

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Desenvolvimento e Implementação de um sistema de
monitoramento de qualidade de energia para tomada de
decisões em sistemas de transmissão

ALEXANDRE DEGAN FÁVARO

Itajubá, dezembro de 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

ALEXANDRE DEGAN FÁVARO

Desenvolvimento e Implementação de um sistema de
monitoramento de qualidade de energia para tomada de
decisões em sistemas de transmissão

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção
do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Paulo Riberio

Co-orientador: Prof. Dr. José Luiz Rezende Pereira (UFJF) *in memory*

Co-orientador: Prof. Dr. Carlos A. Duque (UFJF)

Dezembro de 2021

Itajubá

Ficha de identificação da obra

A ficha de identificação é elaborada pelo próprio autor.

Orientações em:

<http://repositorio.unifei.edu.br/jspui/>

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Alexandre Degan Fávaro

Desenvolvimento e Implementação de um sistema de monitoramento de
qualidade de energia para tomada de decisões em sistemas de transmissão

Dissertação aprovada por banca examinadora em 08 de
dezembro de 2021, conferindo ao autor o título de
Mestre em Ciências em Nome do Programa.

Banca Examinadora:

Prof.
Paulo F. Ribeiro
Dr. Orientador
Universidade UNIFEI

Prof.
Carlos Duque
Dr. Co-orientador
Universidade UFJF

Prof.^a Dra.
Eliane Valença Nascimento De Lorenci
Avaliador
Universidade UNIFEI

Prof. Dr.
Fernando Nunes Belchior
Avaliador
Universidade UFG

*Este trabalho é dedicado aos meus
orientadores e a minha família.*

AGRADECIMENTOS

Agradecimento especial aos colegas:

José Luiz Rezende Pereira;
Carlos Augusto Duque;
Leandro Rodrigues Manso Silva;
Flávio Vanderson Gomes;
Guilherme Márcio Soares;
Moisés Vidal Ribeiro;
Ildemar Cassana Decker;
Marcelo Neujahr Agostini;
Abílio Manuel Variz;
Paulo Fernando Ribeiro;
Igor Delgado de Melo;
Bráulio César de Oliveira;
Guilherme Alves de Oliveira;
Áurea Soares Carneiro;
Lucas Mota Sirimarco;
Bruno Rocha Colonetti;
Matheus Alberto de Souza;
Matheus Antunes Pereira;
Vinícius Junqueira Schettino;
Mauro Rosa;
Leonardo Bremermann;
Luis Fernando do Nascimento Passos.

Se você quer ser bem-sucedido, precisa ter dedicação total,
buscar seu último limite e dar o melhor de si.

Ayrton Senna, 1991

RESUMO

O crescimento da penetração de grandes blocos de energia renovável baseada em inversores eletrônicos em sistemas de transmissão de energia pode diminuir a qualidade de energia desses sistemas, especialmente com o aumento da distorção harmônica e inter-harmônica e flutuação de tensão. A má qualidade de energia elétrica (QEE) pode afetar negativamente o sistema de proteção e pode causar envelhecimento prematuro do equipamento elétrico conectado ao sistema de energia. Assim, o monitoramento contínuo da QEE e em tempo real pode ser de grande valor para a operação, manutenção e expansão do sistema. Esta dissertação apresenta o sistema de monitoramento de QEE em tempo real implementado recentemente em duas subestações de transmissão da empresa TBE (Transmissoras Brasileiras de Energia) como parte do projeto P&D Aneel “Desenvolvimento de um sistema de monitoramento de qualidade de energia e tomada de decisões em linhas de transmissão” e que envolveu a participação de diversos pesquisadores da UFJF, UNIFEI e UFSC. O sistema de monitoramento é baseado na filosofia de Arquitetura de Subestação habilitada digitalmente ou Subestação 4.0 (SB4.0). A SB4.0 envolve conceitos de arquitetura aberta, independência de fabricante, interoperabilidade escalabilidade. O sistema desenvolvido para o monitoramento da QEE recebe amostras de sinais de tensão e corrente de uma *Merging Unit* (MU) através do protocolo IEC 61850-9-2 (SV) e calcula os vários parâmetros de qualidade de energia. Como o sistema usa o conceito SB4.0, o monitoramento da qualidade de energia é um aplicativo de *software* implementado em um computador industrial. Além disso, o sistema fornece um aplicativo de Gravação de Dados, executado como tarefa de *software* adicional que fornece oscilografia acionada por Distorção Harmônica Total instantânea (iTHD). Esta dissertação apresenta os principais aspectos da arquitetura do sistema desenvolvido e implementado, bem como os resultados de campo obtidos das duas subestações monitoradas.

Palavras-chave: 1- Qualidade de Energia; 2- IEC 61850; 3- Subestação 4.0; 4- Merge Unit; 5- Dispositivo de computação de borda para subestação.

ABSTRACT

The growing penetration of large blocks of renewable energy based on electronic inverters in power transmission systems can decrease the power quality of these systems, especially with increasing harmonic and interharmonic distortion and voltage fluctuation. Poor electrical power quality (PQ) can negatively affect the protection system and can cause premature aging of electrical equipment connected to the power system. Thus, continuous monitoring of the PQ and in real time can be of great value for the operation, maintenance and expansion of the power systems. This dissertation presents the real-time PQ monitoring system recently implemented in two transmission substations of the company TBE (Transmissoras Brasileiras de Energia) as part of the Aneel R&D project “Development of a monitoring system for power quality and decision-making in transmission lines” and which involved the participation of several researchers from UFJF, UNIFEI and UFSC. The monitoring system is based on the philosophy of Digitally Enabled Substation Architecture or Substation 4.0 (SB4.0). SB4.0 involves concepts of open architecture, vendor independence, interoperability, and scalability. The system developed for monitoring the PQ receives samples of voltage and current signals from a Merging Unit (MU) through the IEC 61850-9-2 (SV) protocol and calculates the various power quality parameters. As the system uses the SB4.0 concept, power quality monitoring is a software application implemented on an industrial computer. In addition, the system provides a Data Recording application, which runs as an additional software task that provides instantaneous Total Harmonic Distortion (iTHD) triggered oscillography. This dissertation presents the main aspects of the architecture of the system developed and implemented, as well as the field results obtained from the two monitored substations.

