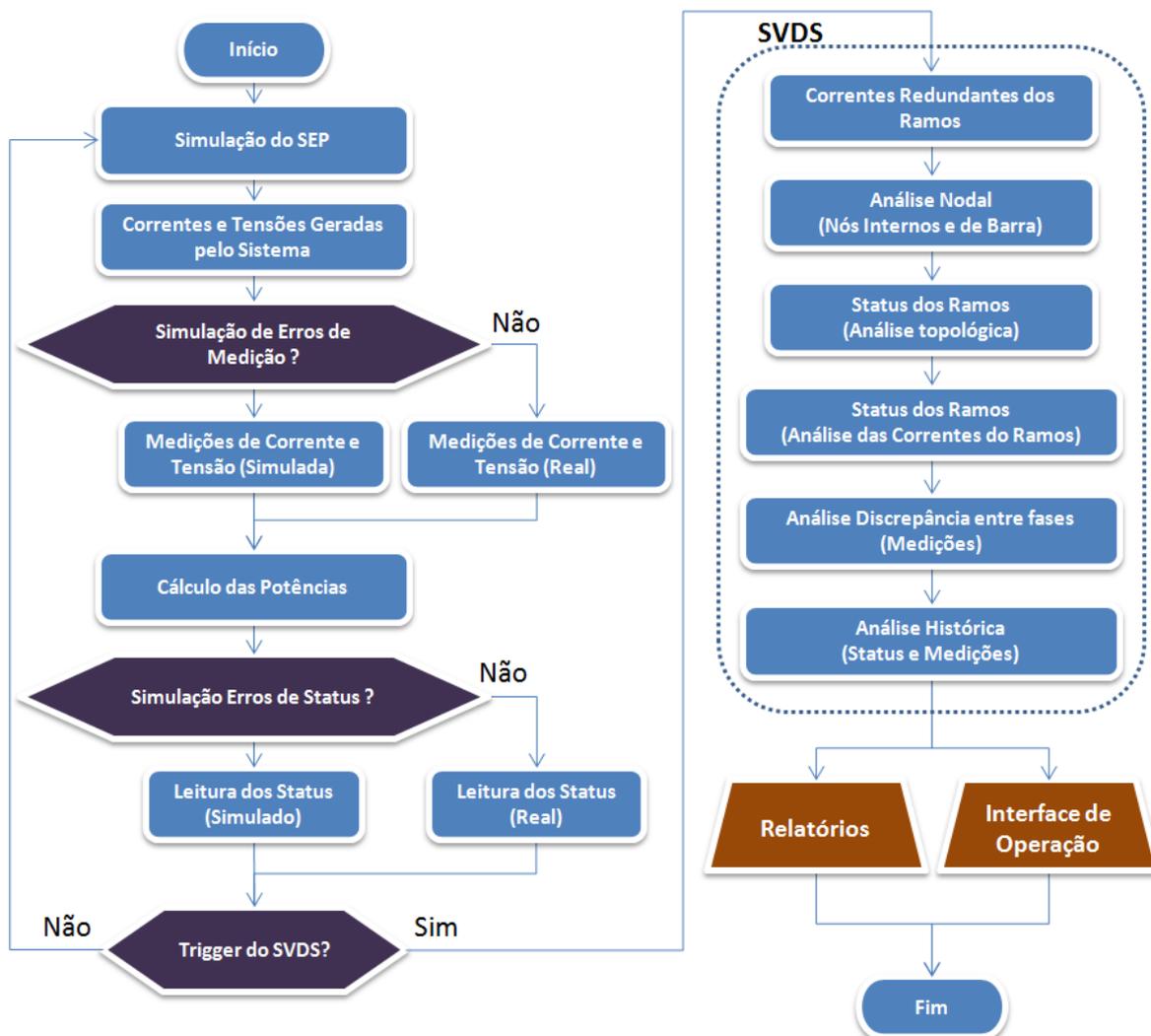


Figura 3.3 – Fluxograma Geral do SVDS.

O usuário pode facilmente simular perturbações notadas no dia-a-dia da operação de subestações. A interface amigável, apresentada no próximo Capítulo, propicia ação em tempo real para gerar reação imediata do sistema de simulação.

Cada algoritmo será descrito a seguir, quanto a sua funcionalidade e impacto no funcionamento do SVDS onde não foram contempladas validações referentes à transformadores, chaves de terra, chaves de *bypass* e outros elementos não descritos no Capítulo 4.

3.3.1 Análise de Redundância de Medições

Na Figura 3.4 observa-se o fluxograma básico da rotina de verificação de redundância em que procura-se constatar se há elementos de medição suficientes ao processamento pretendido.

A localização de cada medidor de corrente é verificada a fim de se identificar se há a presença de mais de um medidor de corrente no ramo. Tal rotina se justifica, visto que as medições de corrente são responsáveis pelo reprocessamento da consistência de status dos ramos, além de prover um dos fatores para os cálculos das potências. Mesmo com a perda de uma medição de corrente, em caso de redundância mostra-se como os próximos algoritmos são robustos para prover resultados assertivos e elucidativos ao operador, mesmo em condição adversa.

No caso de haver redundância, o parâmetro **MADMdis** (*Maximum Allowable Double Measurement discrepancy*) é usado para verificar se a diferença entre as medidas de corrente no mesmo ramo estão aceitáveis.

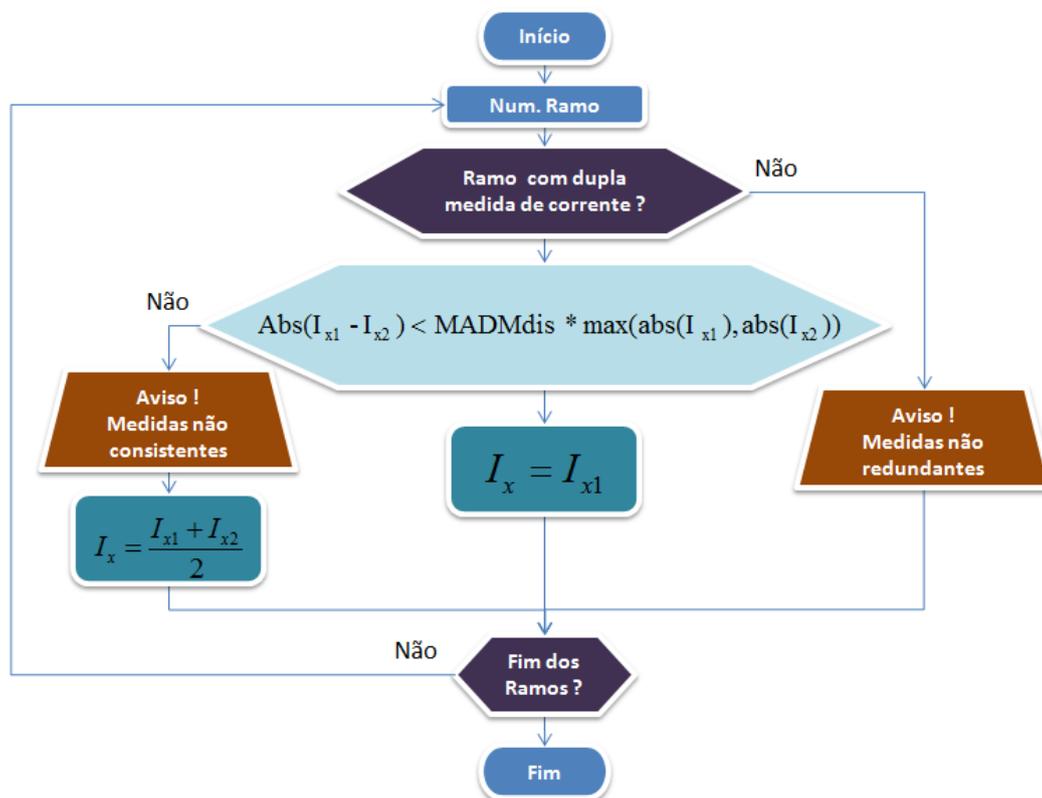


Figura 3.4 – Fluxograma da Análise de Redundância.

Caso as medidas não sejam consistentes, deve-se gerar o alarme respectivo e a corrente correspondente ao ramo deve ser calculada a partir da média aritmética das duas medições de corrente. Esta medida deve ser marcada como duvidosa, pois mostra que há problemas detectados em algum dos medidores de corrente do ramo.

3.3.2 Cálculo de Potências

Os resultados dos cálculos das potências ativas e reativas do sistema destinam-se a futuras implementações (e.g., EE local), não sendo utilizados no presente SVDS, somente no simulador descrito no Capítulo 4.

Para este cálculo, são utilizadas as equações 3.1 e 3.2 onde são utilizadas as medições de corrente e tensão:

$$P_{ramo} = real[(V_{to}) \times conj(I_{ramo(out)})] \quad (3.1)$$

$$Q_{ramo} = imag[(V_{to}) \times conj(I_{ramo(out)})] \quad (3.2)$$

Sendo:

'V_{to}' é a tensão do nó de destino do ramo;

'I_{out}' é a corrente de saída do ramo;

3.3.3 Análise Nodal

A verificação de consistência da Primeira Lei de Kirchhoff (KCL), também conhecida como “Lei dos Nós”, leva em consideração todos os nós existentes na subestação criada no simulador. Cada nó pode ser classificado como nó de barra, interno ou externo. O nó de barra é, o ponto de conexão de uma barra da subestação em que vários ramos incidem. O nó interno é aquele pertencente a um ramo que possui somente conexões com outros ramos internos ou com um nó de barra. O nó externo é aquele que possui conexão com outras subestações, ou seja, caracteriza-se como nó de origem de um ramo de entrada (e.g., gerador) ou nó de destino de um ramo de saída da subestação (e.g., linha de transmissão).

O algoritmo de Análise Nodal necessita da existência de medições de correntes em todos os ramos coincidentes, ou seja, pelo menos uma medição de corrente deverá existir em cada ramo, sendo a sua orientação utilizada para o cálculo do somatório da corrente dos nós, conforme equação a seguir:

$$KCL_{nó} = \sum_{ramo} n \times Corrente_{ramo} \quad (3.3)$$

Sendo:

- 'n' = -1 quando o ramo for de saída do nó;
- 'n' = 1 quando o ramo for de entrada no nó;

O objetivo esperado para o algoritmo de Análise Nodal é o alcance do valor ZERO, porém na realidade, este valor dificilmente será ZERO e sim algum outro valor próximo (positivo ou negativo), pois há erros de medição e outros fatores práticos que impedem tal exatidão matemática. Por isso, foi gerado o parâmetro **KCLerr** ("*First Kirchhoff's law maximum error*") que permite ao usuário definir a tolerância absoluta em torno do ZERO desejado.

Vale ressaltar que as correntes utilizadas nesta rotina são as correntes calculadas para cada ramo, resultado do algoritmo de análise de redundância de medição. Na Figura 3.5 pode-se ver o fluxograma proposto para análise nodal da subestação.

Esta rotina se utiliza do parâmetro **ZVV** ("*Zero Voltage Value*") a fim de verificar se a tensão do nó em questão é maior do que ZERO. Esta informação é registrada caso seja falsa, ou seja, caso a tensão do nó seja ZERO. Mesmo assim, o algoritmo de Análise Nodal é efetuado, mas o sistema informa a situação de medição encontrada.

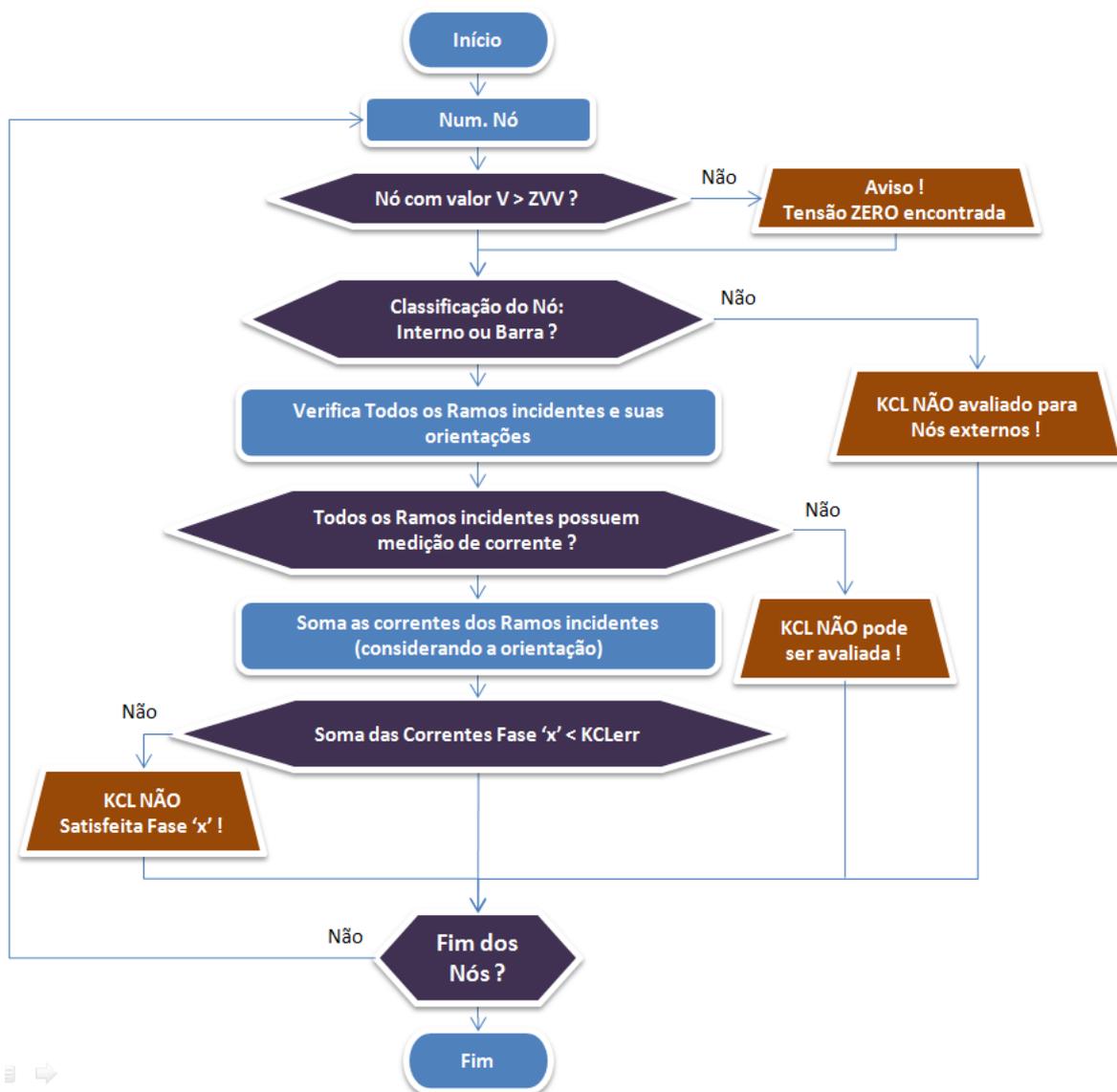


Figura 3.5 – Fluxograma da Análise Nodal.

O algoritmo de Análise Nodal utiliza somente os nós de barra (tipo 1) e Internos (tipo 3), visto que os nós Externos (tipo 2) possuem medições indisponíveis localmente, por se tratarem de medições de outras subestações. Esta afirmativa é parcialmente realista, visto que os sistemas digitais mais modernos possuem IED de proteção (e.g., relé diferencial de linha 87L) em que as correntes lidas pelo mesmo tipo de IED localizado do outro lado da linha são monitoradas para utilização da função diferencial de linha. Como estas supervisões são provenientes de TCs de proteção e não de medição, seria realmente incerta a utilização de tais medidas para os cálculos locais do SVDS.

3.3.4 Status dos Ramos - Análise Topológica

Este algoritmo verifica a condição topológica de cada ramo, a partir das leituras de status dos equipamentos do mesmo, sendo uma primeira, porém não definitiva, avaliação topológica do sistema. Segue na Figura 3.6, o fluxograma proposto:

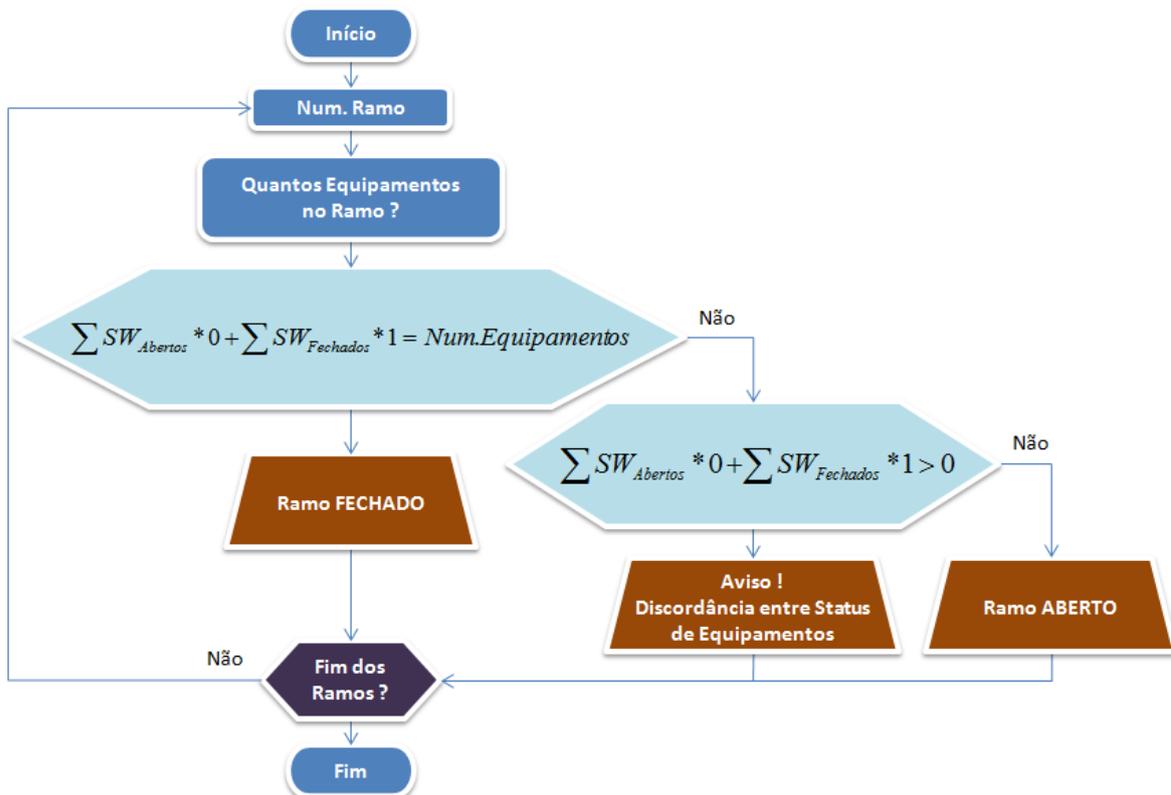


Figura 3.6 – Fluxograma para verificação de Status dos Ramos (análise topológica).

Primeiramente conta-se o número de equipamentos (disjuntores ou chaves seccionadoras) por ramo. Realiza-se então uma verificação de consistência somando os status dos equipamentos e confrontando com o total no ramo. Com isso, se pelo menos um destes equipamentos estiver aberto, o ramo será considerado a princípio ABERTO. Caso todos os status forem fechados, o ramo é considerado FECHADO.

Caso haja discordância de status entre os equipamentos do ramo, um alarme é registrado e informado ao operador.

Finalizando esta rotina, vale ressaltar que estão sendo previstos nesta implementação os disjuntores e as chaves relacionadas, NÃO sendo contempladas chaves de aterramento e de “by-pass” indicadas para implementações futuras. Caso estas existam no diagrama, as mesmas não poderão fazer parte do arquivo de configuração do sistema que será abordado posteriormente, fazendo com que o SVDS ignore tais chaves nos processamentos de validação de dados.

3.3.5 Status dos Ramos - Análise das Medições

Neste algoritmo são analisadas todas as medições (corrente e tensão), a fim de se confrontar informações com as até então obtidas em tempo real e de forma calculada, referentes aos status dos ramos. Com base em condições pré-estabelecidas, as correntes dos ramos são analisadas em conjunto com os status pré-processados pela rotina de análise topológica, a fim de se obter a definitiva situação do ramo, ou seja, confirmar se realmente ele se encontra FECHADO / ABERTO.

Este algoritmo, conforme a Figura 3.7, é um dos mais complexos, pois verifica várias condições, tentando analisar a maior parte de situações-limite possíveis.

Todos os ramos com medição de corrente já tratados pelos algoritmos anteriores passam por verificação. Primeiramente, verificam-se os maiores valores de corrente e tensão, comparando-se as fases. Verifica-se então a corrente da fase escolhida quanto ao valor ZERO, ou seja, utiliza-se o parâmetro **ZCV** (“*Zero Current Value*”) para avaliar se a medida de corrente está acima do mínimo admissível. Se há corrente mínima e o ramo está FECHADO, este status se confirma, caso contrário, o status até então processado é alterado e registrado no sistema como status calculado.