Keywords: 1- Power Quality; 2- IEC 61850; 3- Substation 4.0; 4- Merge Unit; 5- Substation Edge Device.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Conceito de elemento periférico em subestações (R. Hunt, B. Flynn, and T. Smith, 2019).....	24
Figura 2- Conceito de Subestação 4.0	25
Figura 3- SMQEE – Diagrama Geral	36
Figura 4- Arquitetura da Central de Monitoramento.....	40
Figura 5. Fluxograma conversor C37.118 para AMQP.....	44
Figura 6 - Apresentação das <i>dashboards</i>	46
Figura 7 - Diagrama dos Algoritmos de QEE	49
Figura 8 - Resposta em Frequência para a Janela Retangular e Janela de <i>Hanning</i>	50
Figura 9 - Extração do componente fundamental utilizando filtro de <i>Hanning</i> pseudo-recursivo.	51
Figura 10 - Sinal Filtrado utilizando o filtro de <i>Hanning</i> com comprimento de 2 ciclos.	52
Figura 11 - Diagrama de Blocos para o cálculo do RMS instantâneo.....	52
Figura 12 - Cálculo do valor RMS instantâneo para o componente de 60 Hz de um sinal distorcido.	53
Figura 13 - Diagrama de blocos para o cálculo do DHT instantâneo.....	54
Figura 14 - Gráfico dos valores RMS instantâneos e THD instantâneo.....	55
Figura 15 - Gráfico dos valores RMS instantâneos e THD instantâneo.....	55
Figura 16 - Estimação da frequência pelo cruzamento por zero.	56
Figura 17 – Amostras no cruzamento por zero: interpolação linear.....	57
Figura 18 – Diagrama de blocos do algoritmo zero <i>crossing</i> com saturação.....	58
Figura 19 – Estimação de frequência para sinal com afundamento.	58
Figura 20 - Ilustração do cálculo do $RMS_{1/2}$	62
Figura 21 - Arquitetura protótipo aquisição dos dados.	64
Figura 22 - Protótipo de Aquisição de Dados em SV.	66
Figura 23 - Modelo de linha de transmissão, simulado no RTDS.....	67
Figura 24 - Diagrama Unifilar simplificado do banco série.....	67
Figura 25 - Reatância de Amortecimento.....	68
Figura 26 - Validação da caixa amplificadora Omicron CMS156.....	70
Figura 27 - Sistema completo para validação da caixa Omicron CMS156.....	71
Figura 28 - Simulação do sistema sem conteúdo harmônico	71

Figura 29 - Simulação do sistema com distorções harmônicas	72
Figura 30 - Arquitetura de comunicação de dados	73
Figura 31 - Detalhes da Conexão Física entre os equipamentos nas subestações	74
Figura 32 - Detalhes construtivos do painel	75
Figura 33– Montagem dos painéis em fabrica.....	75
Figura 34 – Testes em fabrica	76
Figura 35 – Comissionamento em campo	76
Figura 36 – Dados na Subestação de Castanhal em 12/04/2021	77
Figura 37 - Dados da SE de Vila do Conde em 12/04/2021.....	79
Figura 38 - Evento apresentando desligamento do BCS terminal SE Castanhal	80
Figura 39 - Evento apresentando desligamento do BCS SE Vila do Conde	80
Figura 40 - Evento Manutenção Compensador Série em 13/04/2021 - Figuras (a) e (c) Castanhal e (b) e (d) Vila do Conde	81
Figura 41 – Resultados do cálculo dos parâmetros pela CM na SE Vila do Conde.....	82
Figura 42 - Resultados do cálculo dos parâmetros pela CM na SE Castanhal.....	82
Figura 43 - Oscilografia em Castanhal no momento da saída do primeiro polo.....	83
Figura 44 - Oscilografia em Vila do Conde no momento da saída do primeiro polo.	83
Figura 45 - Oscilografia em Castanhal no momento da saída do segundo polo.	84
Figura 46 - Oscilografia em Vila do Conde no momento da saída do segundo polo.....	84
Figura 47 - Evento de VTCD em 23/06/2021.	85
Figura 48 - Oscilografias relativas ao de VTCD em 23/06/2021.....	85
Figura 49 – Frequência CM Terminal Castanhal em 20/07/2021	86
Figura 50 – Tensões CM Terminal Castanhal em 20/07/2021	86
Figura 51 – Correntes CM Terminal Castanhal em 20/07/2021	86
Figura 52 – THD de Tensão CM Terminal Castanhal em 20/07/2021	87
Figura 53 – Frequência CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021.....	87
Figura 54 – Tensão CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021	88
Figura 55 – Correntes CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021	88
Figura 56 – THD Tensão CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021.....	88
Figura 57 – Percentual de dados recebidos em 07/2021.	90
Figura 58 – Valores de latências médias verificadas em 07/2021.....	90
Figura 59 – Valores de frequência registradas em 07/2021 - Castanhal e Vila do Conde.....	91

Figura 60 – Valores das tensões trifásicas registradas em 07/2021 - Castanhal e Vila do Conde.	91
Figura 61 – Valores de THD das tensões trifásicas registradas em 07/2021 - Castanhal e Vila do Conde.....	91
Figura 62 – Valores das correntes trifásicas registradas em 07/2021 na SE Castanhal.	92
Figura 63 – Valores de THD das correntes trifásicas em 07/2021, na SE Castanhal.....	92
Figura 64 – Valores das correntes trifásicas em 07/2021, na SE Vila do Conde.	93
Figura 65 – Valores de THD das correntes trifásicas em 07/2021, SE Vila do Conde.....	93
Figura 66 – Quantitativo e tipo de oscilografias registradas em 07/2021.	94
Figura 67 – Quantitativo e tipo de eventos registradas em 07/2021.	94
Figura 68 – Tempos de duração dos eventos de <i>Sag</i> registrados em 07/2021.	95
Figura 69 – Magnitudes dos eventos de <i>Sag</i> registrados em 07/2021.....	95
Figura 70 – Duração dos eventos de abertura de disjuntores registrados em 07/2021.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– DHT do sinal original e do sinal reamostrado	61
Tabela 2 - Parâmetros da LT 230kV Vila do Conde Castanhal C1.....	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AMQP - *Advanced Message Queuing Protocol*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCS – Banco de compensação série

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CHK – Canal de processamento

CM – Central de Monitoramento

DITs - *Digital Instrument Transformers*

EVs - veículos elétricos

FED's - Fontes de Energia Distribuída

FFT – *Fast Fourier Transform*

GPS – Sistema de posicionamento global

I/O – Entrada e saída de dados em programas de computador

IoT - *Internet of Things*

IEC – Comissão Eletrotécnica Internacional

IED – Dispositivo eletrônico inteligente

JSON - *JavaScript Object*

MAD – Metodologia de administração de dados

ME – (*Merging Unit*) – unidade de medição fasorial

MODBUS - protocolo de comunicação serial desenvolvido pela Modicon

MOSC – Modulo de Oscilografia

MOV – Varistor de oxido metálico

MQTT – *Message Queue Telemetry Transport*

MSD – Modulo de saída de dados

NCIT - Transformadores de instrumento não convencionais

NTP – *Network Time Protocol*

OLAP - Métodos de armazenamento de dados utilizados pelos sistemas

ONS – Operador Nacional do Sistema

openPDC – Concentrador de Dados Fasorial de código aberto

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PB – *Process Bus*

PIU - *Process Interface Units*

PMU – Unidade de Medição Fasorial (do inglês *Phasor Measurement Unit*)

QEE - Qualidade de energia elétrica

RabbitMQ (Broker de mensagens responsável por receber os dados no protocolo AMQP e distribuí-los para os diversos consumidores interessados)

RMS – Valor eficaz

ROCOF - *Rate of Change of Frequency*

ROT – Rotinas de processamento de sinal

RTDS – Simulador digital em tempo real

SAG – Afundamento de 0,1 a 0,9 pu em tensão ou corrente rms em uma duração de meio ciclo até um minuto

SAGE – Sistema Aberto de gerenciamento de Energia (fabricado pelo CEPEL)

SB4.0 – Subestação 4.0

SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*

SCL – Descrição da configuração do sistema

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMQEE – Sistema de monitoramento de qualidade de energia elétrica

SQL - Linguagem padrão para trabalhar com bancos de dados

SV – *Samples Values*

SWELL - aumento de 1,1 a 1,8 pu em tensão ou corrente rms em uma duração de meio a um minuto

TBE – Transmissoras Brasileiras de Energia

TC – Transformador de corrente

TCP - *Transmission Control Protocol*

TLS – *Transport Layer Security*

THD – Distorção Harmônica Total

TT – Transformador de Tensão

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UFJF – Universidade Federal de Juiz de fora

UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá

VTCD – Desvio significativo da amplitude do valor eficaz da tensão por um intervalo de tempo igual ou superior a 16,67ms (1 ciclo) e inferior a 3 (três) minutos.

SUMÁRIO

1	Capítulo – INTRODUÇÃO	18
1.1	Contribuição do Trabalho.....	20
1.2	Divisão do Trabalho	21
2	Capítulo – A SUBESTAÇÃO DO FUTURO: Estado da arte.....	22
2.1	Visão Geral.....	22
2.2	Arquitetura de subestação digitais.....	23
2.3	A SB4.0 é fundamental para implementar as redes do futuro.....	25
2.4	Passos para a subestação tornar-se totalmente digital	26
2.4.1	Barramento de processo	27
2.4.2	Ferramentas para implementar o barramento de processo	28
2.4.3	Vantagens do barramento de processo	30
2.5	Exemplos de aplicações de subestações habilitadas digitalmente.....	31
2.5.1	Gestão do ciclo de vida do ativo	31
2.5.2	Novas funcionalidades	31
2.5.3	Um grande sistema de medição de área	32
2.5.4	Um sistema de gestão para as FED	32
2.6	Conclusão do Capítulo	33
3	Capítulo - Sistema de Monitoramento da QEE utilizando a filosofia SB4.0	35
3.1	Introdução.....	35
3.2	Arquitetura do Sistema Proposto.....	35
3.3	Central de Monitoramento (CM).....	39
3.4	Módulo de Persistência	42
3.5	Conversor C37.118 para AMQP	43
3.6	Gerador de Notificações.....	44
3.7	Interface SCADA	45
3.8	Grafana	46