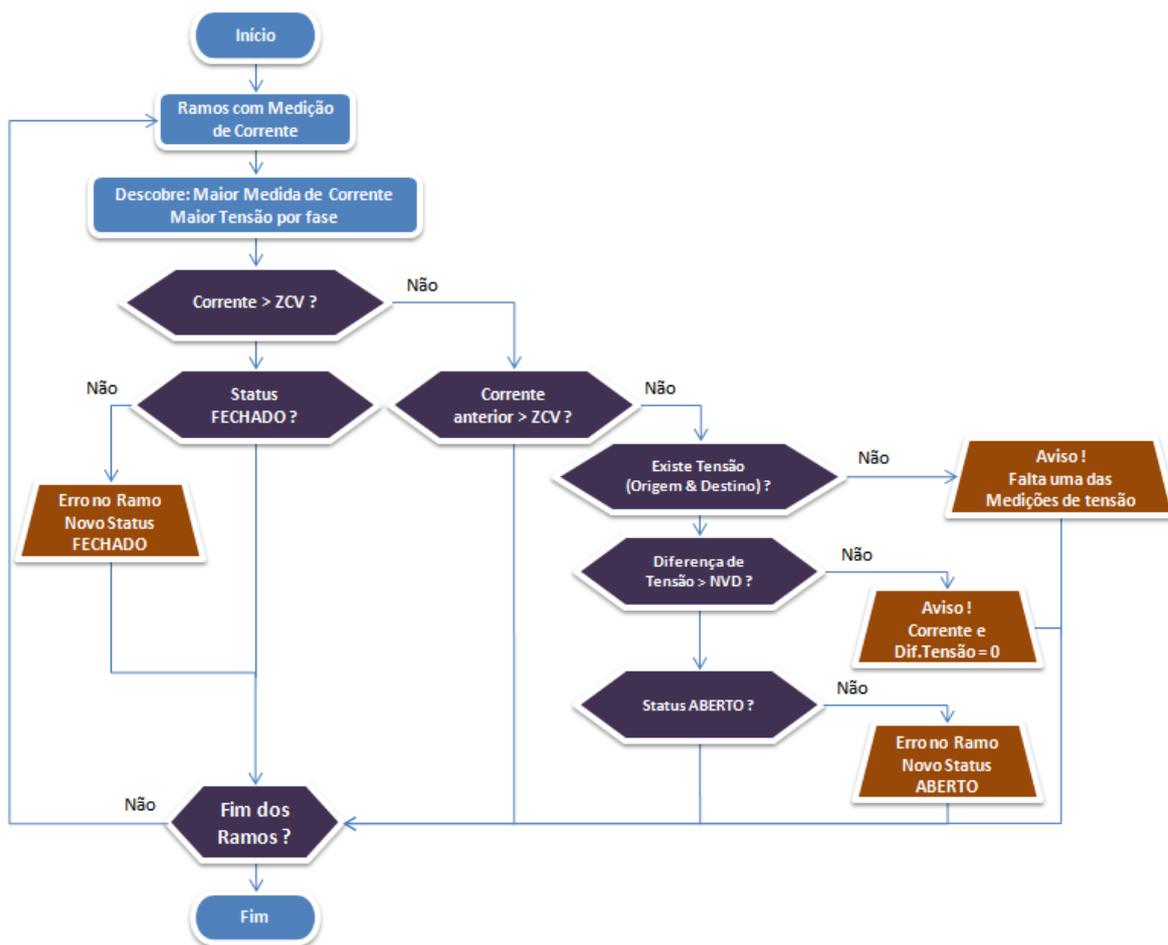


Figura 3.7 – Fluxograma para verificação de Status dos Ramos (análise de medições).

O caso mais complexo é aquele em que se encontra valor ZERO para a corrente. Assim, o algoritmo verifica se a corrente aquiritada no cenário anterior também se encontrava com mesmo valor, avaliando uma constância topológica de pelo menos dois cenários. Caso esta situação seja verdadeira, o status dos equipamentos do ramo é determinante para o status final, valendo assim a consistência definida no algoritmo anterior (Análise Topológica). Se a corrente do cenário anterior seja diferente de ZERO, há a possibilidade de transição topológica ou erro de aquisição de status ou medição no sistema. Assim sendo, a tensão escolhida com valor maior entre as fases é inserida na lógica para tentar dirimir esta condição limite. Caso o módulo da diferença de tensão entre o nó de origem e destino seja maior que o parâmetro **NVD** (“*Necessary Voltage Difference*”

for current existence”), haverá uma situação de diferença de potencial (DDP) típica de circuitos abertos, ou seja, o ramo está definitivamente ABERTO.

Como se pode constatar, há uma robustez considerável nesta rotina, visto que valores de aquisição de status, corrente e tensão são considerados na lógica adotada. Uma alternativa à análise das correntes seria a análise dos fluxos de potência usualmente presentes em Estimadores de Estado Generalizados como em [Jaen05] e [Corte07]. Porém, constata-se que os valores de potência são medidas calculadas e não diretas e por isso, suscetíveis à qualidade dos medidores de tensão e de corrente, assim como a precisão do IED que efetuará os cálculos. Na falta de um destes, toda a verificação de consistência dos status dos ramos ficaria comprometida.

3.3.6 Análise Histórica – Topológica e de Medições

A análise histórica do sistema não é trivial e leva em consideração medições de tensão, corrente e status de equipamentos e ramos. Para se avaliar o comportamento de um sistema no tempo, devem-se armazenar todas as informações necessárias em um banco de dados de fácil e rápido acesso. Cada cenário possui uma massa de dados, cujo tamanho depende exclusivamente do quanto observável e controlável é o sistema, ou seja, quanto mais medidores e equipamentos maior é a dimensão deste banco de dados. Na Figura 3.8, vê-se o fluxograma completo desta lógica, onde passo a passo as condições operacionais são testadas.

A fim de evitar instabilidades e situações-limite indesejadas, esta lógica começa a ser processada somente após três cenários de aquisição. A partir daí, todas as mudanças de corrente, tensão e topologia são verificadas para identificar se há inconsistências entre alteração dos valores de medições que correspondam a alterações topológicas e vice-versa.

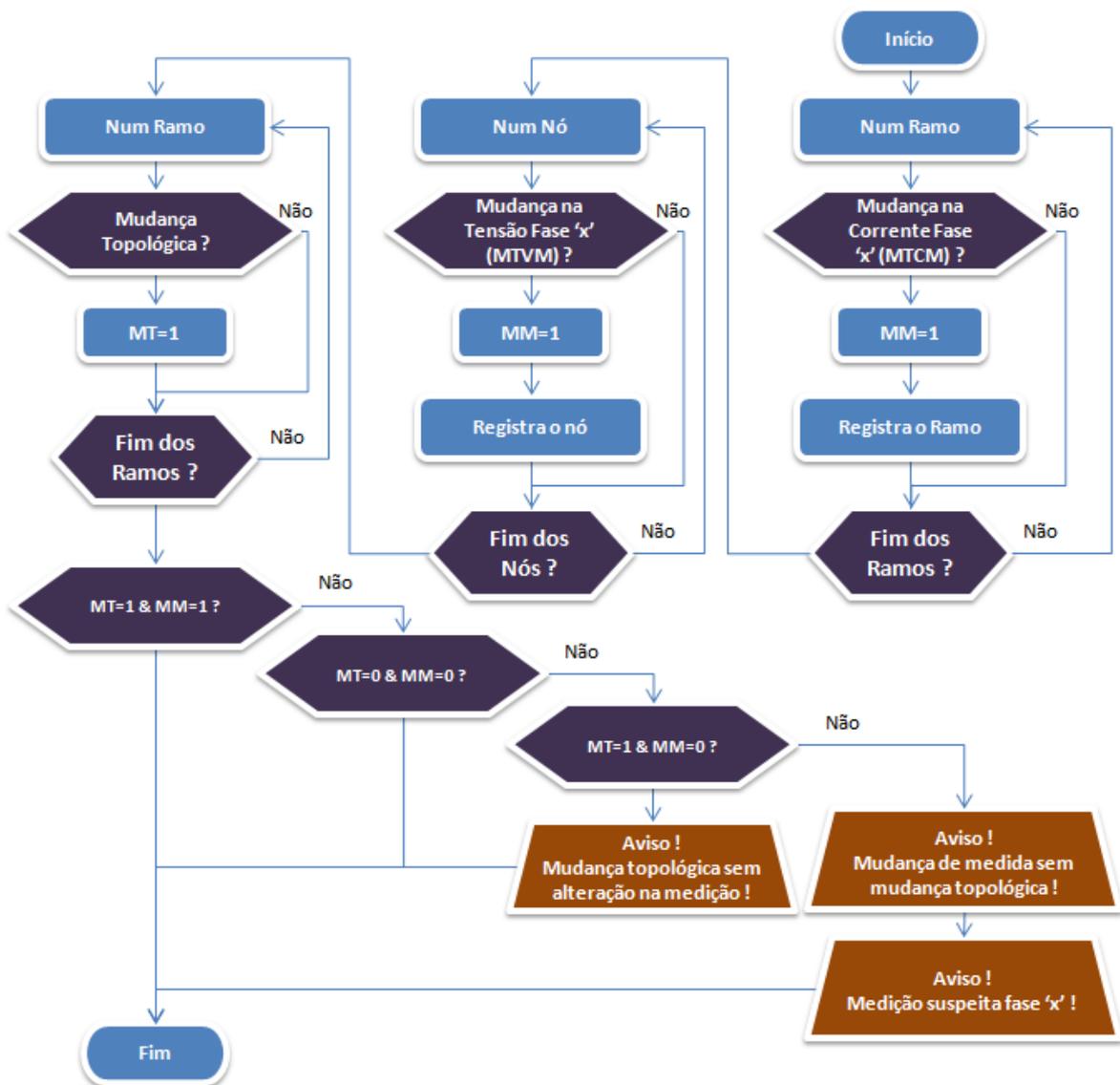


Figura 3.8 – Fluxograma da Análise Histórica.

A mudança percentual de valor de corrente ou tensão tolerável para que não corresponda necessariamente a uma mudança topológica, é respectivamente representada pelos parâmetros **MTCMC** (“*Maximal Tolerable Current Measurement Change*”) e **MTVMC** (“*Maximal Tolerable Voltage Measurement Change*”). Cada um destes parâmetros atua de maneira independente, e sua utilização pode identificar alterações anormais, ou seja, identifica se há mudanças ou não das medições e status dos ramos no tempo, que é o objetivo desta lógica.

Cada fase é processada, e cada detecção de mudança por fase é registrada e memorizada em indicadores (Flags) de mudança topológica (MT) ou

de medição (MM). As mudanças de medição são confrontadas com as mudanças topológicas assim completando a análise.

Mudanças bruscas de medição conforme comentado em [Cout04], podem ser detectadas por análise estatística, mas neste caso, são identificadas em tempo real e através de análise mais complexa, levando em consideração a condição operativa do sistema em que esta medida encontra-se inserida.

3.3.7 Análise de Discrepâncias de Fases

Os IEDs que possuem a função de unidade de proteção (UP) normalmente se encarregam da verificação das medições por fase, alimentando os algoritmos de proteção a fim de verificar se as condições operacionais estão dentro da normalidade ou se há necessidade de disparar eventuais aberturas de disjuntor por proteção.

No SVDS, todas as fases são processadas independentemente, logo, há a necessidade de se verificar eventuais desbalanços ou discrepâncias entre fases. O SVDS age em paralelo com as UPs e identifica as discrepâncias entre as fases de medições de corrente e tensão de acordo com o parâmetro **MAIPdis** (“Maximum Allowable Inter-Phase Discrepancy”).

Conforme a Figura 3.9, o parâmetro **MAIPdis** multiplica-se ao maior valor entre as fases em teste, tomando este como base para comparação. Se a diferença entre estas fases seja maior do que a admissível, o aviso de discrepância é disparado e registrado.

Esta simples verificação pode ser ajustada para a captação de diferenças tênues que se façam interessantes para o analista do sistema, visto que esta rotina não influencia nas demais e serve como subsídio adicional na análise da subestação.

Se os medidores são provenientes de IEDs tipo UM ou UC, esta análise se torna inédita, visto que somente as UPs verificam tal anomalia. Sendo assim,

somente o SVDS verificará e informará ao usuário das discrepâncias entre fases nos TCs e TPs de medição.

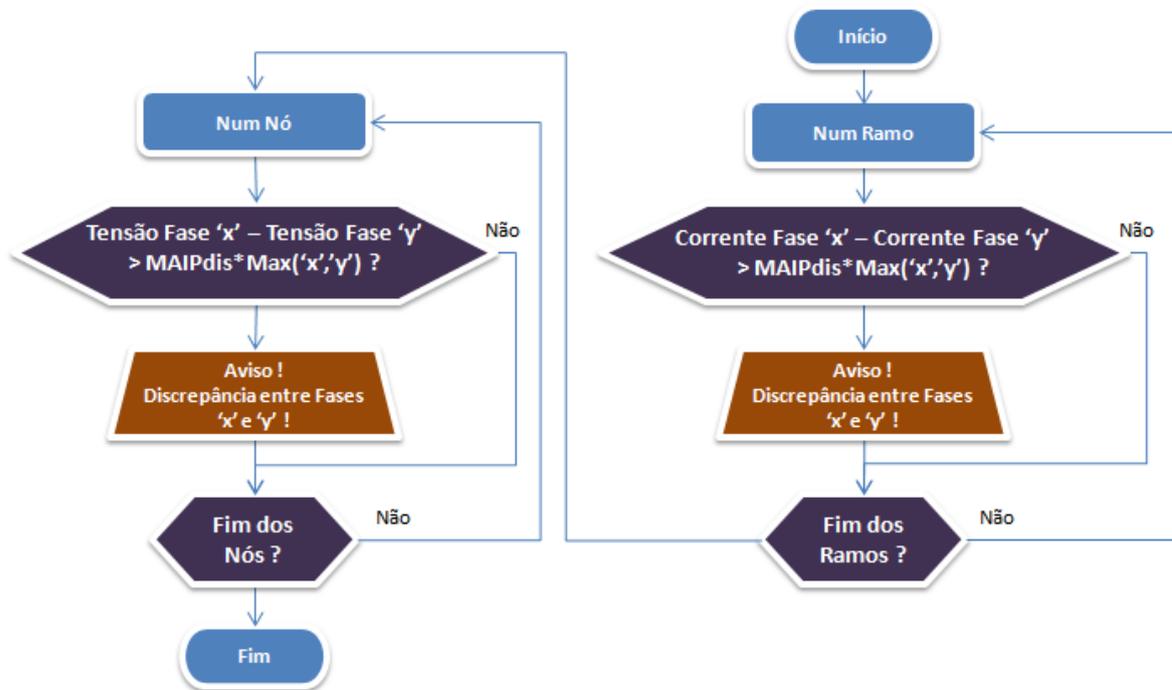


Figura 3.9 – Fluxograma de verificação de Discrepância de Fases.

3.4 CONCLUSÃO

Com as capacidades de aquisição, processamento de dados e saída de instrução e informação para o usuário, o SVDS possui todas as características típicas de ferramenta de EMS, com o diferencial de ser uma ferramenta de utilização local na subestação, dependendo exclusivamente da quantidade e qualidade das medições provenientes dos IEDs.

Para que todos estes algoritmos sejam testados devidamente, o sistema digital da subestação deve possuir capacidade de integração a fim de se acoplar ao SVDS. No Capítulo a seguir será descrito um simulador capaz de contemplar e testar os algoritmos aqui apresentados.

4.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo apresenta um simulador para validação de dados em subestações inspirado em [Jako02]. O simulador desta Dissertação foi desenvolvido com uma interface amigável que permite modelar diferentes tipos de subestações, assim como testar diversas situações de operação que podem ocorrer no seu dia a dia. O simulador desenvolvido é capaz de realizar a representação trifásica da subestação.

O simulador foi desenvolvido com base nos softwares MATLAB [Math01a] e SIMULINK [Math01b] versão R2006b, com sua respectiva biblioteca “*Power System Library*”, muito difundidos na área científica, sendo também construída uma interface gráfica (GUI – Graphical User Interface), a qual permite ao usuário facilmente configurar uma subestação de interesse e definir parâmetros para a realização de estudos.

O simulador foi desenvolvido de forma a poder representar diferentes arranjos de subestação, independentemente do seu porte ou nível de tensão, sendo assim de caráter inovador no que se refere à facilidade de uso e de configuração.

Todas as telas e interface foram desenvolvidas utilizando-se a língua inglesa, de modo a facilitar futuras publicações e desenvolvimentos.

Os softwares MATLAB e SIMULINK foram escolhidos por fornecerem poderosas ferramentas de desenvolvimento, sendo largamente utilizados em simulações de sistemas elétricos de potência, como as apresentadas em [Apost08], [Kezu97] e [Kezu99], nas quais a integração de sistemas RTDS (Real Time Digital Simulator) e a modelagem de IEDs de proteção são apresentadas.

Nas seções seguintes, as características do simulador construído neste trabalho, bem como o ambiente de simulação serão apresentados.

4.2 ESTRUTURA DO SIMULADOR DE SUBESTAÇÕES

O termo "bay" e "ramo" serão utilizados vastamente neste e nos próximos Capítulos mas devem ser interpretados como sinônimos.

O simulador foi construído com elementos gráficos residentes do SIMULINK, biblioteca customizada de objetos, telas GUI do MATLAB criadas especialmente para este simulador, e funções de execução cíclica ou por demanda criadas em linguagem MATLAB (arquivos '.m').

Na Tabela 4.1 apresenta-se a descrição das rotinas que são responsáveis pelo funcionamento do simulador e suas formas de execução:

Tabela 4.1: Arquivos MATLAB do Simulador

Rotina	Descrição	Tipo de Execução
SE_Main	<p>Primeira rotina a ser executada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leitura de todos os arquivos de configuração ".csv" contendo os dados de quantidade e <i>tags</i> dos equipamentos (disjuntores e chaves), Nomes e tipos dos ramos (bays) e definição dos nós de origem e destino de todos os ramos; • Verificação de todos os objetos utilizados no modelo da subestação no SIMULINK e verificação de consistência com as informações de configuração (".csv"); • Criação das variáveis do sistema referente aos medidores (corrente e tensão) baseado nas regras de <i>tags</i> que serão apresentadas posteriormente; • Geração de registros de inconsistências do sistema. 	Uma única vez na inicialização
SE_Processing	<p>Função de processamento de todos os sinais lidos do Simulador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Armazenamento das medições e status coletados no período de amostragem definido pelo usuário; • Execução dos algoritmos de consistência e análise de restrições e validação de dados (SVDS); • Geração de registros de aviso e alarme durante a operação do Sistema. 	Ciclicamente executado pelo Simulador a cada período de amostragem.

ProcessMeasData	Função responsável por: <ul style="list-style-type: none"> • Leitura dos medidores de corrente e tensão • Conversão dos valores de amplitude e ângulo para a forma retangular. • Armazenamento dos valores em variáveis globais do sistema 	Ciclicamente executado pelo simulador a cada período de amostragem.
LogFileFcn	Função responsável pelo registro dos alarmes no arquivo de registro quando na existência de alarmes gerados por qualquer função.	Rotina chamada por todas as funções.
CommandScreen	Possui rotinas que geram ações de comando de equipamentos (ABRIR/FECHAR) através das dinâmicas de objetos como botões e caixas de texto. Este arquivo é necessário para o funcionamento da tela "CommandScreen.fig"	Rotinas chamadas pelo comando do usuário.
LogScreen	Possui rotinas que geram ações de registro de alarmes do sistema através das dinâmicas de objetos como botões e caixas de texto. Este arquivo é necessário para o funcionamento da tela "LogScreen.fig"	Rotinas chamadas pelo comando do usuário.
MetterScreen	Possui rotinas que gerenciam as dinâmicas de objetos como botões e caixas de texto responsáveis pelas simulações de erro nos medidores de corrente e tensão. Este arquivo é necessário para o funcionamento da tela "MetterScreen.fig"	Rotinas chamadas pelo comando do usuário.

Na Tabela B.1 do Apêndice B, é apresentada a árvore com todos os arquivos pertinentes ao simulador e ao SVDS.

4.3 FLUXOGRAMA FUNCIONAL

A Figura 4.1 ilustra simplificada o funcionamento do simulador em etapas bem definidas. Conforme informado anteriormente, há rotinas cíclicas e rotinas executadas pela ação do usuário. Porém, pode-se definir como partes principais do sistema, o modelo criado no SIMULINK e a rotina "SE_processing", cujo conteúdo é o grupo de algoritmos do SVDS propriamente dito (bloco "Validação de Dados").

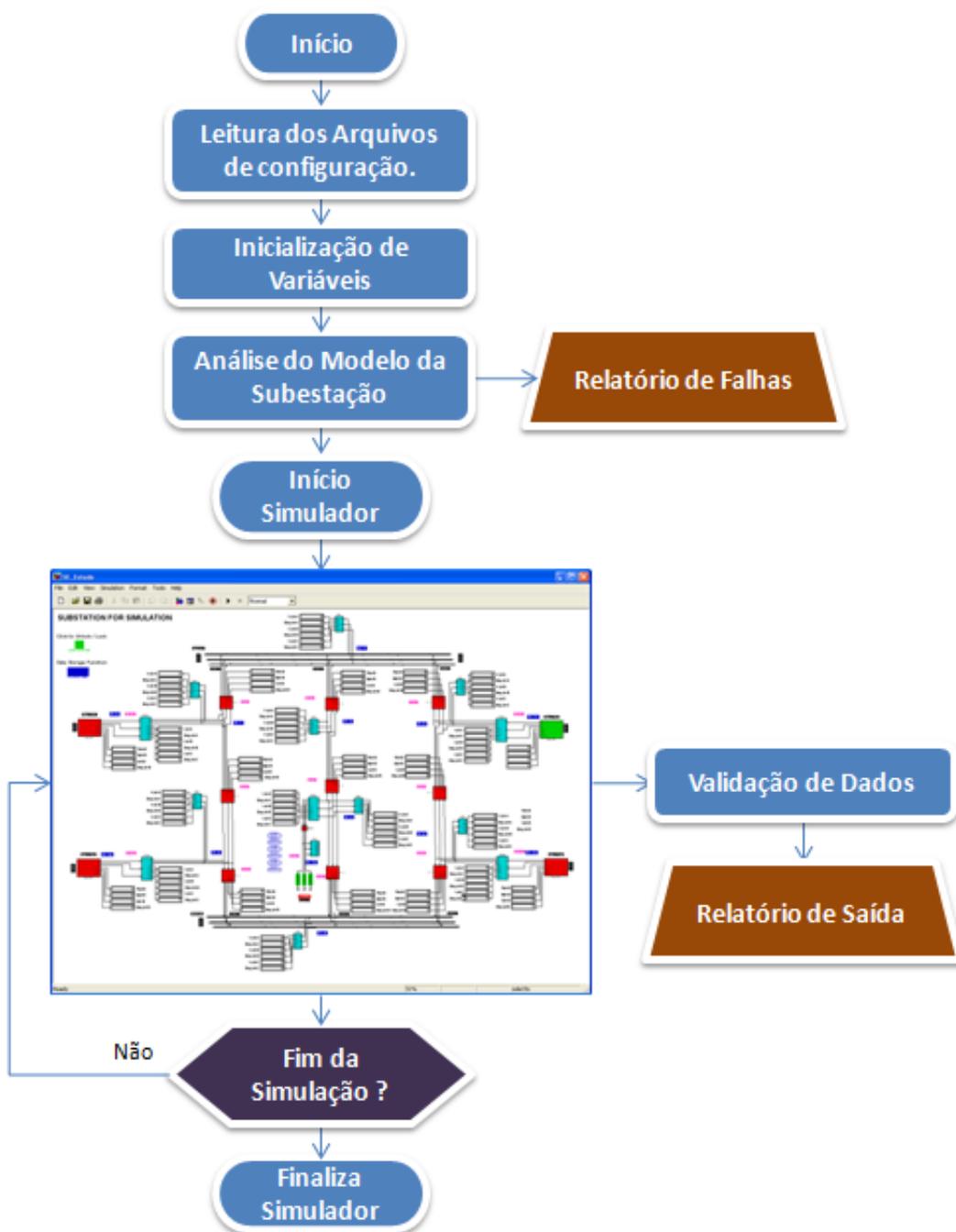


Figura 4.1 – Fluxograma simplificado do Sistema.