3.9	Algoritmos de Processamento de Sinais	49
3.9.1	A seguir é apresentada uma descrição resumida de cada um dos blocos contidos em um canal genérico. Filtro de 60 Hz.....	50
3.9.2	RMS Instantâneo	52
3.9.3	Distorção Harmônica Total Instantânea.....	53
3.9.4	Estimação da Frequência utilizando o método de cruzamento por zero: ZC.....	56
3.9.5	Estimação dos Harmônicos Individuais	59
3.9.6	Detecção de VTCD	61
3.10	Conclusão do Capítulo	63
4	CAPÍTULO – RESULTADOS DO SISTEMA.....	64
4.1	Introdução.....	64
4.2	Descrição do <i>hardware</i> utilizado	64
4.2.1	Simulações e registros reais do sistema implementado.....	66
4.2.2	Montagem dos elementos e testes associados	70
4.3	IMPLEMENTAÇÃO EM CAMPO	72
4.3.1	Análise dos dados adquiridos na SE de Castanhal	76
4.3.2	Detecção de um evento no dia 13/04/2021 às 07 horas e 04 minutos.....	79
4.3.3	Detecção de distúrbios no SIN no dia 28/05/2021	81
4.3.4	Detecção de distúrbios no SIN no dia 23 de junho de 2021.....	84
4.4	Registros do Grafana	85
4.5	Síntese de Resultados do Acompanhamento Operacional	89
4.5.1	Processamento de dados de sincrofasores	89
4.5.1.1	Perdas de Dados	89
4.5.1.2	Latências dos <i>Frames</i> de Dados.....	90
4.5.1.3	Registros de Frequência, Tensões e THD de Tensões	90
4.5.1.4	Registros de Correntes e THD de Correntes Trifásicas	92
4.5.2	Processamento de dados de oscilografias.....	93

4.6	Conclusão do Capítulo	96
5	CAPÍTULO – CONCLUSÕES	97

1 Capítulo – INTRODUÇÃO

Recentemente, o monitoramento da qualidade da energia (J.Kilter, 2014) em redes de transmissão e o consequente estabelecimento de métricas de desempenho tornaram-se de maior interesse tanto para os operadores do sistema quanto para os usuários. Essa maior atenção se deve em parte à pressão dos reguladores que exigem que os operadores façam investimentos capazes de demonstrar uma melhoria mensurável no desempenho, mas também se deve à introdução de novas cargas não lineares e maior penetração de fontes de energia renováveis com suas interfaces de eletrônica de potência (C4.27, 2017).

Com a crescente penetração de grandes blocos de energia renovável, principalmente usinas eólicas e solares, a rede elétrica no nível de transmissão pode enfrentar condições adversas daquelas que normalmente ocorriam no passado. Por exemplo, (G. Shafiullah, 2016) discute os impactos da integração de energias renováveis em redes de alta tensão (AT), com o aumento do nível de distorção harmônica e a flutuação de tensão sendo dois dos parâmetros mais afetados.

Esta degradação da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) deve ser monitorada de perto, pois pode impactar negativamente a operação do sistema. Por exemplo, existem informações limitadas na literatura que fazem uma correlação entre a diminuição da QEE nos sistemas de transmissão com o aumento de falhas no sistema de proteção ou o envelhecimento precoce de equipamentos, como o transformador de potência. Essa lacuna se deve em parte à falta de monitoramento contínuo da QEE nos sistemas de AT e à má integração e interoperabilidade entre os diversos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) nas subestações.

Nesse sentido, o conceito de Subestação do Futuro (SB4.0) é de grande importância em sistemas de potência, pois abre caminho para sistemas abertos que incorporam padrões independentes de fornecedores, interoperabilidade, *software* e *hardware* não proprietários e permitem atualizações fáceis (Hunt, Richard e Flynn, Byron e Smith, Terry, 2019). De acordo com essa nova filosofia, a funcionalidade de múltiplos IEDs será migrada para aplicativos de *software* executados em computadores industriais que compartilham informações em uma rede industrial local. Todos os sensores do *bay* da subestação devem adquirir as informações (analógicas ou digitais) e publicá-las em formato digital nesta rede de comunicação.

É importante ressaltar que existem diversos trabalhos na literatura que apresentam soluções de automação de subestações baseadas no protocolo ICE 61850 (IEC-61850-9-2, 2011). Na verdade, esse protocolo ganhou popularidade e se tornou um padrão para automação de subestações em todo o mundo e várias concessionárias atualizaram suas subestações de acordo com este protocolo. Algumas experiências bem-sucedidas de implementação de sistemas baseados em IEC 61850 podem ser encontradas em (Semjan A, Ji N, 2019), (Vardhan, Harsh, 2018), (Al Obaidli, Sultan, 2017), (Gaouda, Ahmed M, 2016) e (Ali NH, Eissa MM, 2018). Porém, no que diz respeito à filosofia da subestação do futuro, apontada em (*The Substation of the Future: Moving Toward a Digital Solution*, 2019) e (*61850 based substation automation system: A survey*, 2020), o protocolo IEC é apenas um dos componentes para caracterizar uma SB4.0. Além disso, existem poucos trabalhos que implementam um sistema de monitoramento de QEE (SMQEE) usando os conceitos do SB4.0. Por exemplo, os trabalhos (Y. Wang, 2021) e (Y. Kang, 2011) apresentam um SMQEE baseado no padrão IEC 61850, não explorando o conceito de tarefas de *software* implementada em um computador industrial. Além disso, esses trabalhos não apresentam resultados em tempo real, descrevendo apenas seus modelos lógicos. Esta dissertação apresenta os principais aspectos da implementação de um SMQEE utilizando os principais conceitos do SB4.0. O sistema proposto é resultado de uma pesquisa P&D Aneel que envolveu pesquisadores de três universidades brasileiras: UNIFEI, UFJF e UFSC. O sistema desenvolvido e implementado processa as amostras brutas adquiridas por uma *Merging Unit* (MU) comercial que publica as amostras usando o formato IEC 61850 (SV) (IEC-61850-9-2, 2011). Em seguida, um aplicativo de *software*, rodando em um computador industrial comercial, calcula os principais parâmetros de QEE e os disponibiliza em tempo real. Um protocolo de alto nível é proposto para interligar o SMQEE e outros IEDs disponíveis na subestação e entre subestações, possibilitando uma análise integrada das informações disponibilizadas em várias subestações e por dispositivos diferentes.

A partir do desenvolvimento do SMQEE dedicado à análise de distúrbios no sistema, espera-se inovar o conceito de gerenciamento da qualidade de energia, trazendo uma quebra de paradigma em relação ao cenário atual, em que os centros de controle apenas supervisionam o estado da rede para 60Hz e variações de frequência em relação à fundamental. Através de implementação computacional de algoritmos

(aplicativos) descritos na metodologia, almeja-se monitorar e realizar pesquisas no contexto de detecção de taxas elevadas de distorções harmônicas bem como identificar e caracterizar fenômenos de variação de curta duração como afundamentos e elevação de tensão, que atualmente representam a principal causa de operação indevida de relés e disjuntores. Verifica-se, então, a partir do estado da arte, que apesar de não haver um sistema de monitoramento de qualidade de energia em tempo real contemplado todos os distúrbios supracitados, a implementação de um sistema como esse seria de extrema importância para análise crítica e prevenção de indisponibilidade de linhas de transmissão.

1.1 Contribuição do Trabalho

As principais contribuições desta dissertação são: (i) desenvolvimento de um *Substation Edge Device* (SED) multifuncional denominado de Central de Monitoramento (CM) e que utiliza o conceito SB4.0, ou seja, com arquitetura aberta, interoperabilidade e escalabilidade. As funcionalidades da CM são implementadas como tarefas de *software* em um computador industrial; (ii) a escalabilidade do sistema em dois níveis: nível de aplicativo e nível sistêmico; (iii) a escalabilidade no nível do aplicativo consiste na facilidade de adicionar novas tarefas ao SED sem interferir nas tarefas já operacionais. Atualmente, a estimativa de parâmetro de QEE e as tarefas de oscilografia são implementadas no sistema, e novas tarefas (por exemplo, PMU) podem ser incorporadas de forma independente; (iv) escalabilidade no nível sistêmico significa a facilidade de integração entre várias CM e outros IEDs presentes nas subestações por meio do conceito de corretor de mensagens que simplifica a troca de dados entre eles; (v) a CM calcula os parâmetros de QEE utilizando os SV; (vi) a tarefa de registros de perturbações usa as amostras publicadas pelo protocolo SV e implementa um trigger combinado a partir de várias entradas, como DHT e VTCD, armazenando as formas de onda com estampa de tempo; (vii) validação experimental do SMQEE em laboratório e em duas subestações da TBE (Transmissoras Brasileiras de Energia).

Cabe aqui destacar que a Central de Monitoramento consiste do dispositivo de computação de borda de subestação (*Substation Edge Device*), instalado na subestação rodando as tarefas de monitoração da QEE e de registro de perturbações. Já o SMQEE é o sistema que possibilita integrar a CM com outros IED presentes na subestação,

bem como integrar subestações diferentes, permitindo assim a unificação das informações produzidas em diferentes pontos e diferentes dispositivos.

1.2 Divisão do Trabalho

O trabalho está dividido nos seguintes capítulos: (1) o Capítulo 1 apresenta a introdução e motivações do trabalho; (2) o Capítulo 2 apresenta o estado da arte relativo a monitoramento de QEE e conceitos de subestação digital; (3) o Capítulo 3 apresenta a solução proposta na pesquisa, descrevendo sua arquitetura, detalhando as principais partes constituintes da CM e do SMQEE; (4) o Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos com a CM e as ferramentas de visualização destes resultados; (5) por fim as conclusões do trabalho são apresentadas no Capítulo 5.

2 Capítulo – A SUBESTAÇÃO DO FUTURO: Estado da arte

2.1 Visão Geral

A subestação do futuro se afastará dos atuais sistemas de proteção e automação baseados em *hardware* de uso único e os substituirá por um sistema de controle definido por *software* executando serviços virtuais (CIGRE/CIREN JWG C4.112, 2014). Isso será necessário para permitir que os sistemas de subestações se adaptem a uma nova realidade em que um número crescente de Fontes de Energia Distribuída (FEDs) baseadas em inversores alteram os requisitos de operação e afetam o fluxo de energia dos alimentadores, para as funções de tensão e proteção. Energia eólica, energia solar, armazenamento de bateria e veículos elétricos (EVs) podem ser conectados à rede em qualquer lugar. A menos que a operação seja coordenada, a concentração geográfica de FEDs por diferentes proprietários pode ter um impacto negativo na rede existente.

O controle dos sistemas de energia no futuro provavelmente será mais cooperativo e negociado, já que os operadores e as funções de controle terão que planejar e se adaptar rapidamente às mudanças nas fontes e fluxos de energia disponíveis. Os planejadores de transmissão e distribuição, engenheiros e gerentes de ativos precisarão de informações de rede para conduzir um conjunto de aplicativos e análises em evolução.

Utilitários, proprietários de sistemas e uma série de novos interessados nas FEDs precisarão ser capazes de implantar novos aplicativos e acessar mais dados de rede para otimizar seus investimentos. Os esquemas antigos precisarão ser adaptados de forma rápida e confiável em todo o sistema. A única maneira de fornecer a adaptabilidade e flexibilidade necessárias em um período de tempo muito curto é usando um ecossistema baseado em aplicativos e independente de fornecedor e *hardware*. Conforme a rede evolui, as subestações futuras exigirão que aplicativos sejam desenvolvidos para atender a uma necessidade específica e, em seguida, implantados em cada subestação, semelhante ao ecossistema de smartphones atual.