4.3.1 Arquivos de Configuração

A rotina “SE_main” é executada primeiro do que as demais, por se tratar da rotina principal na qual são determinadas as condições primordiais de execução do programa. A leitura dos arquivos “.csv”, referentes aos dados de configuração da subestação gera matrizes de base para a criação de variáveis e para a

verificação de consistência entre a subestação modelada e a configurada pelo usuário. O sistema utiliza-se de três arquivos de configuração:

- **"BranchMatrix.csv"**: São definidos os números dos bays, nome dos bays e números dos nós de início e fim dos bays. Esta definição é de suma importância para a definição do sentido esperado da corrente no bay.
- **"EquipMatrix.csv"**: São definidos os nomes dos equipamentos (disjuntores e chaves) com seus respectivos números dos bays correspondentes. Com esta definição, é possível verificar o status de todos os equipamentos dos bays, definindo a situação topológica do mesmo.
- **"NodeMatrix.csv"**: Contém as relações entre os nós declarados e o seu tipo, ou seja, se o nó trata-se do Tipo 1 (barra), Tipo 2 (Externo) ou Tipo 3 (Interno). Estas definições são utilizadas no algoritmo de Análise Nodal.

4.3.2 Inicialização de Variáveis

Através da rotina "SE_main", a inicialização das variáveis é feita de forma dinâmica, ou seja, não importa quantos objetos de disjuntor, chave, medidor ou bay completo forem criados pelo usuário, todos estes elementos serão dinamicamente reconhecidos e registrados como variáveis do sistema. Com isso, o simulador se apresenta como uma ótima ferramenta de modelagem configurável e modular.

Caso o usuário modele uma subestação com alguns objetos da biblioteca *Power System Library* do SIMULINK que não foram declarados nos arquivos de configuração, os algoritmos do SVDS irão ignorar tais objetos, não os considerando foco de análise. Este fato pode acarretar problemas de processamento do simulador caso o objeto não configurado seja de vital importância no sistema e.g., uma nova chave em série com o disjuntor de um bay.

4.3.3 Análise do Modelo do Usuário

Todos os objetos inseridos no modelo da subestação são verificados quanto a sua localização e nome, sendo possível indicar ao usuário se um bloco está declarado no projeto mas não está presente no modelo criado no SIMULINK. Mensagens de erro são geradas e mostram exatamente o que foi identificado como erros de modelagem. Na Figura 4.2, é exemplificado o tipo de mensagem vista pelo usuário. Neste caso, há equipamentos inexistentes no modelo e medidores de corrente de entrada de ramo que também não foram identificados. O usuário pode simplesmente ignorar as mensagens, caso estas não sejam relevantes para a simulação desejada, ou corrigir o modelo e executar a re-inicialização do sistema.

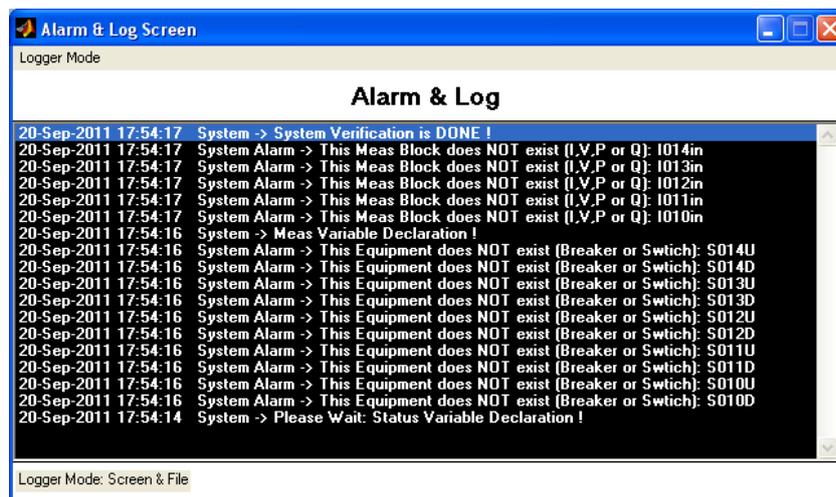


Figura 4.2 – Tela de Alarme – log de verificação do modelo SIMULINK.

4.4 PREMISSAS DO SIMULADOR

Para que o simulador funcione a contento, o usuário deve respeitar algumas regras básicas para a modelagem computacional a fim de que os algoritmos do SVDS reconheçam todos os elementos gráficos inseridos no modelo da subestação, evitando erros de interpretação e processamento.

4.4.1 Regras de Formação de Tags

A palavra "tag" é a nomenclatura utilizada em sistemas SCADA para etiquetas ou nomes de cada objeto ou ponto de supervisão a fim de identificá-los com clareza para qualquer usuário. Os tags devem respeitar as regras descritas na Tabela 4.2 para que os algoritmos identifiquem corretamente os elementos do Simulador construído:

Tabela 4.2: Regras para formação de Tags.

Tipo de objeto	Regra de Tags
Equipamentos	Disjuntores e chaves seccionadoras podem possuir tags com nomes livres utilizando-se de caracteres alfanuméricos. Ex: CB001, S001U e S001D
Medidores de corrente	O nome dos objetos referente a medidores de corrente devem seguir a seguinte regra: I + "rrr" + "in" ou I + "rrr" + "out" , onde: "rrr" como o número do ramo, sempre com 3 caracteres, referente à localização do medidor e "in" ou "out" referente a medidores de entrada ou saída de ramo respectivamente. Ex: I001in, I001out, I012in, etc.
Medidores de tensão	O nome dos objetos referente a medidores de tensão devem seguir a seguinte regra: V + "nnn" ou V + "nnn" , onde: "nnn" como o número do nó referente à localização do medidor sempre com 3 caracteres. Ex: I001in, I001out, I012in, etc.
Displays de potência	Os displays de potência ativa e reativa podem ser instalados no modelo com as seguintes regras de tags: P ou Q + "rrr" + "ph" + "Fase" , onde: "rrr" como o número do ramo, sempre com 3 caracteres, referente à localização do <i>display</i> e "Fase" podendo apresentar os valores "A", "B" ou "C" de acordo com a fase. Ex: P001phA, Q001phA, P014phC, Q021phB, etc.

Caso as regras não sejam respeitadas pelo usuário, os objetos que não forem encontrados irão gerar falha sempre que o SVDS for executado, podendo gerar problemas de falta de redundância de medições, limitando ou até impossibilitando a execução completa das rotinas de validação de dados.

4.4.2 Alocação de Objetos

A alocação dos objetos tais como equipamentos e medidores é realizada de forma livre, porém, fica a cargo do usuário do sistema avaliar se as alocações

serão suficientes para que as verificações de consistências sejam realizadas a contento. No caso de verificação de medição redundante de corrente, por exemplo, deve-se garantir que pelo menos dois medidores de corrente por ramo sejam alocados conforme algoritmo da Seção 3.3.1.

No caso de verificação de consistências topológicas, adicionar um medidor de tensão em cada nó seria suficiente para uma avaliação completa nos ramos internos, pois estas são as condições mínimas necessárias para que o respectivo algoritmo da Seção 3.3.3 forneça resultados satisfatórios.

No que diz respeito aos disjuntores e chaves, o sistema reconhece que todos eles estão alocados em série no circuito do bay. Assim, não importa quantos equipamentos sejam alocados, desde que estejam em série.

4.4.3 Geração de Alarmes

Tão importante quanto o funcionamento das rotinas do SVDS, os registros de alarmes mostram ao usuário do sistema um retrato detalhado de todos os passos tomados durante o processamento pretendido, bem como a situação do simulador.

Quatro tipos de alarmes são utilizados no SVDS conforme indicado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Tipos de Alarmes.

Grau	Tipo de Alarme	Descrição
1	Alarme	Os alarmes são mensagens referentes a problemas detectados pelo SVDS e que servem de subsídio para ações corretivas por parte do usuário. Elas informam se uma medição está incorreta, se um status de ramo se encontra diferente do calculado, etc. Exemplos: <i>'Alarm: STATUS DISCORDANCE or OPERATION INCOMPLETE Branch number 2!'</i> <i>'Alarm: Please check Branch 3 Phase A for suspicious Current Meas!'</i>
2	Aviso	Informações que não influenciam no funcionamento dos algoritmos do SVDS , porém informam eventos “percebidos” pelas rotinas. Exemplos: <i>'Warning: Status Changes but NOT Measurements...'</i> <i>'Warning: Branch 7 with Current = ZERO and V from node - V to node = ZERO ...'</i>

3	Alarme de Sistema	Mensagens sobre as verificações de qualidade e consistência do modelo do simulador, contendo informações voltadas ao usuário. Exemplos: 'System Alarm-> There is No Equipments for Branch number 5 – bay 05L1!' 'System Alarm-> There is No Branch 5 into CSV Files!'
4	Sistema	Mensagens com informações dos passos do sistema, tal como qual a rotina está sendo executada. Exemplos: 'System -> Double Current Meas Consistency Check Start!' 'System -> Topology Data Values Acquisition Done!'

A tela de “Alarm & Log” é responsável pela interface dos registros do sistema com o usuário. Na tela de interface, mostrada na Figura 4.3, pode-se ver que há uma lista de histórico de alarmes e eventos do sistema. Nela, o usuário pode alterar o modo de registro (“log”) do sistema utilizando-se do menu “Logger Mode” alternando entre “ON” e “OFF”. Em “ON” a mensagem no canto esquerdo inferior se altera para “Screen & File” e no modo “OFF” a mensagem torna-se “File Only”, ou seja, as mensagens serão gravadas somente em arquivos e não aparecerão na tela. Esta opção é útil para melhorar a performance do sistema e para evitar que a tela de alarme fique sempre visível sobreposta às demais.

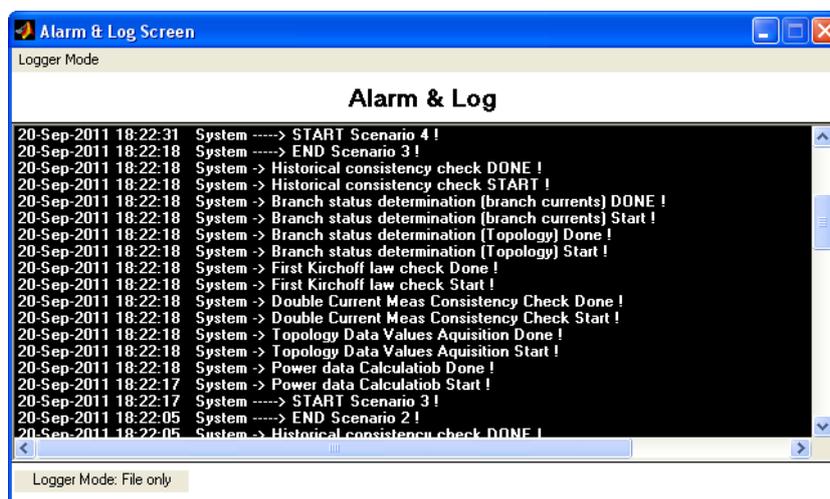


Figura 4.3 – Tela de "Alarm & Log".

Todas as mensagens geradas são gravadas em arquivos diários que possuem o formato “DD-mmm-AAAA – LogFile.txt”, onde:

- “DD” – Dia do mês;
- “mmm” – mês abreviado por extenso (ex: set, oct, nov, etc);
- “AAAA” - Ano com quatro caracteres.

4.5 BIBLIOTECA DE OBJETOS

Conforme mencionado anteriormente, o simulador possui objetos que foram configurados especificamente para a aplicação aqui desenvolvida compondo o denominado “*Power Models*”, que se encontra no arquivo “Power Models.mdl”, o qual se refere aos objetos a serem utilizados no simulador construído no SIMULINK. Estes objetos tiveram como base a biblioteca “Power System Library” do próprio SIMULINK, tendo sido nele realizadas as alterações e acréscimos necessários.

4.5.1 Disjuntores e Chaves

Os equipamentos trifásicos disjuntores e chaves seccionadoras, ambos foram modelados conforme indicado na Figura 4.4, apresentando três conexões de entrada e três conexões de saída indicando cada uma das fases.

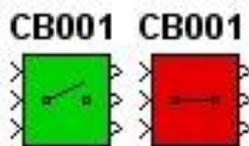


Figura 4.4 – Objeto Equipamento Trifásico (disjuntores e chaves).

A Figura 4.5 apresenta o diagrama lógico dos equipamentos, onde é considerada uma representação trifásica. Apesar de não ter sido implementada a verificação de discordância de polos de equipamentos nos algoritmos do SVDS, a sua lógica foi prevista para uma possível implementação futura. A lógica interna do objeto de equipamento interage com a tela de comando da Figura 4.19 possibilitando a simulação de condições de falha de leitura de dados de status pelo sistema digital.

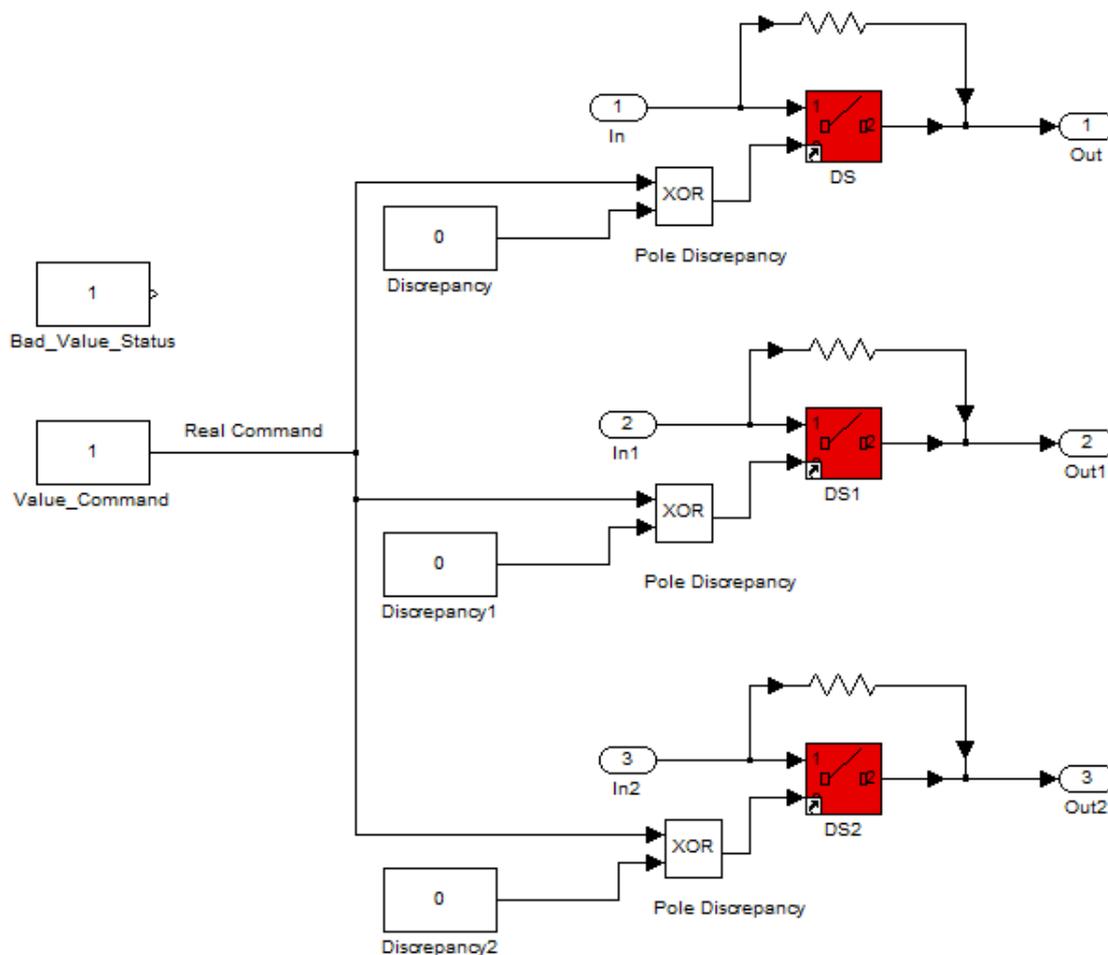


Figura 4.5 – Diagrama Lógico dos Equipamentos.

4.5.2 Medidores de Tensão

Os blocos de medidores de tensão trifásicos, conforme pode ser visto na Figura 4.6, possuem saídas que podem ser ligadas a objetos tipo *display* para monitoramento visual das amplitudes e ângulos de cada fase. Estes displays são opcionais pois todas as medições são armazenadas no sistema em arquivos históricos (".csv"), que estarão disponíveis para análise.

As entradas V1, V2 e V3 devem ser ligadas nas fases A, B e C respectivamente em qualquer parte do circuito da subestação-modelo criada.

Os valores de amplitude e ângulo são armazenados em forma retangular a cada amostragem do sistema para que os cálculos possam ser executados também na forma retangular.

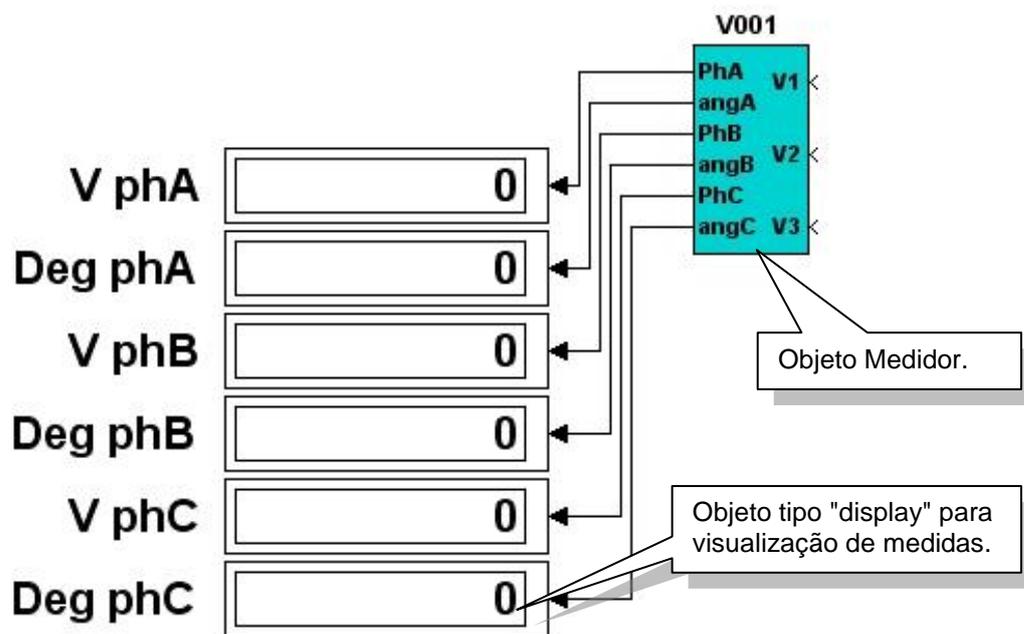


Figura 4.6 – Objeto Medidor de Tensão Trifásica.

4.5.3 Medidores de Corrente

Os blocos de medidores de corrente trifásicos conforme pode ser visto na Figura 4.7, possuem entradas A, B e C, correspondentes às fases, saídas A, B e C de corrente e saídas dedicadas aos displays para monitoramento visual das amplitudes e ângulos de cada fase. Como no caso do medidor de tensão, os displays são opcionais pois todas as medições são armazenadas no sistema em arquivos históricos (".csv"), que estarão disponíveis para análise

O medidor de corrente deve ser alocado em série com o circuito do ramo em que toda a corrente que entra nos pontos A/B/C, saí nos pontos A/B/C, agindo como um circuito direto de impedância ZERO.

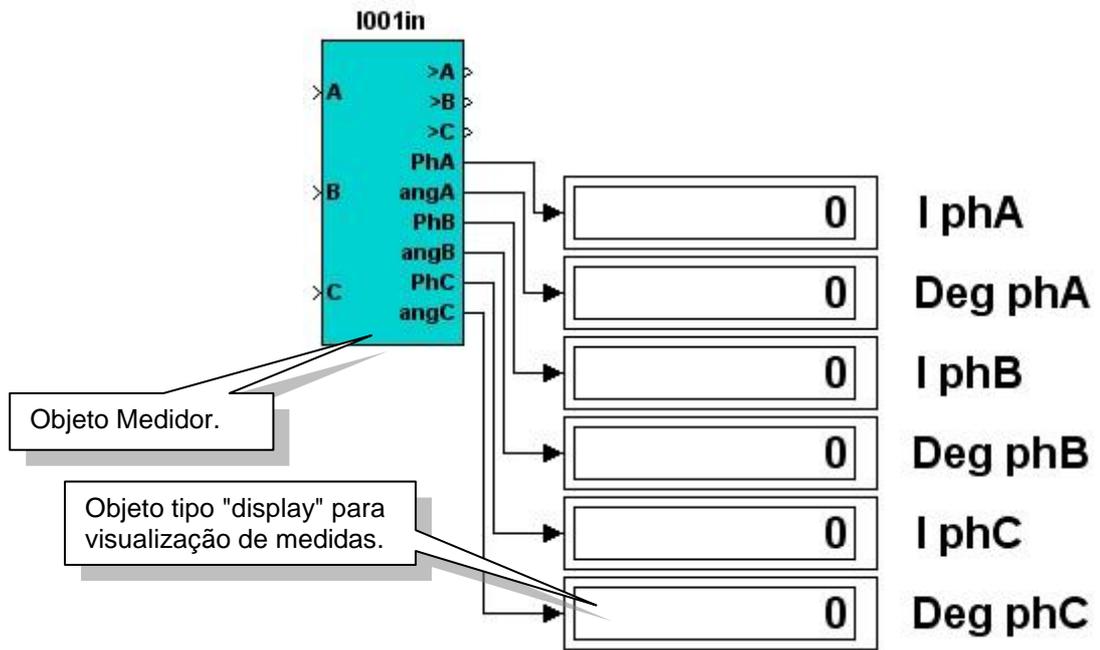


Figura 4.7 – Objeto Medidor de Corrente Trifásica.

4.5.4 Carga RLC

As cargas RLC são objetos, conforme ilustra a Figura 4.8, que possibilitam simular valores de impedância das saídas de linha, transformador e outras pertinentes ao sistema em análise. Os valores de R, L e C podem ser definidos individualmente, conforme a Figura 4.9, onde cada fase pode também ser configurada de forma independente possibilitando simular desbalanços de interesse para a análise.

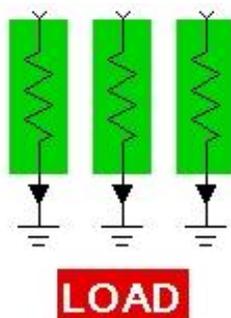


Figura 4.8 – Objeto Carga RLC.

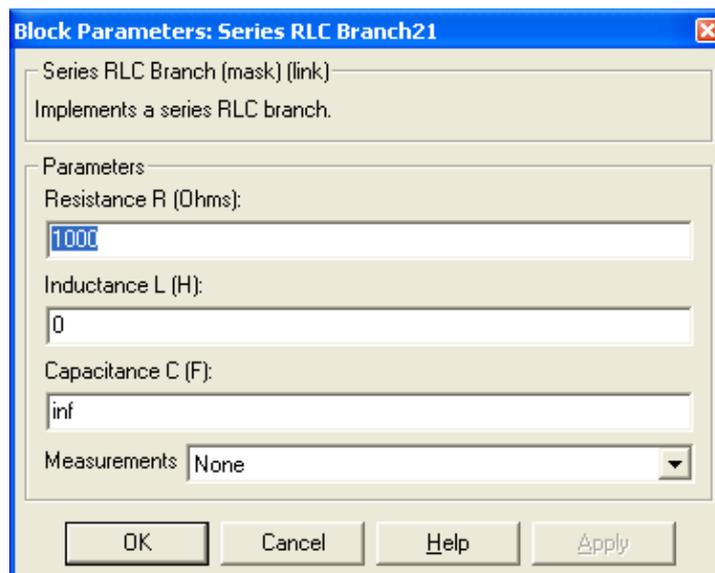


Figura 4.9 – Tela de Configuração da Carga RLC por fase.

4.5.5 Ramos Externos

Para a simulação dos ramos externos, ou seja, linhas que chegam à subestação, geradores e outros ramos de entrada, foi criado o objeto da Figura 4.10, que é composto basicamente por um gerador com parametrização independente por fase, equipamentos e medidores. Assim, têm-se um subsistema que pode ter tantos elementos quanto o usuário desejar, contanto que as premissas do simulador sejam respeitadas.

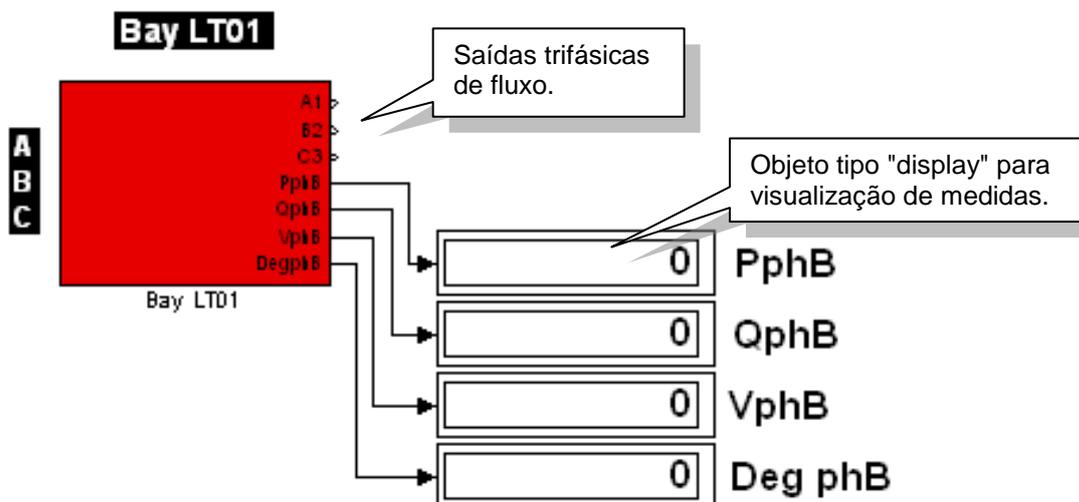


Figura 4.10 – Objeto Ramo Externo de Entrada.

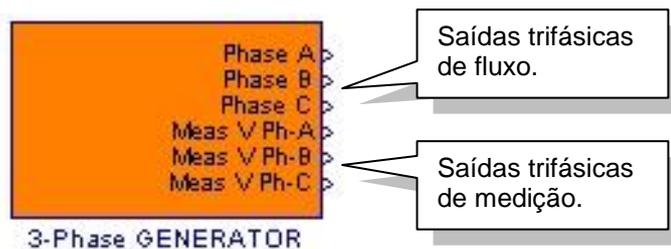


Figura 4.11 – Objeto Gerador.

A Figura 4.11 mostra o objeto Gerador, que é parte fundamental deste subsistema onde os parâmetros discriminados por fase possibilitam simular uma grande quantidade de situações de falhas operacionais. As saídas de fluxo do circuito são discriminadas por fase e três saídas de medição de tensão são também disponibilizadas para acoplamento do medidor de tensão do nó de entrada em questão. O bloco de gerador pode ser utilizado fora deste subsistema se assim for necessário para as simulações desejadas, criando mais um ponto de injeção de potência na subestação.

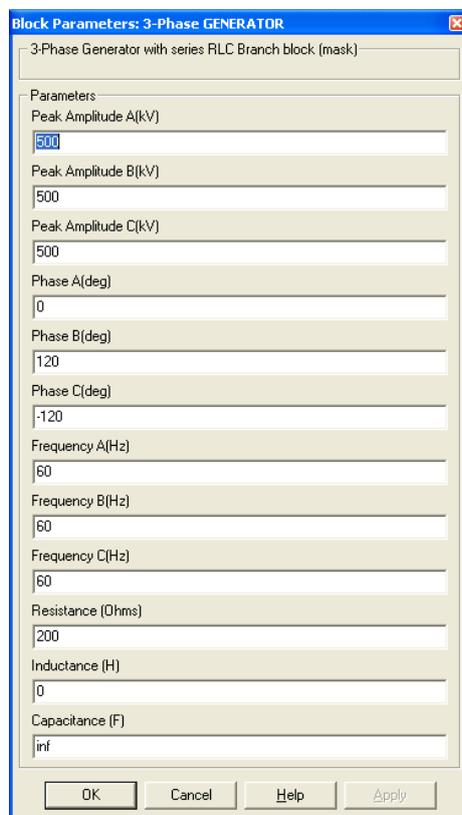


Figura 4.12 – Tela de Configuração do Gerador.

Na Figura 4.12 pode-se constatar a variedade de parâmetros passíveis de configuração para cada bloco gerador inserido no subsistema.

Como exemplificação da utilização deste subsistema, vê-se na Figura 4.13 a sua vista interna com todos os blocos utilizados. As saídas de 1 à 5 são utilizadas como interface externa interligando-o à subestação. Todos os displays são opcionais. A instalação de um medidor de tensão é fundamental para a determinação da tensão do nó, ou seja, este medidor dará uma contribuição importante para a análise nodal e topológica do SVDS.

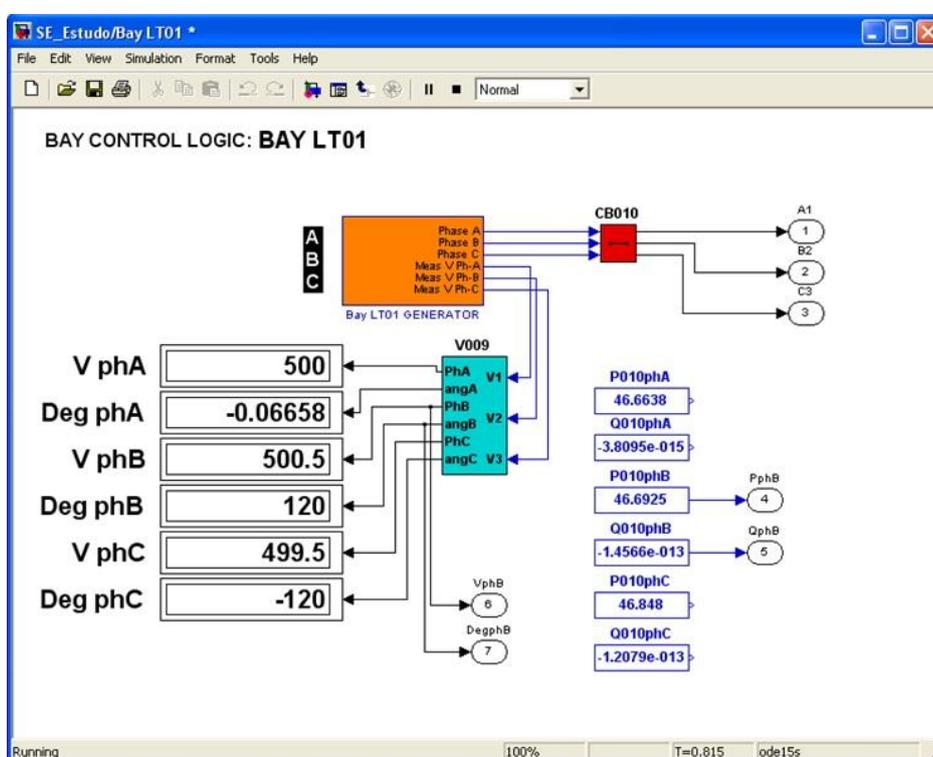


Figura 4.13 – Vista interna do bay.

4.5.6 Ramos Internos

Como no subsistema de ramos externos, este bloco é composto de vários componentes da biblioteca de objetos *Power Models* desenvolvida para o SIMULINK e sua função é representar os ramos internos da subestação.

Na Figura 4.14, vê-se que, diferente do bloco de ramos externos, este apresenta três entradas de interligação das fases A, B e C. As saídas são

compostas de três continuações do circuito (saídas A1,B2 e C3) e saídas para displays opcionais que possibilitam a supervisão visual das potências ativa e reativas e da corrente da Fase B. Os medidores de corrente “In” e “Out” são fundamentais para os algoritmos de análise de redundância, topologia do ramo e análise nodal. Desta maneira, a falta de um destes pode resultar em menor robustez e precisão nas conclusões do SVDS. Caso o usuário queira uma visualização mais completa das medições, um duplo-clique no bloco faz abrir a vista interna cuja tela é mostrada na Figura 4.15.

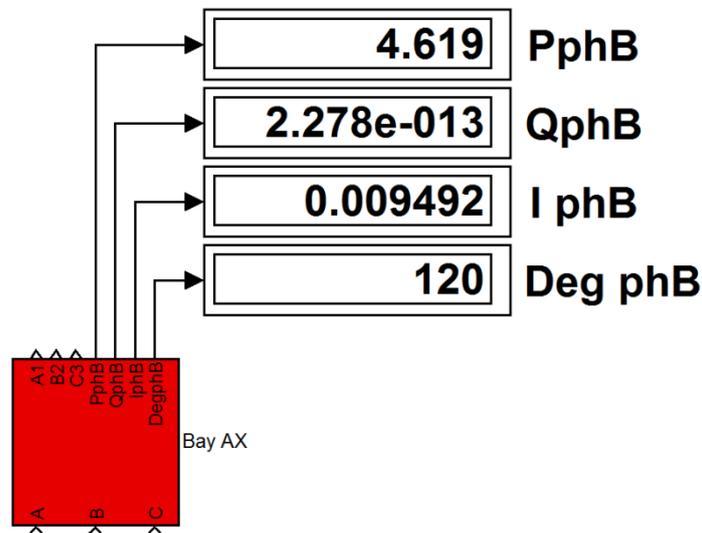


Figura 4.14 – Objeto Ramo Interno.

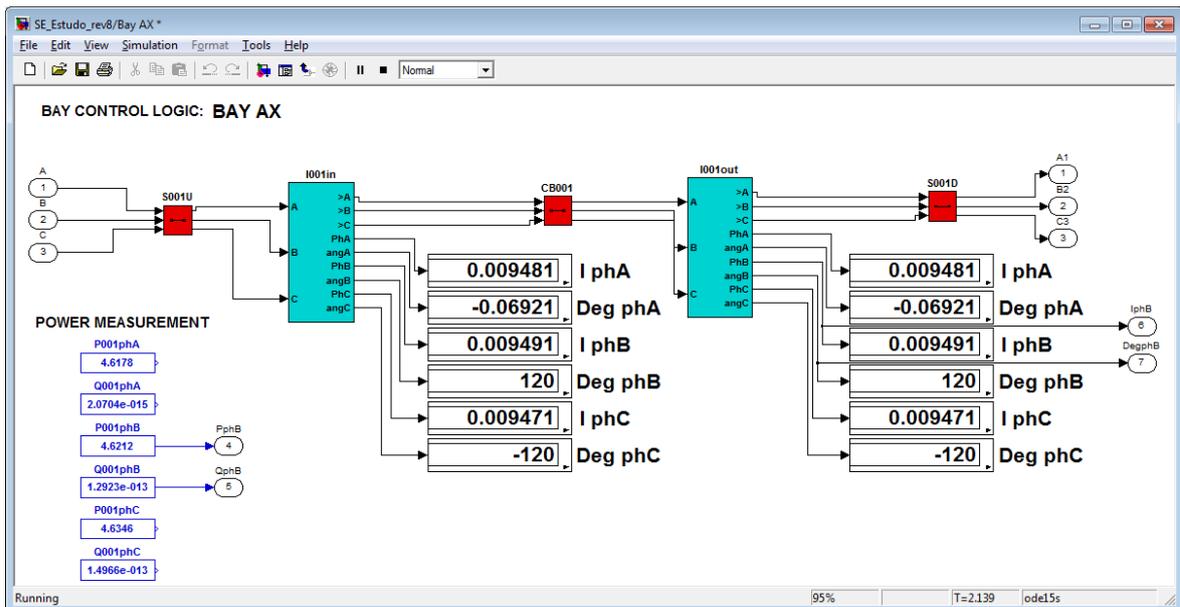


Figura 4.15 – Vista interior do Ramo Interno.

4.6 MODELANDO UMA SUBESTAÇÃO

Com todos os blocos lógicos que foram construídos e mais os blocos fornecidos na biblioteca “*Power System Library*” do SIMULINK (barras, Transformadores, Reatores, Circuitos RLC, etc), o primeiro passo para o usuário criar uma subestação consiste em criar os arquivos “*.csv” de configuração com as previsões de ramos, equipamentos e localização dos medidores onde todos os nomes dos blocos e ramos devem ser definidos em conjunto com as respectivas numerações dos nós e ramos.

Uma vez que os arquivos de configuração “*.csv” tenham sido construídos a próxima etapa consiste na modelagem da subestação em estudo no SIMULINK utilizando os objetos disponíveis com os respectivos nomes anteriormente definidos.

O resultado deve ser uma subestação eletricamente viável, ou seja, deve ser possível simular os fluxos de potência sem erros. Problemas de conexão errônea dos blocos, inversões de fases e outros podem ser identificados com a execução do simulador. A capacidade computacional e o tamanho do modelo da subestação determinam diretamente a performance do SIMULINK.

A Figura 4.16 apresenta um exemplo de subestação de transmissão de 500kV espelhada em uma subestação real, conforme diagrama unifilar correspondente apresentado na Figura 4.17, com suas devidas adaptações. A modelagem desta subestação foi utilizada para os testes de validação de dados sob diversas condições de erro presentes na operação de uma típica subestação digitalizada.

Na Figura 4.18, as conexões de um ramo externo aos ramos internos é apresentada a fim de se entender como as interligações dos objetos e subsistemas devem ser efetuadas. No exemplo, o nó 10 é representado pelo ramo denominado “LT02” que possui um medidor de tensão interno denominado “V010”. O nó 2 é o nó de interligação deste ramo com o ramo “AZ”. O medidor de tensão “V002” se faz importante para a rotina de análise nodal anteriormente explicada na Seção 3.3.3, por se tratar do único medidor de tensão do nó.

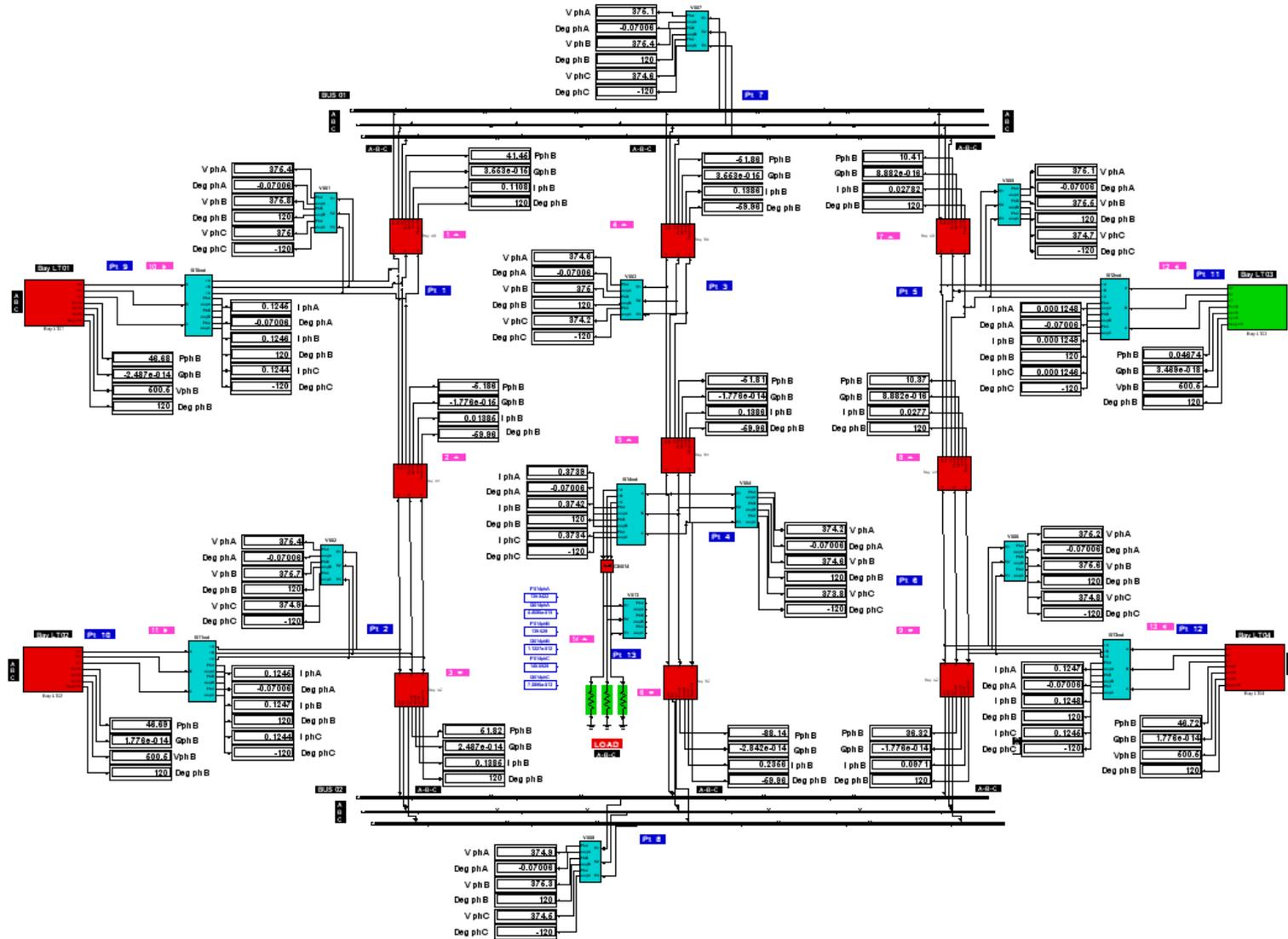


Figura 4.16 – Modelo completo de uma subestação (500kV).