2.2 Arquitetura de subestação digitais

Em uma subestação com arquitetura totalmente digital, cada elemento analógico será digitalizado diretamente na interface, com dados compartilhados com as redes de comunicação da subestação (R. Hunt, B, 2019). Isso significa que o status e o comportamento do sistema de energia e do equipamento primário estão disponíveis como dados digitais sempre que necessário. O controle do equipamento primário também é feito por meio de interfaces digitais, portanto, um requisito para a subestação do futuro é a implementação completa do barramento de processo (*PB-Process Bus*) para interconectar os dados do equipamento primário com os dispositivos, tais como os relés de proteção, as unidades de controle, os dispositivos de monitoramento de equipamentos e unidades de medição fasorial (PMUs).

O principal componente dessa arquitetura é o dispositivo periférico da subestação, uma plataforma de processamento que executa serviços de *software* usando uma arquitetura baseada em contêiner (T. Smith, 2019), conforme mostrado na Figura 1. Cada aplicação é desenvolvida como um serviço independente das outras, cada uma em seu próprio compartimento ou funcionalidade. Os dados podem ser compartilhados entre compartimento conforme a necessidade, de forma que funções como o plano de controle e segurança do gerenciador sejam compartilhadas. O dispositivo periférico da subestação também atua como uma interface de comunicação entre a subestação e as aplicações de longa distância. Isso inclui aplicativos de automação de distribuição, como gerenciamento de FED, detecção e isolamento de falhas, integração de micro rede e conexões com aplicativos em nuvem e operações do sistema de utilitários. Uma das funções deste dispositivo é essencialmente ser uma interface de comunicação e concentrador de dados para aplicações de área ampla conectadas através da subestação.

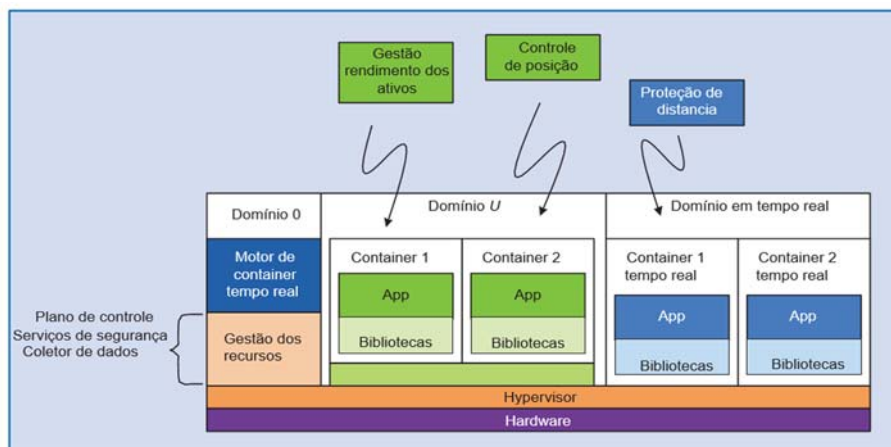


Figura 1– Conceito de elemento periférico em subestações (R. Hunt, B. Flynn, and T. Smith, 2019)

A vantagem dessa arquitetura é a capacidade de desenvolver aplicativos que funcionam como serviços de *software*. Você pode desenvolver, prototipar e testar de forma independente rapidamente para qualquer aplicativo, como gerenciamento de desempenho de ativos, monitoramento de área ampla e gerenciamento de FED. Esses novos aplicativos podem ser carregados no dispositivo periférico da subestação sem a necessidade de uma atualização de *hardware* ou firmware ou afetar serviços ou aplicativos já em execução no dispositivo periférico. A nova funcionalidade por meio de novos aplicativos pode ser implementada de forma automática e remota em todas as subestações com rapidez e poucos riscos (R. Hunt, B. Flynn, and T. Smith, 2019). As subestações podem, portanto, ser continuamente atualizadas para atender às novas condições operacionais e requisitos operacionais, sem ter que realizar atualizações completas ou re-comissionamento dos equipamentos afetados.

A Figura 2 apresenta uma visão simplificada da subestação 4.0. Conforme já mencionado a SB4.0 é totalmente digital e os aplicativos são executados como serviços de *software*. Por exemplo, relé de proteção, PMU, analisador de QEE e registrador de perturbações são aplicativos de *software* executados na mesma estrutura de *hardware*. Todas essas aplicações obtêm as amostras do Barramento de Processo (PB – *Process Bus*), portanto, todo equipamento analógico precisa de uma interface digital que converta as informações analógicas em um formato digital compatível com o PB.

Como pode ser observado na Figura 2 o PB contém informações digitalizadas de todos os equipamentos primários, como status digital e informações de controle de disjuntores e transformadores de potência, correntes e tensões dos transformadores de

medição, etc. Assim, as informações analógicas são convertidas em equipamentos primários e publicadas no PB.

O formato padrão que tem sido amplamente aceito e usado em subestações elétricas é o formato SV (*Sample Values*) definido pelo padrão IEC 61850-9-2 (IEC 61850 *based substation automation system*, 2020) que fornece um modelo de publicação/ assinatura *multicast*. Qualquer dispositivo ou aplicativo conectado ao PB pode assinar os dados sem impactar outros dispositivos ou aplicativos e sem se conectar ao equipamento principal.