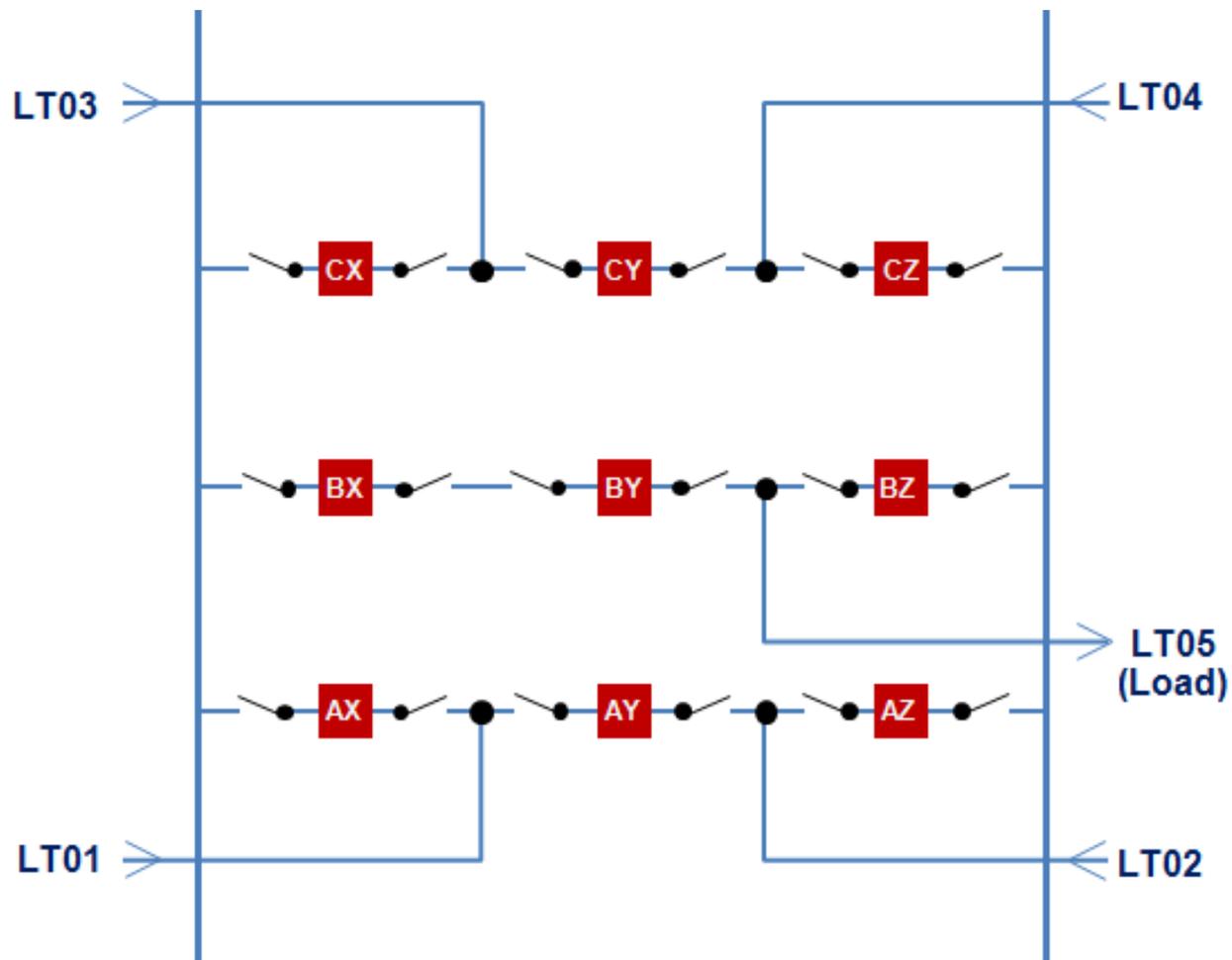


Figura 4.17 – Diagrama unifilar simplificado da Subestação-Modelo.

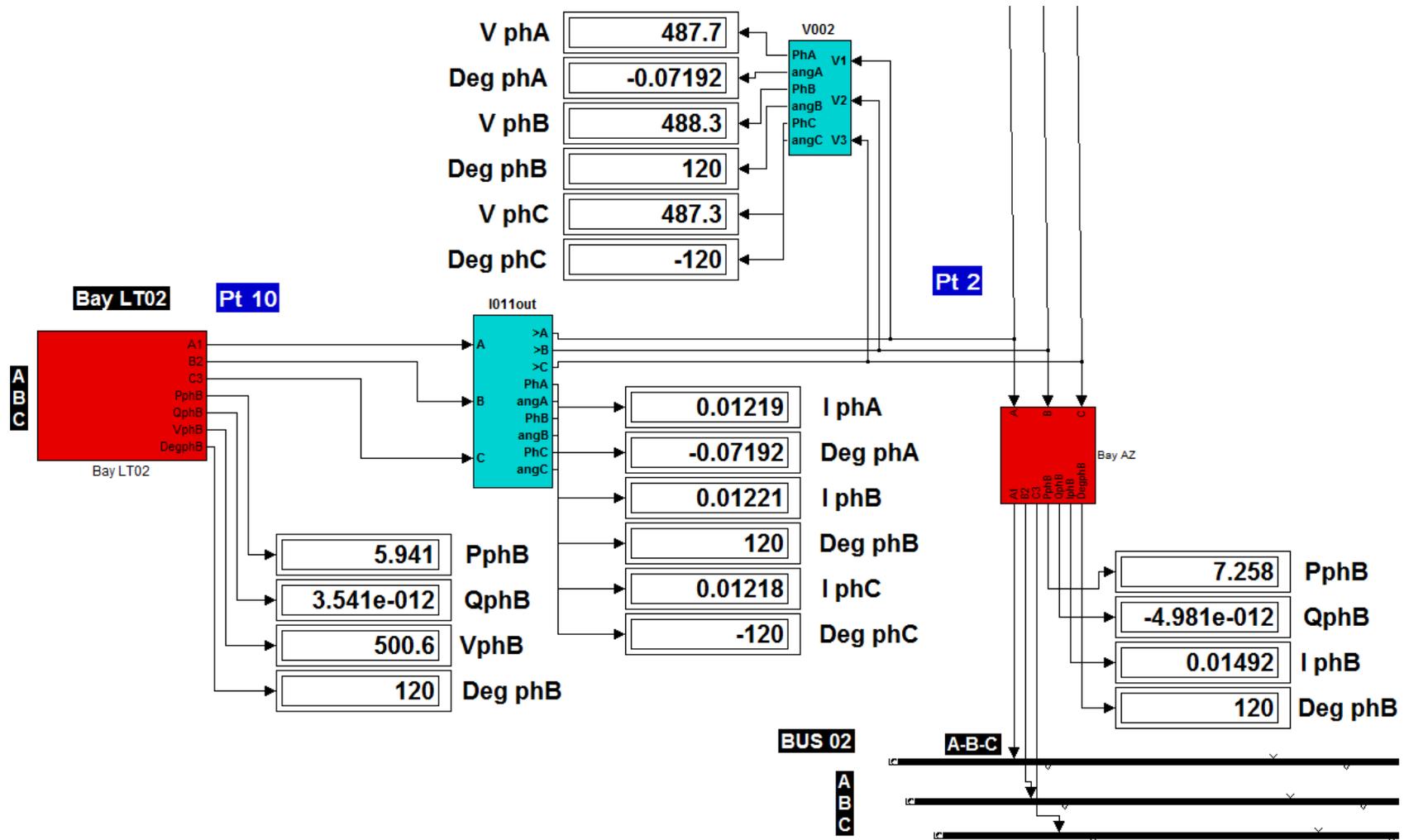


Figura 4.18 – Exemplo de Interligação de Ramo Externo.

O medidor de corrente “I011out” da Figura 4.18, é de suma importância para as verificações de análise nodal e status dos ramos (Seções 3.3.3 e 3.3.5 respectivamente), pois trata-se do único medidor do ramo. Com isso, pode-se perceber que cada alocação de medidores interfere na execução do SVDS devendo ser feitas de maneira racional e focada no objetivo de aumentar a observabilidade do sistema.

4.7 CARACTERÍSTICAS DO SIMULADOR

Conforme visto anteriormente, o objetivo do simulador é criar situações adversas para que o SVDS possa apresentar os diagnósticos correspondentes comprovando o seu desempenho. Logo, há várias possibilidades de simulação de erros, criadas através da interface gráfica do aplicativo. Além de introduzir erros, o usuário pode simular a operação dos equipamentos como desejar, abrindo ou fechando ramos de maneira integral ou parcial, ou seja, interagindo da forma que julgar necessária.

4.7.1 Processamento de Dados

Para que os dados de medição e status do sistema sejam utilizados, todas estas informações são armazenadas em matrizes de três dimensões onde a terceira dimensão corresponde ao número do cenário (amostragem) processado.

Ao término de um cenário, todas as medições são transformadas e armazenadas em números complexos a partir dos valores de amplitude e ângulo medidos. Os status são armazenados em termos do seus valores lidos e calculados.

Os valores gerados no simulador, originais ou modificados pelas simulações de erros, são enviados ao SVDS, fazendo com que este os processe como o novo cenário de operação.

4.7.2 Alteração de Status de Equipamentos (Disjuntores e Chaves)

Os disjuntores e chaves são aqui denominados como "equipamentos", a luz do jargão técnico utilizado em subestações. Os equipamentos podem ser comandados individualmente. Para isso, a tela de comando pode ser acionada a partir de um duplo-clique sobre o objeto do equipamento desejado. Na Figura 4.19 é apresentado a tela de comando do disjuntor "CB004", onde o Botão "OPEN" atua para abrir e o "CLOSE" para fechar o disjuntor.

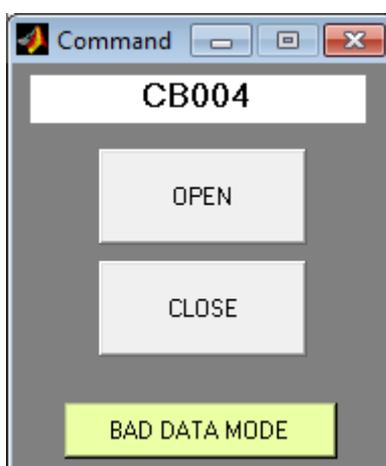


Figura 4.19 – Tela de Operação de Equipamentos.

4.7.3 Erros Topológicos

Quando acionado, o botão "BAD DATA MODE", na Figura 4.19, introduz uma condição de simulação de erro no status para o equipamento selecionado, ou seja, todo comando efetuado a partir daí será interpretado como uma simulação de falha. Por exemplo, se o disjuntor "CB004" está fechado (status correto) e o botão "BAD DATA MODE" é acionado, um erro de informação do status deste equipamento pode ser simulado ao acionar o botão "OPEN". Neste erro, simula-se a indicação incorreta do status "ABERTO" quando o disjuntor está de fato fechado.

O SVDS se encarregará de avaliar se o status informado do disjuntor está correto ou não.

4.7.4 Erros de Medição

Na tela ilustrada na Figura 4.20, apresentam-se as opções para efetuar simulações de erros de medição, sejam elas em medição de corrente ou de tensão. As seguintes funções foram atribuídas a cada botão apresentado:

- Botão “**SAVE**” – Todos os valores inseridos nas caixas de texto em amarelo são salvos como os valores de erro (percentual) introduzidos pelo usuário do simulador. Os valores podem ser positivos ou negativos.
- Botão “**ZERO Meas**” – Este botão gera valores iguais a ZERO para todas as fases (tensão ou corrente) simulando falha de aquisição de dados.
- Botão “**Freeze Meas**” – Este botão congela as medições a partir do último valor gerado pelo simulador. Com isso, perdas de comunicação com medidores ou falhas do sistema digital podem ser simuladas.
- Botão “**Release Meas**” – Retira o medidor da situação de falha, exceto quando ainda há valores diferentes de ZERO nas caixas de texto amarelas.

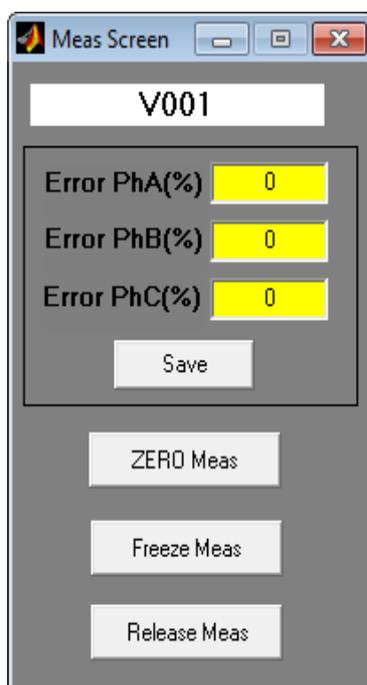


Figura 4.20 – Tela de Controle de Medidores.

4.8 CONCLUSÃO

Este Capítulo apresentou as características do simulador construído para validação de dados em subestações. Os principais componentes e o ambiente de simulação foram apresentados.

Mesmo havendo uma vasta biblioteca para sistema de potência no SIMULINK, foi necessário um considerável esforço para a adequação e criação de objetos complexos tais como os bays internos e externos.

Com todas as ferramentas apresentadas neste Capítulo, torna-se evidente a capacidade do simulador de gerar várias situações de operação necessárias e pertinentes a sistemas digitais.

No próximo Capítulo, serão apresentados os testes de validação do simulador construído.

5.1 INTRODUÇÃO

Os Capítulos anteriores descreveram o esforço de pesquisa destinado à construção de um protótipo computacional voltado para a validação de dados de subestações de sistemas de potência. Dotado de interface gráfica, tal protótipo permite de modo amigável a simulação da presença de erros nos dados digitais (status) e analógicos (medidas de grandezas elétricas) fornecidos por dispositivos eletrônicos inteligentes.

De modo a ilustrar o ambiente de simulação e a capacidade de processamento do SVDS, este Capítulo se ocupa da obtenção de resultados produzidos pelo sistema de validação de dados desenvolvido nesta Dissertação, correspondentes a simulações realizadas em um bay de uma subestação típica que contenha IEDs.

Os casos estudados dizem respeito a situações que caracterizem a presença de erros de configuração (status) e de medição (fasores de tensão e corrente). Para os primeiros, duas situações serão apresentadas para diagnóstico: ocorrência de falha de leitura de status; inconsistência de status de um ou mais ramos. Para os erros de medição, as seguintes situações serão simuladas: congelamento de medições (valores não flutuam indefinidamente); leitura de valores nulos; desbalanço entre fases; presença de valores espúrios; perda de medição.

5.2 PROCESSAMENTO DE ERROS TOPOLÓGICOS

Os algoritmos de verificação topológica utilizam informações sobre os estados dos equipamentos e também os valores obtidos das medições, de modo a inferir sobre a presença de erros na configuração da subestação e indicar os elementos envolvidos.

Algumas situações de erros topológicos serão apresentadas a seguir, de modo a ilustrar como tais eventos podem ser simulados no SVDS proposto e também apresentar os resultados obtidos após o processamento de cada caso testado.

5.2.1 Falha de Leitura de Status do Bay

De modo a simular tal falha, deve-se inicialmente escolher um bay de testes cujo status de todos os equipamentos seja FECHADO. Ao abrir a tela de tal bay, dá-se um duplo-clique em todos os equipamentos lá exibidos, sendo um por vez. Utilizando a tela de comando apresentada na Figura 4.18, selecionou-se a opção “BAD DATA MODE”, e alterou-se os estados de todos os equipamentos deste bay para o status "ABERTO" clicando no botão "OPEN".

Com a simulação do erro, os equipamentos cujos estados foram alterados mudam para a cor AZUL sinalizando a condição de erro simulado.

Ao perceber os valores simulados, o SVDS primeiramente estima que o ramo esteja ABERTO (algoritmo da Seção 3.3.4), pois pelo menos um dos equipamentos em série está ABERTO. Em seguida, uma segunda verificação de consistência é realizada (algoritmo da Seção 3.3.5), sendo então processadas as correntes do ramo as quais são confrontadas com o status até então calculado.

O SVDS concluiu então sobre a impossibilidade física do circuito estar aberto, visto que há fluxo de corrente no circuito do ramo. Logo, o valor de status calculado pelo SVDS é FECHADO, o ramo é marcado como suspeito e seu registro é mostrado no log de alarmes.

Como se pode ver na Figura 5.1, todos os equipamentos ficaram na cor azul e a Tela de alarmes mostra a mensagem, informando o ramo de teste e o valor correto de status identificado pelo SVDS:

'Alarm: Bad data in Branch 5 ! Correct Value is CLOSE !'

Este tipo de problema pode ocorrer em um sistema real devido a congelamentos de dados no sistema SCADA, no IED ou por problemas físicos nos cartões dos IEDs ou borneiras de interligação.

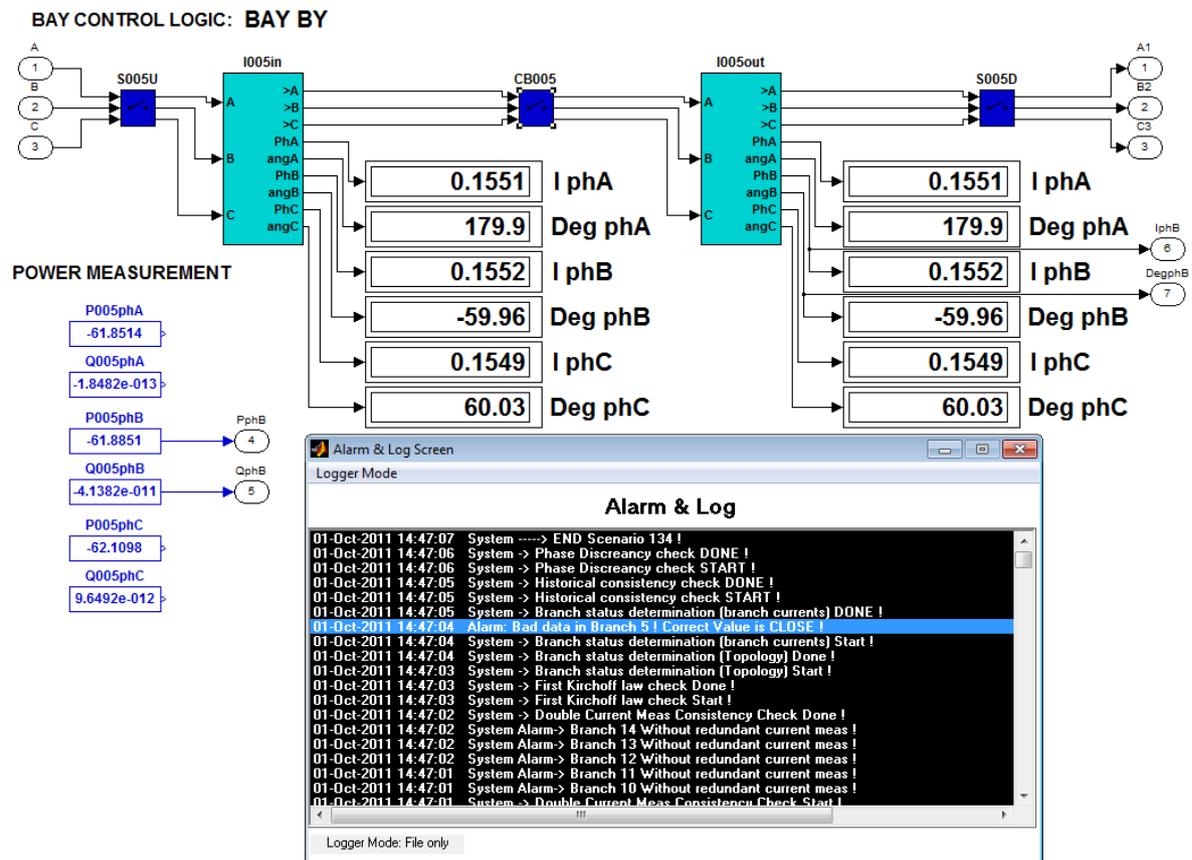


Figura 5.1 – Simulação de Erro Topológico – bay completo.

5.2.2 Inconsistência de Status de um Equipamento do Bay

Nos casos descritos a seguir, o simulador é testado quando um erro no estado de um dos equipamentos é considerado, estando isso inconsistente com as outras informações coletadas

Caso 1: Erro na informação de fechamento de um disjuntor.

Nesse caso, ilustrado na Figura 5.2, é simulado (ativando a opção “BAD DATA MODE”) o fechamento apenas do disjuntor “CB005”, sendo esta uma

informação incorreta, pois o mesmo se encontra fisicamente ABERTO. Assim, o algoritmo da Seção 3.3.4 já identifica algo fora da normalidade, informando:

'Alarm: STATUS DISCORDANCE or OPERATION INCOMPLETE Branch 5!'

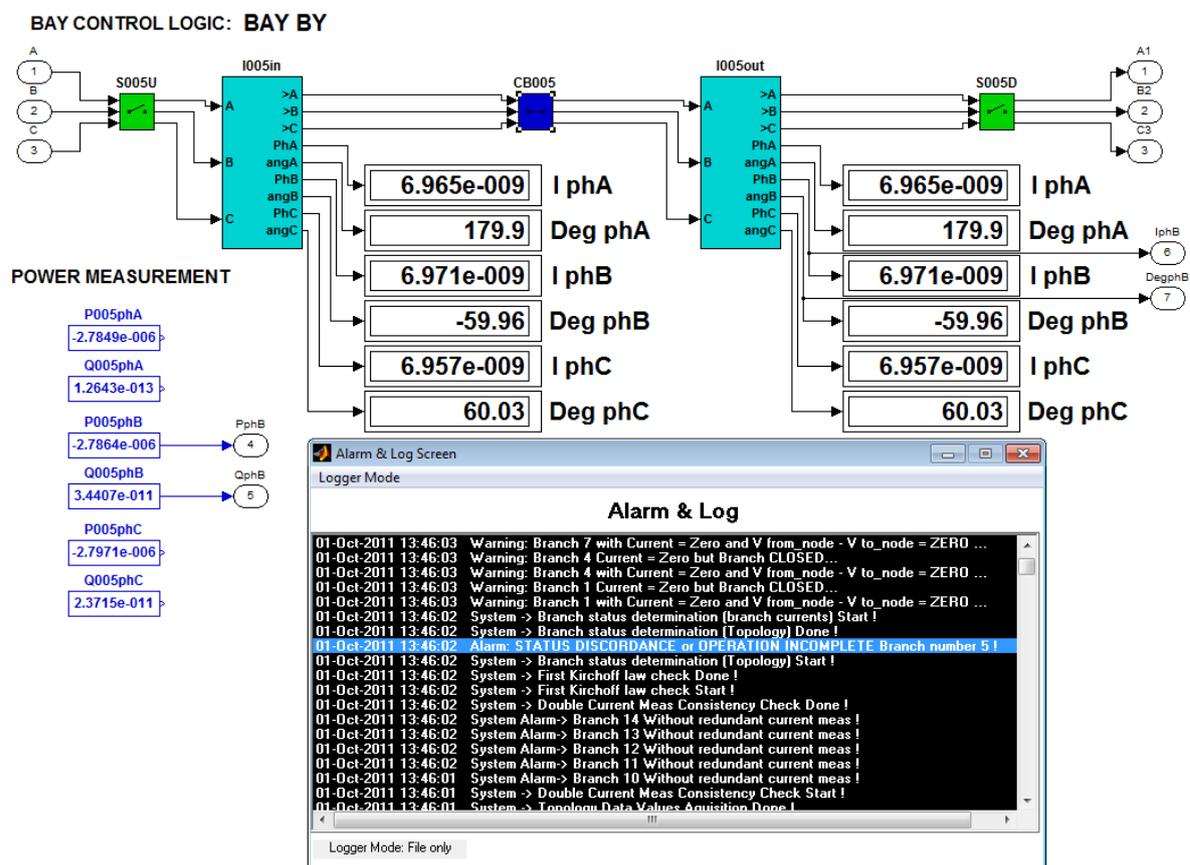


Figura 5.2 – Simulação de Erro Topológico – equipamento fechado.

Caso 2: Erro na informação de abertura de um disjuntor.

Em uma nova situação, o bay se encontra FECHADO e o equipamento testado possui um erro de leitura simulado em ABERTO. Em simulação de “BAD DATA MODE” é aberta a chave “S005U” que na realidade está FECHADA. Com isso, o algoritmo da Seção 3.3.4 de verificação topológica já identifica algo fora da normalidade, informando conforme ilustra a Figura 5.3:

'Alarm: STATUS DISCORDANCE or OPERATION INCOMPLETE Branch 5!'

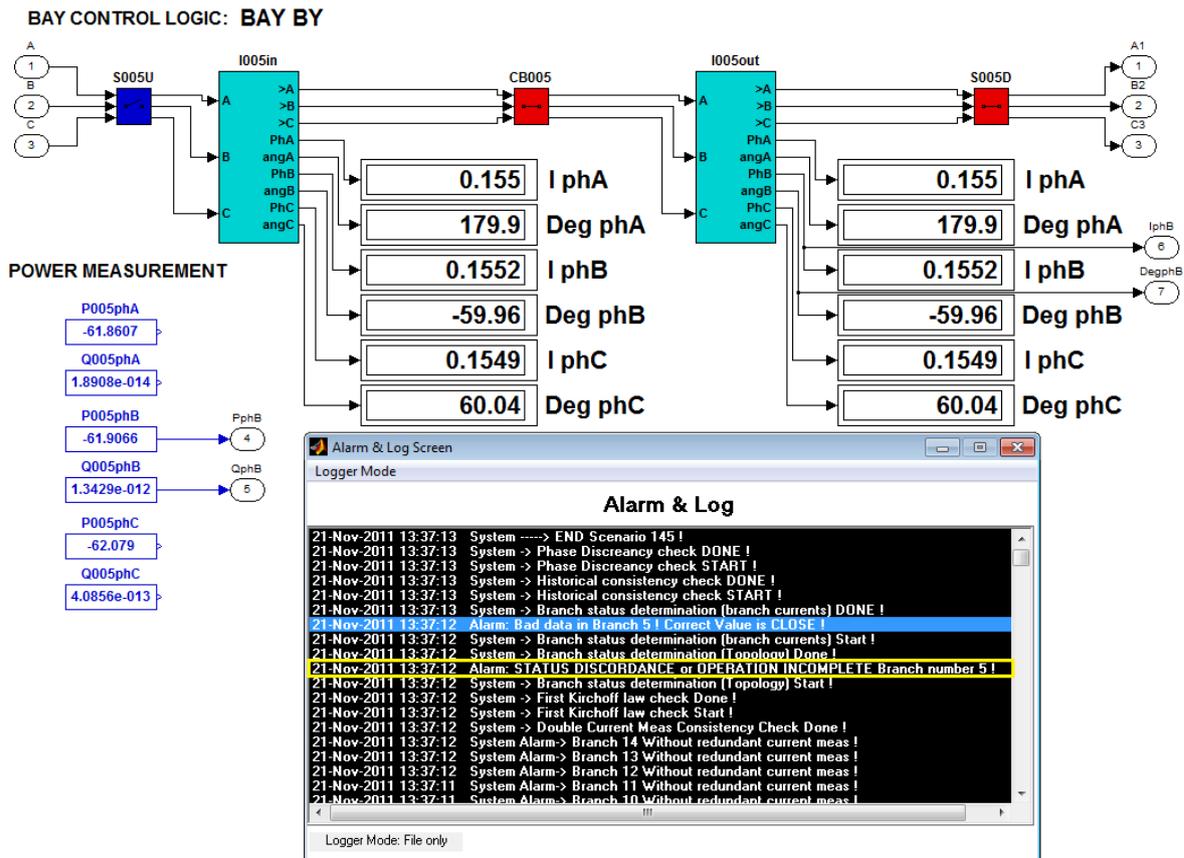


Figura 5.3 – Simulação de Erro Topológico – equipamento aberto.

O status do ramo é verificado então a luz das medições de corrente (algoritmo da Seção 3.3.5), sendo calculado como FECHADO apresentando um alarme que deve ser entendido como grave para um sistema digital (Figura 5.3):

'Alarm: Bad data in Branch 5! Correct Value is CLOSE !'

Esta mensagem significa que havendo fluxo de corrente pelo ramo 5 e discordâncias entre os equipamentos do ramo, o SVDS foi capaz de concluir sobre a localização e o tipo de erro. É importante salientar que tal identificação pode ser realizada independentemente do tamanho ou da complexidade da subestação.

5.2.3 Inconsistência entre Status de diferentes Ramos

No caso ilustrado na Figura 5.4, registra-se a situação onde os ramos 4 e 6 se encontram FECHADOS e o ramo 5, localizado entre eles, se encontra

ABERTO. Com isso, constata-se que a corrente flui pelos ramos 6 e 14 (correntes envolvidas em amarelo) e não pelos ramos 4 e 5 (correntes envolvidas em laranja), o que está correto. Ao se executar o algoritmo de consistência topológica pela análise de medições (Seção 3.3.5), o SVDS gera uma mensagem informativa:

'Warning: Branch 4 with Current = ZERO and V from_Node - V to_node = ZERO ...'
'Warning: Branch 4 Current = ZERO but Branch CLOSED ...'

Estas mensagens significam que não há fluxo de corrente pelo ramo 4 mas o mesmo se apresenta FECHADO no sistema. A mensagem é apenas um aviso e não um alarme, visto que esta é uma condição operacional possível, porém não desejável. Registra-se então a capacidade do sistema em simular diferentes situações operacionais, o que pode ser útil para treinar o usuário para situações reais.

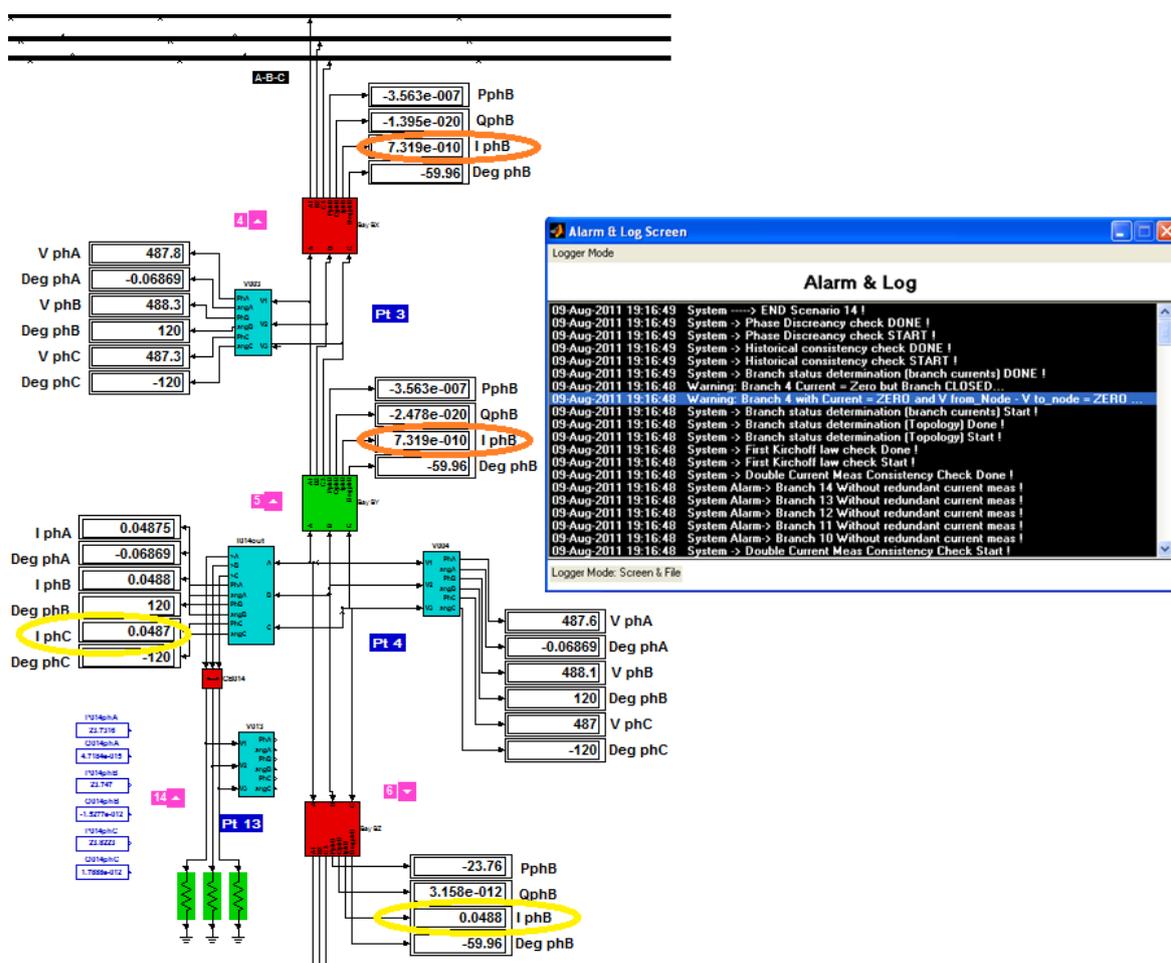


Figura 5.4 – Inconsistência entre ramos.

5.3 PROCESSAMENTO DE ERROS DE MEDIÇÃO

Todos os algoritmos do SVDS possuem verificação de consistência das medições com exceção do algoritmo da Seção 3.3.4 que trata exclusivamente dos status do sistema digital. Com isso, os algoritmos primam pelo processamento das medidas e permitem a identificação de vários casos de falhas. Através das telas de controle de medidores, é possível introduzir as seguintes situações de erro.

5.3.1 Congelamento de Dados de Medição

O congelamento de medições é talvez o mais complicado problema a ser detectado em um sistema digital. Este evento é de tamanha complexidade que pode até levar o operador a uma falsa noção de estabilidade da medição e do sistema. Quando os valores estão coerentes com os valores operacionais do circuito, nem o SVDS é capaz de descobrir tal erro, porém, quando há uma mudança topológica, o SVDS fica sensível a este tipo de problema e consegue detectá-lo através dos algoritmos da Seção 3.3.4 e 3.3.5, identificando as medições, ramos e nós envolvidos.

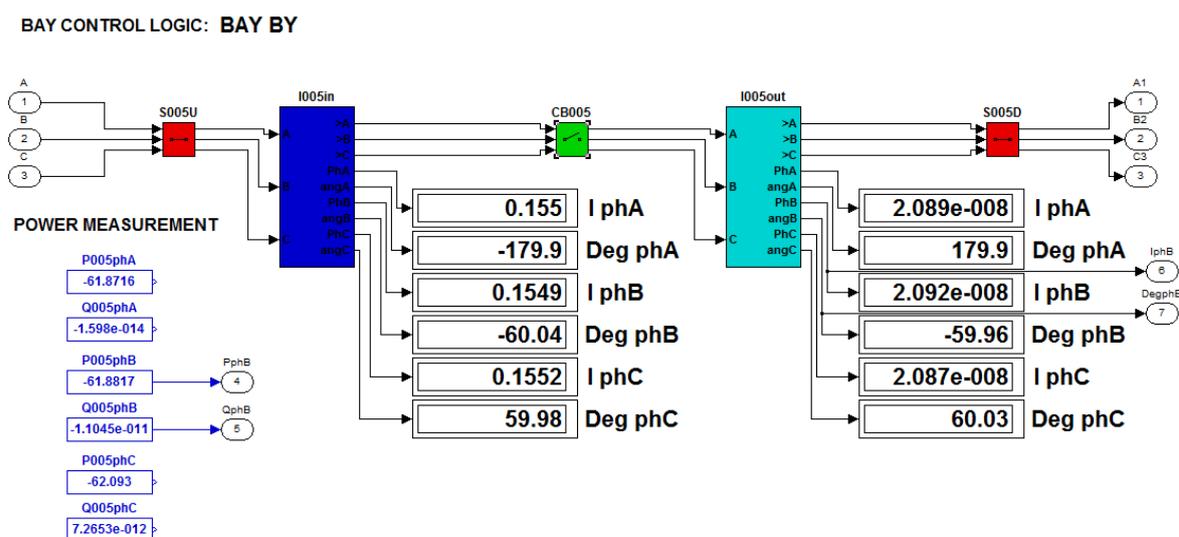


Figura 5.5 – Congelamento de Medições.

Na Figura 5.5, o ramo “BY” é tomado como exemplo, em que o medidor “I005in” (em azul) está com os dados congelados no momento em que o ramo estava FECHADO, ou seja, quando havia fluxo de corrente através do mesmo. Neste momento o SVDS não percebe nenhuma anomalia no sistema, pois os valores congelados são os valores operacionais no momento.

Ao se abrir o disjuntor “CB005”, o circuito é interrompido e os valores corretos de medição são apresentados no medidor “I005out” que está em perfeitas condições (valores próximos de zero). Sendo assim, uma variação de corrente acima de **MTCMC** (“*Maximal Tolerable Current Measurement Change*”) é identificada e o SVDS imediatamente percebe a transição e a localização de possíveis erros através do algoritmo de análise histórica da Seção 3.3.6. Na Figura 5.6, a janela de Alarmes mostra várias mensagens que induziriam a ações investigativas nas áreas indicadas:

‘Warning: Branch 4 Current = Zero but Branch CLOSED...’

‘Warning: Branch 4 with Current = ZERO and V from_node – V to_node = ZERO...’

‘Alarm: KCL is NOT satisfied for node 4 and PHASE A (B e C)’

‘Alarm: KCL is NOT satisfied for node 3 and PHASE A (B e C)’

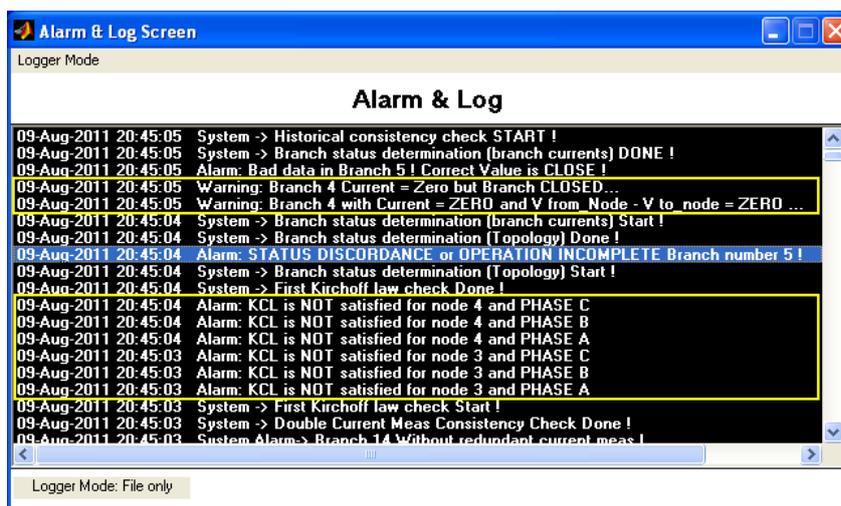


Figura 5.6 – Alarme de congelamento de medições.

Analisando as mensagens de erro, pode-se perceber que os nós 3 e 4 foram citados como impossibilitados de satisfazer o algoritmo de análise nodal

(Seção 3.3.3). Como estes nós são os que envolvem o ramo 5, e o ramo 4 é adjacente, as mensagens levam a crer que o problema de medição se encontra no ramo 5.

5.3.2 Medidas "Zeradas"

Uma situação comum em sistemas digitais é a leitura de valores nulos nas medidas de um bay. Este evento pode ocorrer devido a falhas físicas nos cartões de entradas tipo TP e TC dos IEDs, perda de comunicação entre o sistema SCADA e o IED, entre outros.

A Figura 5.7 ilustra a janela "Meas Screen", que aparece quando o medidor de tensão "V004" é selecionado no simulador (com um duplo-clique). Tal janela é referente ao controle das funções de simulação do medidor. Qualquer ação de simulação de erro faz com que a cor do medidor seja alterada para azul, indicando que o mesmo está em condição de falha simulada ("ZERO Meas" + "Freeze Meas"), conforme ilustra a Figura 5.8.

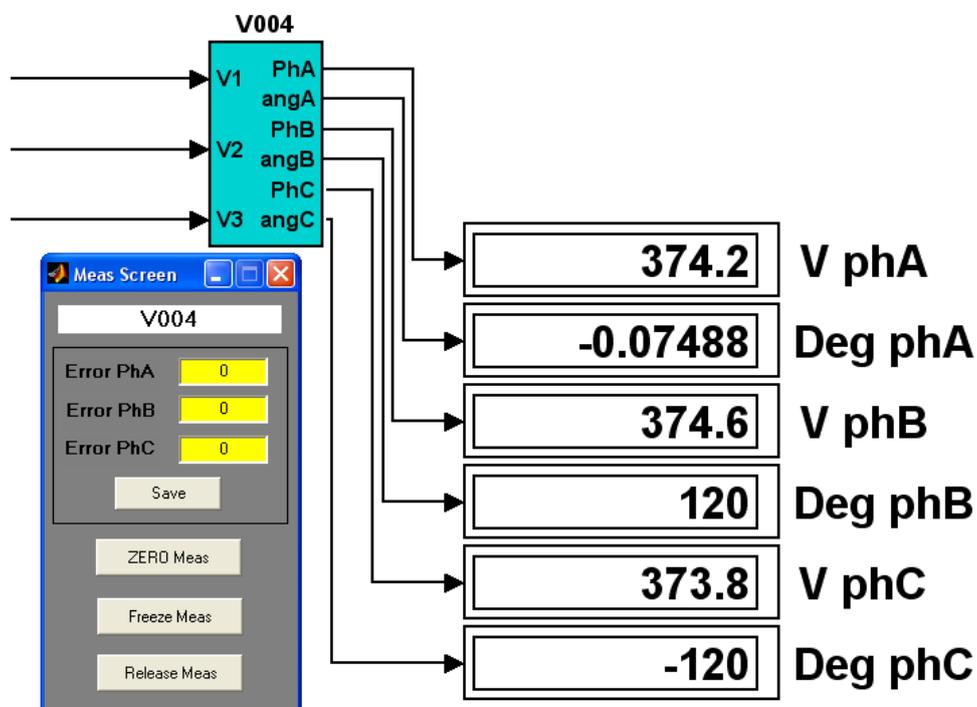


Figura 5.7 – Medidor de tensão - estado normal.

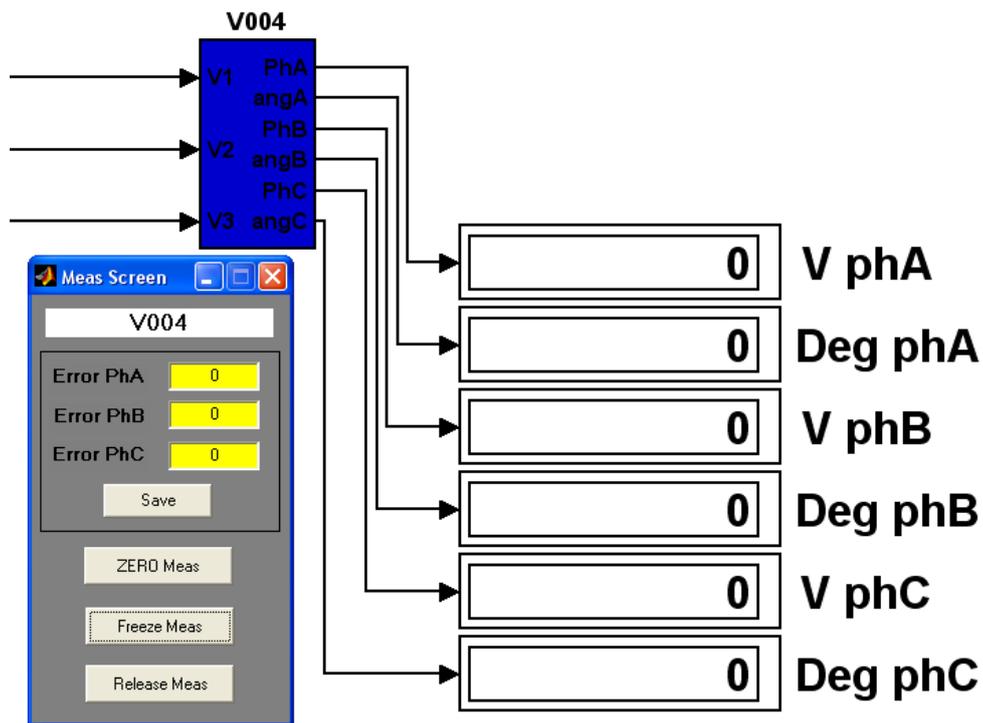


Figura 5.8 – Medidor de tensão - com falha simulada.