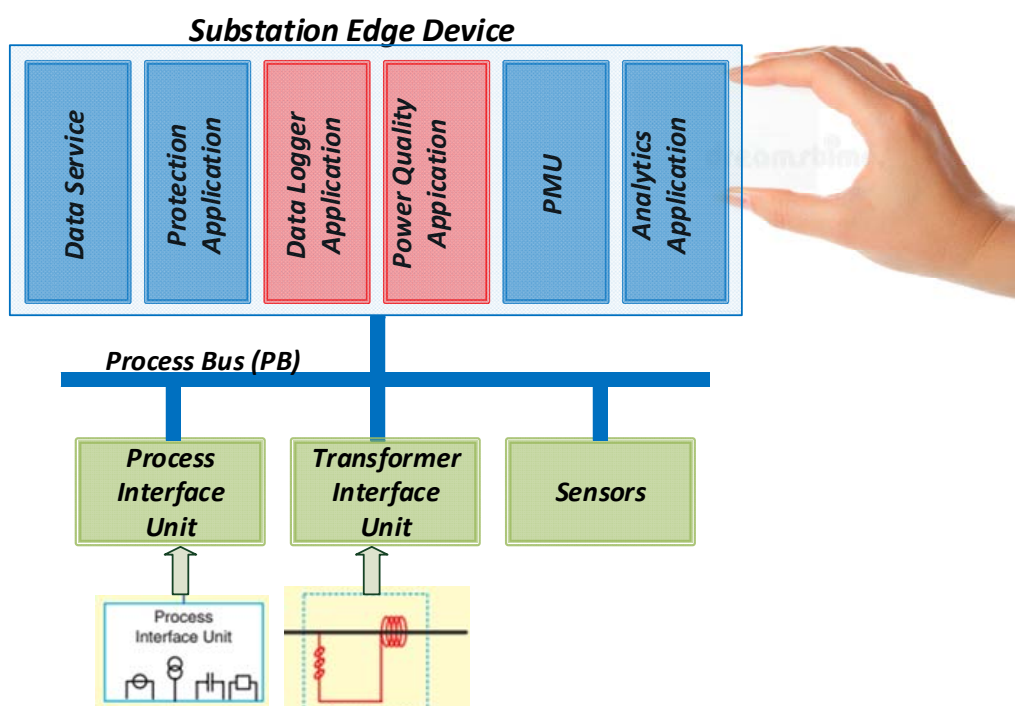


Figura 2- Conceito de Subestação 4.0

2.3 A SB4.0 é fundamental para implementar as redes do futuro

Operadores de serviços públicos irão interagir e cooperar com milhares de novos dispositivos, incluindo inversores solares residenciais, fazendas solares, veículos elétricos CA e CC conectados ao sistema de armazenamento e distribuição de bateria. Haverá também novos tipos de operadores de distribuição, incluindo proprietários de microrredes e usinas de energia virtuais. O novo sistema operacional deve modelar rapidamente e renderizar instantaneamente novos dispositivos de controle de qualquer tipo, em qualquer lugar e em vários milhares de dispositivos. Especialmente no nível

de distribuição, a subestação será o principal concentrador de dados para este tipo de interface.

À medida que o sistema de energia se torna mais imprevisível e tem menos controle hierárquico, é necessário um melhor entendimento da situação. A subestação se torna uma fonte de dados chave para inteligência situacional para transmissão e distribuição. Os sistemas de monitoramento de área ampla devem integrar as PMUs das redes de transmissão e as micro-PMUs, que são cada vez mais encontradas nas redes de distribuição. Além da inteligência situacional, os sistemas de monitoramento serão necessários para melhor operar a subestação e, assim, maximizar o uso dos equipamentos do sistema de potência, como transformadores, por exemplo. Portanto, a gestão dos ativos será uma função vital na missão de garantir que os componentes do sistema de energia possam suportar mudanças de maneira dinâmica e confiável nos fluxos de energia e nos cenários operacionais. Novos tipos de aplicações analíticas podem ser necessários para coordenar a resposta a ocorrências quando o sistema de distribuição também for uma fonte, a fim de modelar melhor a rede para permitir o carregamento dinâmico da linha e até mesmo fazer estimativas do estado local das operações e proteção dinâmica. O desenvolvimento e a adição desses novos aplicativos como serviços de *software* são as únicas maneiras econômicas e oportunas de fornecê-los (DOS SANTOS, André, 2016).

2.4 Passos para a subestação tornar-se totalmente digital

A subestação do futuro é totalmente digital e habilitada digitalmente para aplicativos que funcionam como serviços de *software*. A subestação do presente, embora contenha vários dispositivos digitais, não é habilitada digitalmente. Para compreender esse conceito e passar da arquitetura da subestação atual para a do futuro são necessárias duas etapas descritas a seguir.

Uma etapa é se tornar totalmente digital. A comunicação entre os gateways da subestação e os dispositivos como relés de proteção e unidades de controle já é digital. Uma subestação digital completa envolve a implementação de barramentos de processo, que são dispositivos de entrada / saída (I/O) distribuídos para proteção e controle, bem como para automação da subestação. Um barramento de processo digitaliza as interfaces de todos os equipamentos primários, incluindo pontos de controle e estados binários de disjuntores e transformadores de potência, bem como

todos os dados analógicos, como correntes e tensões de transformadores de instrumento. A comunicação utilizada neste processo é definida pela norma (IEC 61850 *based substation automation system*, 2020). Alcançar a digitalização completa por meio da implementação do barramento de processo é algo possível com a tecnologia atual. A tecnologia necessária está amplamente disponível no mercado e, hoje, tornar-se totalmente digital passando a oferecer muitas vantagens, tanto em termos de despesas de capital quanto operacionais.