Os valores nulos em todas as fases de medição de tensão simulados são percebidos pelo algoritmo de análise nodal do SVDS (Seção 3.3.3) conforme mostrado na Figura 5.9, tendo também indicadas as fases envolvidas no erro de medição:

'Alarm: ZERO Voltage Meas found node 4 and Phase A (B e C)'

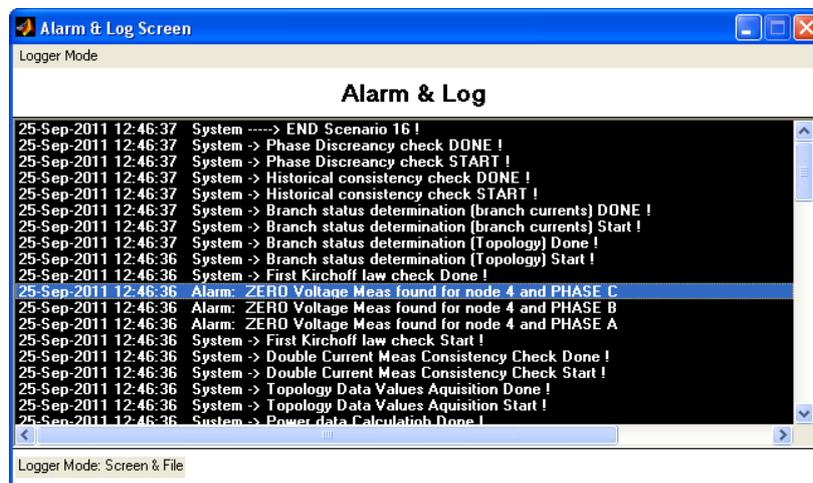


Figura 5.9 – Alarme de Falha na medição de tensão.

5.3.3 Discrepância entre Fases

Este teste visa simular uma falha de medição ou mesmo uma falha sistêmica gerando desbalanços entre as fases. Conforme se vê na Figura 5.10, o medidor "V003" é o objeto escolhido para os testes.

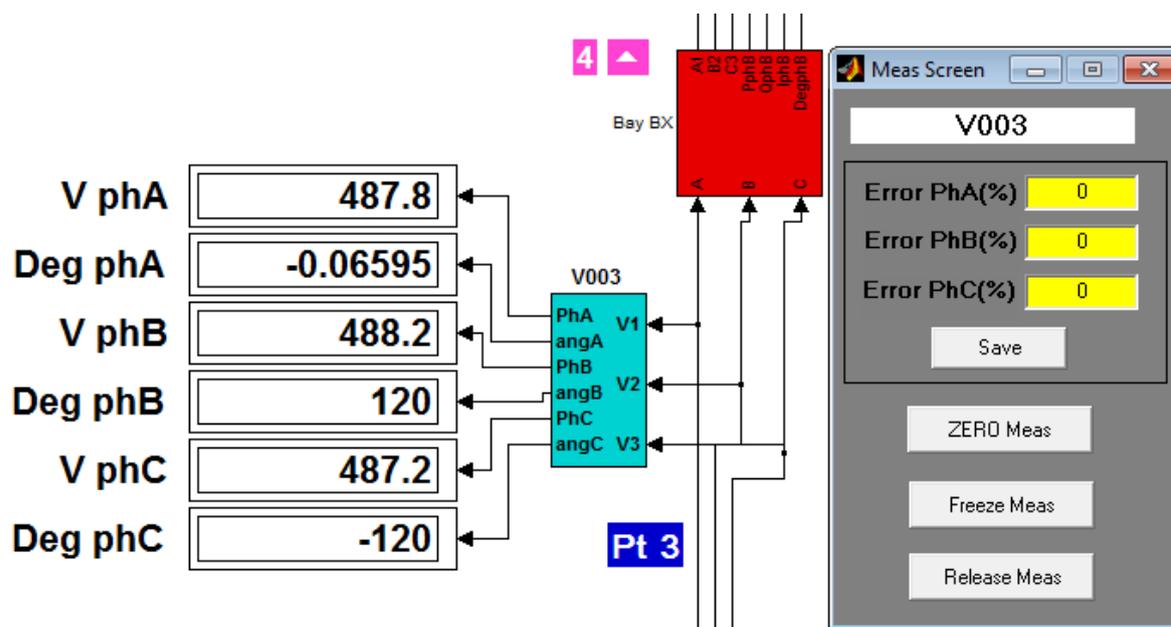


Figura 5.10 – Medidor de tensão em estado normal.

Na tela "Meas Screen", as caixas de texto em amarelo são preenchidas com os valores do erro percentual desejado por fase sendo as fases "A" e "B" escolhidas para os testes.

Depois de pressionado o botão "Save" conforme ilustra Figura 5.11, o medidor muda para a cor azul. Nas tensões das fases "A" e "C" são introduzidos erros de 50% e -50%, respectivamente. Conseqüentemente, os valores das medições são alterados, lidos e registrados pelo SVDS.

Espera-se que os displays mostrem os novos valores com os erros induzidos para que se comprove o evento de falha desejado. Basta visualizar uma varredura utilizando o SIMULINK para que os valores apareçam na tela (Figura 5.11).

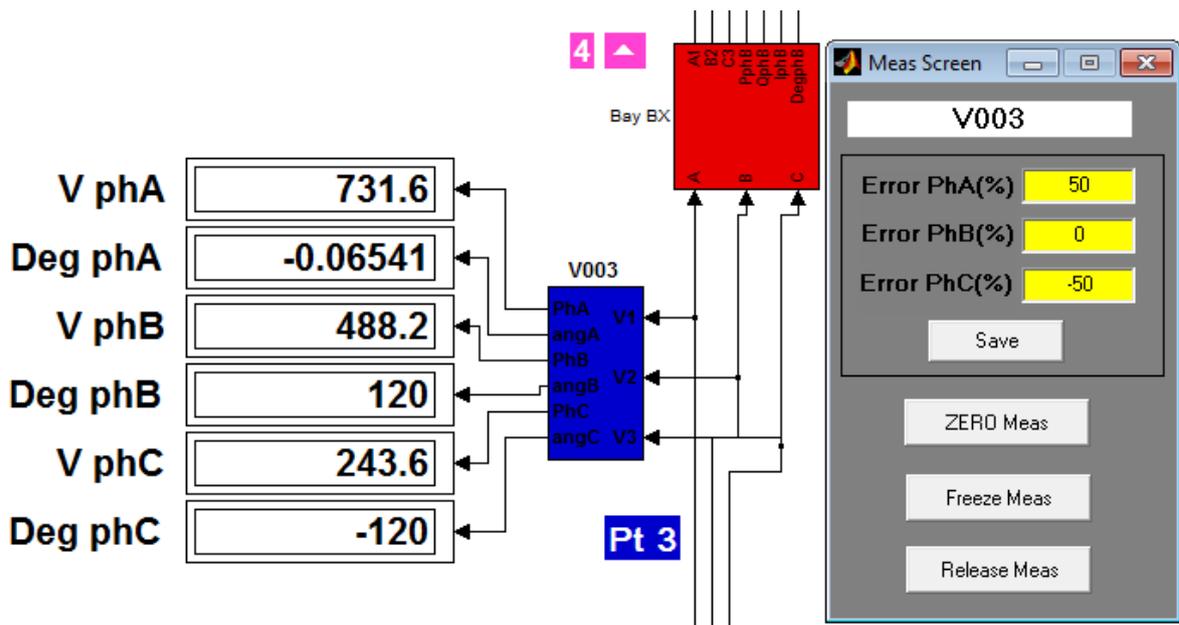


Figura 5.11 – Medidor de tensão com discrepância entre duas fases.

Os algoritmos de análise histórica dos status e medições (Seção 3.3.6) e de análise das discrepâncias entre fases (Seção 3.3.7), identificam que alguma mudança substancial ocorreu sem que a topologia da subestação tenha se alterado. O usuário recebe então as seguintes mensagens conforme ilustrado na Figura 5.12:

'Alarm: Discrepancy Between Phase C and A – Meas V003 !'
'Alarm: Discrepancy Between Phase B and C – Meas V003 !'
'Alarm: Discrepancy Between Phase A and B – Meas V003 !'

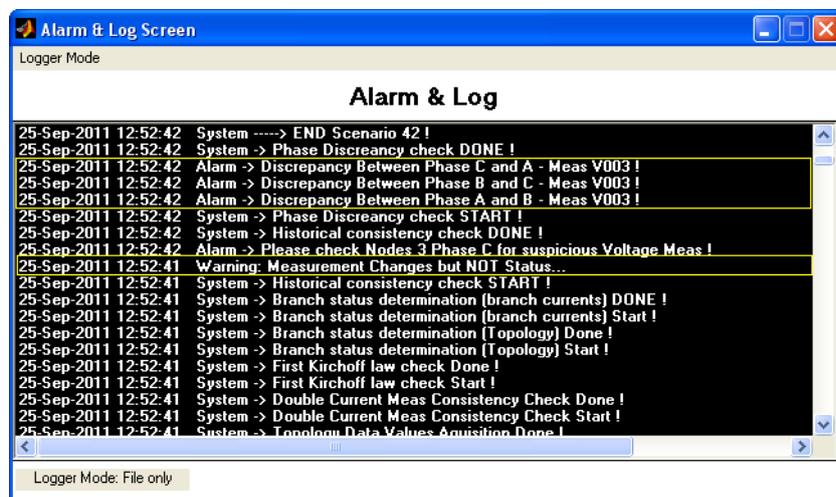


Figura 5.12 – Mensagens de discrepância entre fases(1).

Através de mensagens ao usuário, pode-se identificar claramente que o medidor "V003" possui valores discrepantes entre fases acima do tolerado, ou seja, acima do valor **MAIPdis** ("Maximum Allowable Inter-Phase Discrepancy").

O SVDS consegue também identificar uma substancial alteração das medidas (fases "A" e "B") sem que um evento de mudança de status tenha sido identificado no modelo. Este fato leva o sistema a gerar informações adicionais sobre o evento conforme mostrado Figura 5.12 pois o parâmetro **MTVMC** ("Maximal Tolerable Voltage Measurement Change") foi excedido:

'Warning: Measurement Changes but NOT Status...'

5.3.4 Medição Suspeita

Em um novo evento de falha, tenta-se demonstrar a robustez e precisão do SVDS. O mesmo medidor "V003" apresentado na Figura 5.13, possui agora apenas uma fase com erro simulado fazendo com que o sistema realize uma nova análise. O algoritmo apresentado na Seção 3.3.7, chega a conclusão sobre a existência de discrepâncias apenas entre as fases "A" e "B" e "A" e "C", assim, identifica-se que a fase "A" encontra-se com problemas de leitura.

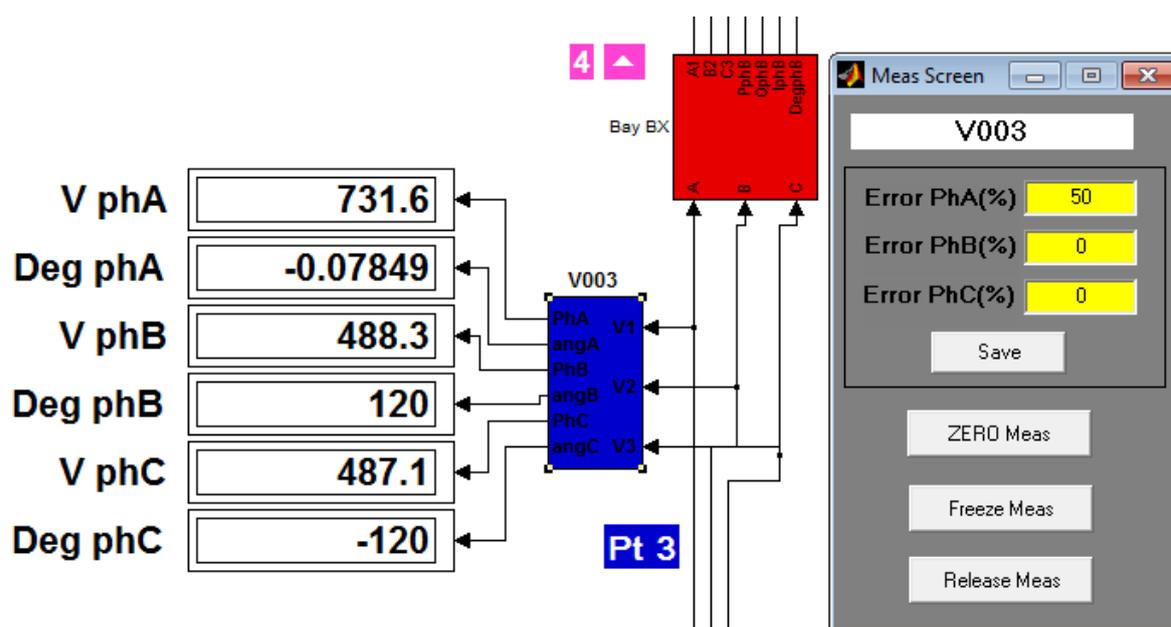


Figura 5.13 – Medidor de tensão com falha em uma fase.

O usuário recebe as seguintes mensagens conforme indica a Figura 5.14 onde a fase "A" é identificada como a medição duvidosa, ou seja, o valor da variação da medida excedeu o parâmetro **MAIPdis**:

'Alarm: Please check Nodes 3 Phase A for suspicious Voltage Meas'
'Alarm: Discrepancy Between Phase C and A – Meas V003 !'
'Alarm: Discrepancy Between Phase A and B – Meas V003 !'

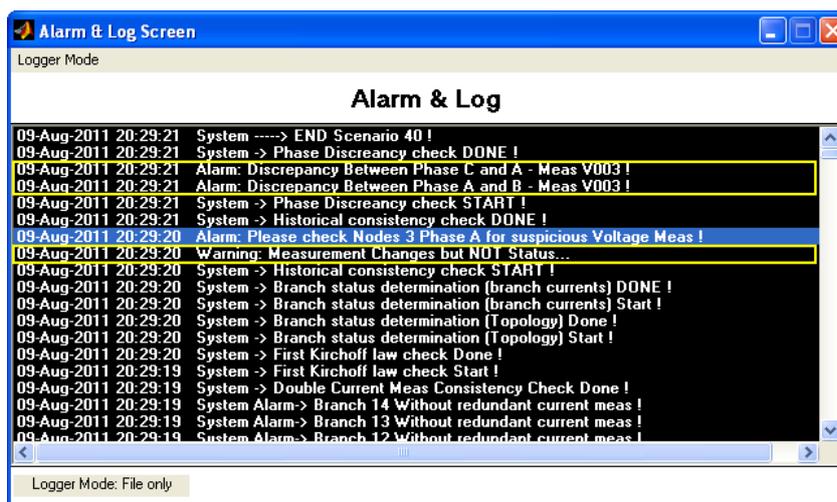


Figura 5.14 – Mensagens de Discrepância entre fases(2).

Mais uma vez o algoritmo de análise histórica proposto da Seção 3.3.6 verifica se houve mudanças topológicas que poderiam justificar tal variação de medição (**MTVMC**), sem detectá-las, o sistema gera a mensagem a seguir:

'Warning: Measurement Changes but NOT Status...'

5.3.5 Perda de Medição

Quando se perde um IED no sistema digital, ou remove-se um medidor, problemas de observabilidade podem ocorrer. A fim de testar esta condição foram retirados alguns medidores.

Caso 1: Perda de Medidor de Corrente.

Neste caso, o medidor de corrente "I010in" do bay "LT01" foi removido do modelo da subestação. Após esta remoção o algoritmo de análise nodal da Seção

3.3.3, percebe que não há medições de corrente suficientes para a verificação da primeira Lei de Kirchhoff no nó 1. Com isso, o usuário recebe uma mensagem tal como mostra a Figura 5.15 informando que:

'Alarm: KCL cannot be performed for node 1 – Current Meas Missed !'

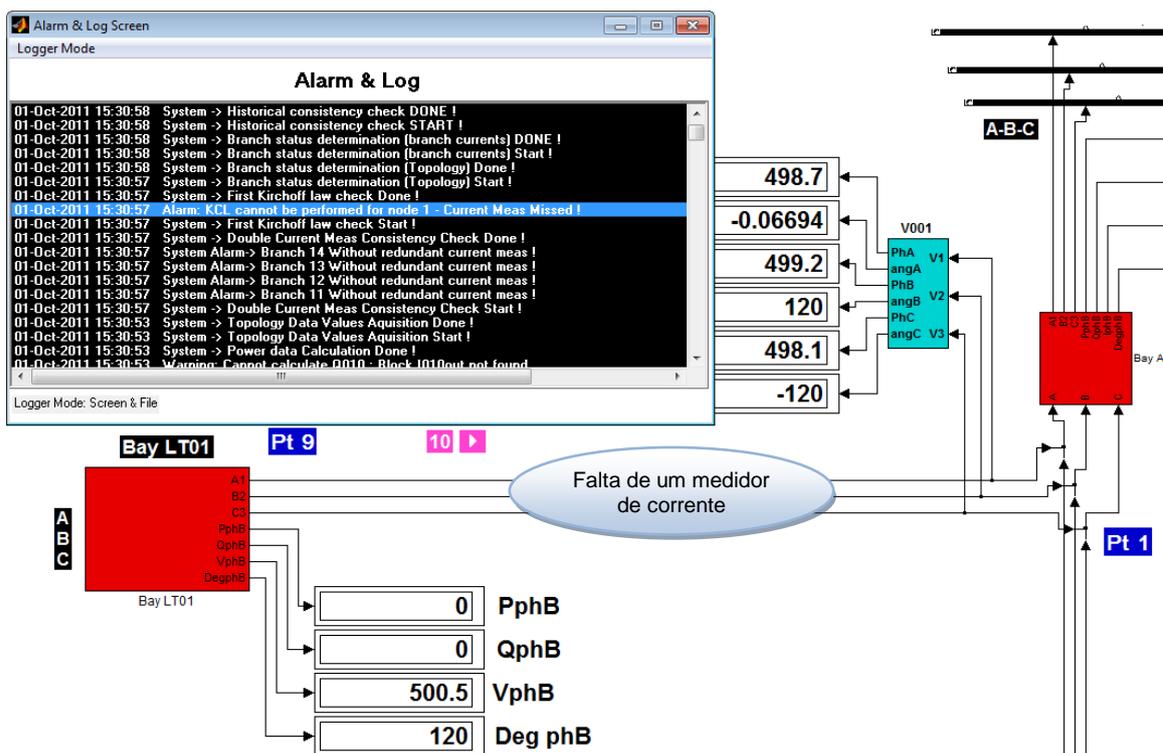


Figura 5.15 – Perda de medição de corrente.

Caso 2: Perda de Medidor de Tensão.

Neste caso, o medidor de tensão “V001” do bay "LT01" foi removido do modelo da subestação. Após esta remoção o algoritmo de cálculo de potência da Seção 3.3.2, percebe a falta da medições de tensão nó 1 quando processa o cálculo das potências ativa e reativas dos ramos 2 e 10, incidentes no nó 1. Com isso, o usuário recebe uma mensagem tal como mostra a Figura 5.16 informando que:

'Warning: Cannot calculate P002 : Block V001 not found'
'Warning: Cannot calculate Q002 : Block V001 not found'
'Warning: Cannot calculate P010 : Block V001 not found'
'Warning: Cannot calculate Q010 : Block V001 not found'

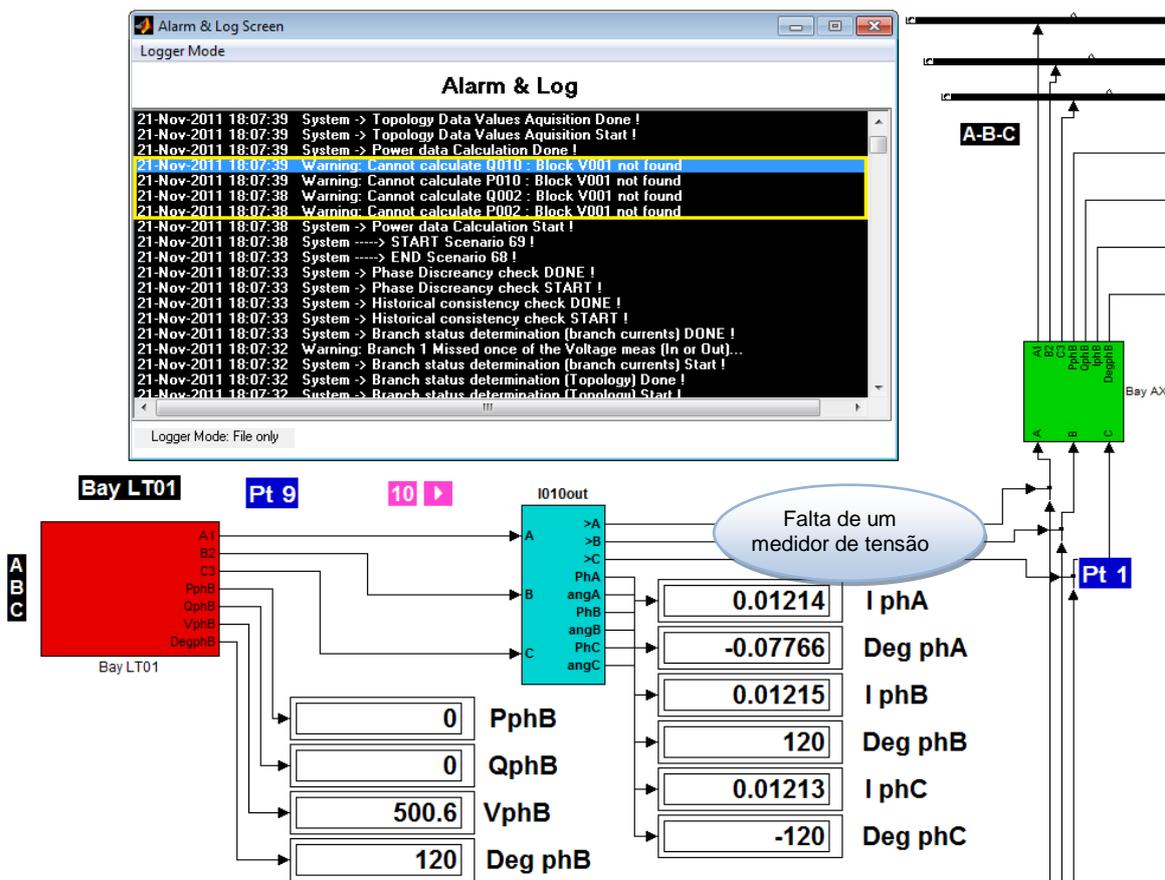


Figura 5.16 – Perda de medição de tensão.

Nos dois casos testados, as mensagens geradas foram objetivas e informaram qual o nó que foi afetado pela falta do elemento de medição de corrente, facilitando a tomada de ações corretivas.

5.4 RELATÓRIOS GERADOS PELO SVDS

Conforme mencionado anteriormente, todos os dados simulados e calculados no sistema são gravados em arquivos com divisão de colunas por vírgula tipo “.csv”, com grande facilidade de manipulação conforme indicam as Tabelas A.1, A.2 e A.3 apresentadas no Apêndice A.

Arquivos de dados de “Tempo Real” são gerados onde todas as medições de corrente, tensão, potência ativa, potência reativa e status dos equipamentos da subestação são gravados a cada cenário, ou seja, terminado o ciclo de leitura de

todos os dados e processadas todas as validações de dados, as informações de interesse são gravadas. Este processo está representado na Figura 5.17.



Figura 5.17 – Geração de Relatórios.

Os dados históricos são informações consolidadas, contendo os valores adquiridos em cada um dos períodos de amostragem. Considera-se que todos os cenários são armazenados em um único arquivo diário, conforme mostrado nas Tabelas A.4, A.5 e A.6 do Apêndice A. O momento da gravação de dados históricos coincide com a gravação do arquivo de tempo real, como pode ser visto na Figura 5.16.

Quando um medidor ou equipamento é apontado como suspeito pelo SVDS, este possuirá o valor do parâmetro de qualidade igual a “BAD”. Quanto aos demais, o valor “GOOD” é marcado no arquivo de tempo real. Com este parâmetro, é possível analisar objetivamente os elementos suspeitos do sistema. Esta informação de qualidade deve ser usada tanto localmente pelas equipes de operação e manutenção, quanto no centro de operação. Atualmente os protocolos de comunicação utilizados em subestações digitalizadas, proporcionam bits de controle sendo o bit de qualidade parte integrante dos pacotes de dados,

propagando assim as informações da origem do ponto de medição até seu destino final.

No Apêndice A, são mostrados todos os formatos utilizados para estes relatórios com informações sobre cada tipo de arquivo.

5.5 CONCLUSÃO

Este Capítulo apresentou alguns testes realizados com o simulador desenvolvido, buscando ressaltar a sua capacidade de processar adequadamente dados correspondentes a ocorrência de diferentes eventos na subestação, bem como de prover ao usuário um ambiente amigável de simulação e de interpretação de resultados. Os eventos simulados corresponderam a diferentes anomalias, tais como erros de configuração topológica da subestação e erros de medição.

Os resultados obtidos das simulações realizadas mostraram que o simulador proposto obteve sucesso no tratamento das situações testadas, tendo sido capaz de detectar a ocorrência de erros e indicar os elementos envolvidos. Foi também possível constatar a facilidade proporcionada ao usuário tanto para a realização da simulação dos eventos quanto para a interpretação das repostas fornecidas por meio de telas de mensagens e alarmes e do registro de resultados em arquivos específicos.

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

As instalações automatizadas com IEDs e sistemas SCADA provêm uma grande gama de possibilidades de análise de dados, auxiliando os EMS e outros produtos acessórios à operação do Sistema Elétrico. Com o benefício da Validação de Dados Local, o tratamento das informações em uma subestação pode ser feito com um alto grau de certeza propagando dados de qualidade para os EE e outras ferramentas computacionais dos centros de operação, melhorando a eficiência e a confiabilidade dos mesmos.

A grande quantidade de dados hoje gerada nos sistemas digitais são subutilizadas, devido à falta de equipes especializadas em análise e pela perda sistemática dos profissionais mais qualificados e experientes por aposentadorias ou para outras áreas de atuação. Este quadro aponta cada vez mais para a importância de aplicação de ferramentas computacionais, que hoje são empregadas no auxílio à tomada de decisão, mas que futuramente serão responsáveis pela própria decisão e ação corretiva, sem a intervenção humana.

Nesta Dissertação foi desenvolvido um simulador computacional capaz de representar diferentes condições de operação de uma subestação. O simulador proposto compreende a modelagem da subestação e de sua supervisão, sendo possível configurar sua topologia e sistema de supervisão, bem como simular diferentes tipos de erro. O desenvolvimento do modelo proposto foi realizado utilizando os softwares MATLAB e SIMULINK, no qual os algoritmos propostos para validação de dados foram implementados.

As principais características do simulador proposto foram apresentadas, assim como a descrição do ambiente amigável de interação com o usuário, no qual as simulações de interesse podem ser facilmente realizadas. É importante destacar que a modelagem de qualquer subestação, independentemente de seu porte ou arranjo físico, pode ser realizada com o simulador proposto.

Diversos testes foram realizados para uma subestação típica de uma empresa de energia elétrica brasileira. Nos testes ilustrados neste documento buscou-se evidenciar a facilidade proporcionada pelo modelo proposto para simular as mais diversas condições operativas que podem ser encontradas durante a supervisão da operação de uma subestação. A maioria das situações testadas correspondeu à ocorrência de erros topológicos ou de medição, com impacto na correta supervisão da operação da subestação. Os resultados obtidos revelaram a capacidade do modelo proposto em tratar os erros simulados, ficando também evidente a flexibilidade para a realização de tais testes e análise de resultados proporcionada pelo ambiente de simulação construído.

Acredita-se que um sistema como o aqui construído pode contribuir para a melhoria da análise e supervisão de subestações de energia elétrica e de seus componentes, bem como para o treinamento de operadores e novos especialistas na operação de tais instalações. Ressalta-se ainda que o ambiente desenvolvido facilitará o desenvolvimento de novos estudos acadêmicos e também a integração com outras ferramentas de análise.

No que diz respeito à continuidade dessa pesquisa, pode-se vislumbrar:

- a ampliação da biblioteca de elementos e objetos, com a representação de transformadores, reatores, compensadores síncronos, linhas de transmissão, etc.;
- desenvolvimento de rotinas mais sofisticadas para a depuração de erros nos estados de chaves e de medição, contemplando também as chaves de terra e de *bypass*;
- implementação de um estimador de estado local para auxílio à filtragem de erros nos dados e pré-processamento da informação a ser enviada para um estimador de estado central;
- representação de modelos detalhados da subestação durante o processo de estimação de estado, de forma a auxiliar o processamento de erros topológicos colocados sob suspeição durante o processo de estimação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[Abur02] A. Abur, M. Kezunovic, S. Meliopoulos, *"Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring"*, PSERC Publication 02-48, November 2002 - Final Project Report.

[Abur04] A. Abur, A. Gómez-Expósito, *"Power System State Estimation: Theory and Implementation"*, New York: Marcel Dekker, 2004.

[Apost08] C. A. Apostolopoulos and G. N. Korres, *"Real-time implementation of digital relay models using MATLAB/SIMULINK and RTDS"*, European Transactions on Electrical Power, DOI:10.1002/etep.311, 2008.

[Casc09] A. Cascaes, R. Abboud, R. Pellizzoni, E. Zanirato, D. Caceres, "Sistemas de proteção e automação de subestações de distribuição e industriais usando a norma IEC 61850", Encontro Regional Ibero-Americano da Cigré (XIII Eriac), pp.1 -8, Puerto-Iguazú – Argentina, Mai. 2009.

[Cort07] M. Côrtes de Almeida, *"Estimação de Estado Generalizada Trifásica"*, Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Energia Elétrica e de Computação - Departamento de Sistemas de Energia Elétrica – Tese de Doutorado - 2007.

[Cout04] M. B. do Coutto Filho, J. C. Stacchini de Souza, Marcus Th. Schilling, *"Previsões no Processo de Estimação de Estado em Sistemas de Potência"*, Universidade Federal Fluminense - Instituto de Computação - Depto de Engenharia Elétrica-2004, CBA 2004, Set. 2004.

[Expo11] A. G. Expósito, A. Abur, *"A Multilevel State Estimation Paradigm for Smart Grids"*, Proceedings of the IEEE, Vol. 99, No. 6, pp. 952-976, June 2011.

[GEM11a] GE Multilin, *C60 Breaker Protection System - UR Series Instruction Manual - Revision: 5.9x*, Manual P/N: 1601-0100-W1 (GEK-113374), 2011.

- [GEM11b] GE Multilin, *L90 Line Current Differential System - UR Series Instruction Manual - Revision: 5.9x*, Manual P/N: 1601-0081-W1 (GEK-113385), 2011.
- [Hans95] C. W. Hansen, A. S. Debs, "Power System State Estimation Using Three-phase Models", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 818-824, May 1995.
- [IEEE94] IEEE Standard Definition, Specification and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control, IEEE Std. C37.1.1994, 1994.
- [Irvi82] M. R. Irving, M. J. H. Sterling, "Substation data validation", IEE Proc. - Pt.C., vol. 129, no. 3, pp. 119-122, May 1982.
- [Jaen05] A. de la Villa Jaén, P. C. Romero, A. G. Expósito "Substation Data Validation by a Local Three-Phase Generalized SE", IEEE Trans. Power Systems, Vol.20, No.1, pp.264-271, Feb. 2005.
- [Jako02] S. Jakovljevic, M. Kezunovic, "Advanced Substation Data Collecting and Processing for State Estimation Enhancement". IEEE PES Summer meeting, Vol.1, pp. 201-206, July 2002.
- [Kezu97] M. Kezunovic, B. Kasztenny, "New SIMULINK libraries for modeling digital protective relays and evaluating their performance under fault transients", Proceedings of ICDS '97, May 1997.
- [Kezu99] M. Kezunovic, B. Kasztenny, Z. Galijasevic, "Modeling, developing and testing protective relays using MATLAB, programmable relays and digital simulators.", Third International Conference on Digital Power System Simulators-ICDS'99, May 1999.
- [Li11] Q. Li, H. Sun, J. Wang, B. Zhang, W. Wu, "Substation three-phase nonlinear state estimation based on KCL", IEEE Power System Conf. and Exposition (PSCE), pp. 1-5, Phoenix - Az, Mar. 2011.

[Math01a] The Math Works Inc., *Using MATLAB*, Version 6.1 (Release 12.1), June 2001.

[Math01b] The Math Works Inc., *Using SIMULINK*, Version 4.1 (Release 12.1), June 2001.

[Mont99] A. Monticelli, "*State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*", Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.

[Sidh08] T. S. Sidhu, M. G. Kanabar and P. P. Parikh, "*Implementation Issues with IEC 61850 Substation Automation Systems*", Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC), IIT Bombay, Dec 2008.

APÊNDICE A

RELATÓRIOS

A.1) DADOS DE TEMPO REAL

A cada cenário gerado pelo sistema digital, o **SVDS** disponibiliza todas as medidas e status já consistidos e calculados. Ao término do cenário, esses dados são armazenados em dois arquivos, onde o cenário anteriormente registrado é sobre escrito pelo cenário atual. Os dados de “tempo real” na concepção do termo, estão sempre registrados com o momento de aquisição, ou seja, a “estampa de tempo” da amostragem.

Os dados de tempo real das medidas são armazenados em três arquivos distintos denominados conforme abaixo:

- Arquivo das medidas de corrente e potências (Tabela A.1):
“RT_BayMeas_DD-*mmm*-AAA.csv”
- Arquivo das medidas de tensão (Tabela A.2):
“RT_NodeMeas_DD-*mmm*-AAA.csv”

Tabela A.1: Relatório de Dados de Tempo Real (A, P e Q)

Real Time Data:	RT_BayMeas_01-Sep-2011.csv										
Site name:	SE Estudo										
Date:	1/9/2011										
Meas:	Current & Power										
Scenario:	12										
	CMeasin				CMeasout			P		Q	
Branch#	A(Amp)	A(Ang)	...	Quality	A(Amp)	A(Ang)	Quality	A	Quality	A	Quality
1	0.00948	-0.072	...	GOOD	497.8	-0.07	GOOD	4.619	GOOD	0.0001	GOOD
2	0.0027	-0.072	...	GOOD	0.0027	-0.072	GOOD	-1.318	GOOD	-0.0000	GOOD
3	0.00149	-0.072	...	GOOD	0.00149	-0.072	GOOD	7.258	GOOD	-0.0002	GOOD
4	0.00189	179.9	...	GOOD	0.00189	179.9	GOOD	-9.237	GOOD	0.0001	GOOD
5	0.00189	179.9	...	GOOD	0.00189	179.9	GOOD	-9.236	GOOD	0.0001	GOOD
6	0.00298	179.9	...	BAD	0.00298	179.9	BAD	-14.516	BAD	0.0003	BAD
7	0.00948	-0.072	...	GOOD	0.00948	-0.072	GOOD	4.619	GOOD	-0.0002	GOOD
8	0.0027	179.9	...	BAD	0.0027	179.9	BAD	-1.318	BAD	0.0000	BAD
9	0.00149	-0.072	...	GOOD	497.2	-0.07	GOOD	7.258	GOOD	-0.0001	GOOD
10			...		0.012	-0.072	GOOD	5.937	GOOD	0.0001	GOOD
11			...		0.012	-0.072	GOOD	5.941	GOOD	0.0001	GOOD

12			...		0.012	-0.072	GOOD	5.937	GOOD	0.0002	GOOD
13			...		0.012	-0.072	GOOD	5.941	GOOD	0.0001	GOOD
14			...		0.012	-0.072	GOOD	23.745	GOOD	-0.0003	GOOD

Tabela A.2: Relatório de Dados de Tempo Real (V)

Real Time Data: RT_NodeMeas_01-Sep-2011.csv							
Site name: SE Estudo							
Date: 1/9/2011							
Meas: Voltage							
Scenario: 12							
	V						
Node#	A(Amp)	A(Ang)	B(Amp)	B(Ang)	C(Amp)	C(Ang)	Quality
1	497.8	-0.07	497.8	120	497.8	-120	GOOD
2	497.9	-0.07	497.9	120	497.9	-120	GOOD
3	497.4	-0.07	497.4	120	497.4	-120	GOOD
4	498.3	-0.07	498.3	120	498.3	-120	GOOD
5	498.4	-0.07	498.4	120	498.4	-120	GOOD
6	498.3	-0.07	498.3	120	498.3	-120	GOOD
7	497.1	-0.07	497.1	120	497.1	-120	GOOD
8	497.3	-0.07	497.3	120	497.3	-120	GOOD
9	497.2	-0.07	497.2	120	497.2	-120	GOOD
10	230	0.0	500.0	120	500.0	-120	BAD
11	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120	GOOD
12	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120	GOOD
13	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120	GOOD

Os dados de Tempo Real dos status dos equipamentos dos ramos são armazenados em um arquivo denominados conforme abaixo:

- Arquivo dos status (Tabela A.3):

“RT_Equip_DD-*mmm*-AAA.csv”

Tabela A.3: Relatório de Dados de Tempo Real (Status)

Real Time Data: RT_Equip_01-Sep-2011.csv						
Site name: SE Estudo						
Date: 1/9/2011						
Meas: Status						
Scenario: 12						
	Equipments					
Branch#	Equip01	Equip02	Equip03	Equip04	Equip05	Branch Quality
1	1	1	1	0	0	GOOD
2	1	1	1	0	0	GOOD
3	1	1	1	0	0	GOOD
4	1	1	0	0	0	BAD
5	1	1	1	0	0	GOOD
6	1	1	1	0	0	GOOD

7	1	1	1	0	0	GOOD
8	1	1	1	0	0	GOOD
9	1	1	1	0	0	GOOD
10	0	0	0	0	0	BAD
11	1	0	0	0	0	GOOD
12	1	0	0	0	0	GOOD
13	1	0	0	0	0	GOOD
14	1	0	0	0	0	GOOD

A.2) DADOS HISTÓRICOS

Os dados Históricos das medidas são armazenados em dois arquivos distintos denominados conforme abaixo:

- Arquivo das medidas de corrente e potências (Tabela A.4):
“Hist_BayMeas_DD-*mmm*-AAA.csv”
- Arquivo das medidas de tensão (Tabela A.5):
“Hist_NodeMeas_DD-*mmm*-AAA.csv”

Nas Tabelas A.4 e A.5 pode-se notar que todas as fases são registradas discriminadamente e são alocadas por ramo. Cada cenário gera uma massa de dados completa de todos os ramos com a “estampa de tempo” exata da aquisição.

Tabela A.4: Relatório de Dados Históricos (A, P e Q)

Historical Data:		Hist_BayMeas_01-Sep-2011.csv									
Site name:		SE Estudo									
Date:		1/9/2011									
Meas:		Current & Power									
		CMeasin			CMeasout			P		Q	
DateTime	Branch#	A(Amp)	A(Ang)	...	A(Amp)	A(Ang)	...	A	...	A	...
01/09/2011 00:01:00	1	0.00948	-0.072	...	497.8	-0.07	...	4.619	...	0.0001	...
01/09/2011 00:01:00	2	0.0027	-0.072	...	0.0027	-0.072	...	-1.318	...	-0.0000	...
01/09/2011 00:01:00	3	0.00149	-0.072	...	0.00149	-0.072	...	7.258	...	-0.0002	...
01/09/2011 00:01:00	4	0.00189	179.9	...	0.00189	179.9	...	-9.237	...	0.0001	...
01/09/2011 00:01:00	5	0.00189	179.9	...	0.00189	179.9	...	-9.236	...	0.0001	...
01/09/2011 00:01:00	6	0.00298	179.9	...	0.00298	179.9	...	-14.516	...	0.0003	...
01/09/2011 00:01:00	7	0.00948	-0.072	...	0.00948	-0.072	...	4.619	...	-0.0002	...
01/09/2011 00:01:00	8	0.0027	179.9	...	0.0027	179.9	...	-1.318	...	0.0000	...
01/09/2011 00:01:00	9	0.00149	-0.072	...	497.2	-0.07	...	7.258	...	-0.0001	...

01/09/2011 00:01:00	10			...	0.012	-0.072	...	5.937	...	0.0001	...
01/09/2011 00:01:00	11			...	0.012	-0.072	...	5.941	...	0.0001	...
01/09/2011 00:01:00	12			...	0.012	-0.072	...	5.937	...	0.0002	...
01/09/2011 00:01:00	13			...	0.012	-0.072	...	5.941	...	0.0001	...
01/09/2011 00:01:00	14			...	0.012	-0.072	...	23.745	...	-0.0003	...

Tabela A.5: Relatório de Dados Históricos (V)

Historical Data:		Hist_NodeMeas_01-Sep-2011.csv					
Site name:		SE Estudo					
Date:		1/9/2011					
Meas:		Voltage					
		V					
DateTime	Node#	A(Amp)	A(Ang)	B(Amp)	B(Ang)	C(Amp)	C(Ang)
01/09/2011 00:01:00	1	497.8	-0.07	497.8	120	497.8	-120
01/09/2011 00:01:00	2	497.9	-0.07	497.9	120	497.9	-120
01/09/2011 00:01:00	3	497.4	-0.07	497.4	120	497.4	-120
01/09/2011 00:01:00	4	498.3	-0.07	498.3	120	498.3	-120
01/09/2011 00:01:00	5	498.4	-0.07	498.4	120	498.4	-120
01/09/2011 00:01:00	6	498.3	-0.07	498.3	120	498.3	-120
01/09/2011 00:01:00	7	497.1	-0.07	497.1	120	497.1	-120
01/09/2011 00:01:00	8	497.3	-0.07	497.3	120	497.3	-120
01/09/2011 00:01:00	9	497.2	-0.07	497.2	120	497.2	-120
01/09/2011 00:01:00	10	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120
01/09/2011 00:01:00	11	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120
01/09/2011 00:01:00	12	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120
01/09/2011 00:01:00	13	500.0	0.0	500.0	120	500.0	-120

Os dados Históricos dos status dos equipamentos dos ramos são armazenados em um arquivo denominado conforme abaixo:

- Arquivo dos status de Equipamentos (Tabela A.6):

“Hist_Equip_DD-*mmm*-AAA.csv”

Todos os equipamentos, prevendo no máximo cinco equipamentos por ramo, são gravados de forma independente.

Tabela A.6: Relatório de Dados Históricos (Status)

Historical Data:		Hist_Equip_01-Sep-2011.csv				
Site name:		SE Estudo				
Date:		1/9/2011				
Meas:		STATUS				
		Equipments				
DateTime	Branch#	Equip01	Equip02	Equip03	Equip04	Equip05
01/09/2011 00:01:00	1	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	2	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	3	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	4	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	5	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	6	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	7	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	8	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	9	1	1	1	0	0
01/09/2011 00:01:00	10	1	0	0	0	0
01/09/2011 00:01:00	11	1	0	0	0	0
01/09/2011 00:01:00	12	1	0	0	0	0
01/09/2011 00:01:00	13	1	0	0	0	0
01/09/2011 00:01:00	14	1	0	0	0	0

APÊNDICE B

ESTRUTURA DE PASTAS DO PROJETO

Todos os arquivos do projeto do Simulador de subestações e do SVDS se encontram na seguinte estrutura de pastas da Tabela B.1:

Tabela B.1: Estrutura de Pastas e Arquivos

Pastas	Arquivos	Descrição
SE_Dissertação\	Power_Models_rev7.mdl	Biblioteca de objetos.
	SE_Model.mdl	Modelo da subestação.
SE_Dissertação\ CfgFiles	BranchMatrix.csv	Arquivos de Configuração.
	EquipMatrix.csv	
	NodeMatrix.csv	
SE_Dissertação\ DataFiles	Hist_BayMeas_DD-mmm-AAA.csv	Arquivos de Dados Históricos.
	Hist_Equip_DD-mmm-AAA.csv	
	Hist_NodeMeas_DD-mmm-AAA.csv	
	RT_BayMeas_DD-mmm-AAA.csv	Arquivos de Dados de "Tempo Real".
	RT_Equip_DD-mmm-AAA.csv	
	RT_NodeMeas_DD-mmm-AAA.csv	
SE_Dissertação\ Functions	Lock_Model.m	Rotinas acessórias para o Simulador de subestações.
	LogFilefcn.m	
	ParentBlockName.m	
	FcnReportRealTime.m	
	FcnReportHist.m	
	ProcessMeasData.m	
	SE_Main.m	Rotina Principal
SE_Processing.m	Funções do SVDS.	
SE_Dissertação\ Log	DD-mmm-AAA - LogFile.txt	Arquivo de "Log" do dia.
SE_Dissertação\ Screens	CommandScreen (.fig e .m)	Arquivos das Telas Pop-Up de comando de equipamento, Medidores e log de Alarmes.
	LogScreen (.fig e .m)	
	MetterScreen (.fig e .m)	