A outra etapa é ser habilitado digitalmente usando um dispositivo periférico de subestação (SED) que suporta uma arquitetura de serviços de *software* (CIGRE/CIREN JWG C4.112, 2014). Esses dispositivos projetados para aplicações em subestações de concessionárias estão chegando ao mercado. Os dispositivos periféricos da subestação implementarão primeiro as funções de *gateway* da subestação padrão e, em seguida, oferecerão suporte a outros novos sistemas de energia e aplicações de controle à medida que se desenvolvem. As versões futuras suportarão a adição de um sistema operacional em tempo real para que as funções de proteção possam ser criadas como aplicativos. Portanto, todo processamento de aplicação em uma subestação será um serviço de *software* no dispositivo periférico da subestação, centralizando proteção, automação, monitoramento e análise (CIGRE/CIREN JWG C4.112, 2014). A próxima etapa é começar a definir as novas aplicações e as condições de operação do sistema necessárias enquanto avalia os dispositivos periféricos da subestação à medida que se tornam disponíveis.

2.4.1 Barramento de processo

O objetivo de uma subestação digital é atingir o máximo de flexibilidade e adaptabilidade. Para que isso seja possível, é necessário separar as funções de controle, incluindo o relé de proteção do equipamento primário que está sendo controlado. Isso é feito através do barramento de processo, onde os valores analógicos são transformados em valores digitais coletados no equipamento primário, e esses valores coletados, juntamente com os sinais de status e controle, são transmitidos por um canal de comunicação para o equipamento de controle e proteção. A digitalização ocorre em dispositivos de I/O simples integrados ao equipamento primário usando os modelos de dados e formatos de mensagens do padrão IEC 61850. O barramento de processo facilita a flexibilidade e adaptabilidade, uma vez que os dados básicos de

status e controle da subestação estão disponíveis na rede de barramento de processo (*Guidelines for Power Quality Monitoring*, 2014). Qualquer dispositivo ou aplicativo conectado a esta rede pode assinar os dados sem afetar outros dispositivos ou aplicativos e sem a necessidade de se conectar ao computador principal.

A razão para usar o padrão IEC 61850 para comunicação é fornecer uma arquitetura de subestação digital preparada para o futuro que pode ser facilmente configurada, atualizada e mantida. A configuração de um sistema de barramento de processo é facilmente verificada usando ferramentas padrão, pois os modelos de dados fornecem uma autodescrição dos dados que são enviados. A maioria das mensagens é gerada por eventos, usando um modelo *multicast* de publicação e assinatura. Isso significa que adicionar um dispositivo ou aplicativo consiste em postar mensagens na rede e assinar as mensagens correspondentes que já estão na rede. Essas características da comunicação IEC 61850 tornam uma solução de barramento de processo pronta para o futuro. Qualquer dispositivo ou aplicativo que suporte IEC 61850 pode se conectar à rede e interoperar com qualquer outro dispositivo na rede usando as mesmas ferramentas de configuração.

2.4.2 Ferramentas para implementar o barramento de processo

Uma arquitetura de barramento de processo IEC 61850 é implementada com dispositivos discretos conectados para fornecer soluções de sistema. Os dispositivos discretos consistem em *Process Interface Units* (PIU) ou *merging units* (MU), *Digital Instrument Transformers* (DIT), redes de comunicação, relógios e dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) (CIGRE/CIRED JWG C4.112, 2014)

As MU estarão localizadas perto do equipamento principal e serão a interface entre o mundo elétrico físico e o mundo digital. Sua função é publicar informações do equipamento primário e controlá-las a partir de sinais de controle digitalizados em redes de comunicação. Essas MU controlarão disjuntores e chaves, serão conectadas a transformadores de corrente (TC) e transformadores de tensão (TT) tradicionais e publicarão os sinais do equipamento e os valores coletados digitalmente para serem processados pelos IEDs para fins de proteção e operação.

Os TC e TT provavelmente serão substituídos por DIT, que são transformadores de instrumento não convencionais (NCIT) conectados por meio de uma unidade de

fusão para emitir valores de tensão e corrente na forma digital. Os NCIT usam técnicas de medição diferentes dos TC e TT com fios enrolados. Exemplos de NCIT são sensores de corrente de fibra óptica, bobinas de Rogowski e divisores de tensão capacitivos e resistivos. Na maioria das aplicações, os NCIT devem ser DIT. A saída de um NCIT é um sinal analógico de baixa energia que deve ser enviada digitalmente para facilitar a interconexão com os equipamentos e evitar problemas de interferência por distância e blindagem. Os DITs não estão sujeitos às imprecisões das perdas de drive de um transformador de núcleo de ferro tradicional e podem fornecer precisão superior em uma banda larga. A alta precisão dos DITs simplificará e revelará novos métodos de proteção.

As MU publicarão e assinarão os dados de uma rede de comunicação. O padrão 61850 define Ethernet como a arquitetura física da rede de comunicação do barramento de processo. A arquitetura de comutação de pacotes da Ethernet permite que vários protocolos sejam executados na mesma rede, maximizando o uso da infraestrutura de comunicação. Embora a Ethernet ponto a ponto seja uma implementação permitida do padrão 61850, o barramento de processo Ethernet comutado será a arquitetura física de subestações maiores no futuro. O *switch Ethernet* será a peça central dessas redes. Esses *switches* serão dispositivos configurados nas redes de barramento de processo usadas para controlar e moldar o fluxo de tráfego de rede por meio de redes locais virtuais, filtragem de endereço de controle de acesso à mídia e soluções *Ethernet* determinísticas, como redes urgentes. Os disjuntores também precisarão ser configurados para manter a segurança e transmitir os sinais de tempo.

Os relógios (GPS) se tornarão um componente de proteção crítico na subestação do futuro devido à necessidade de sincronizar os fluxos de dados publicados, pois isso é necessário para todos os fluxos de dados analógicos publicados. Caso contrário, itens como proteção diferencial podem não funcionar corretamente devido a diferenças de ângulo calculadas incorretamente associadas à latência de comunicação. Atualmente, existem vários métodos de sincronização de relógio, mas todos os sinais que podem ser transmitidos pela rede serão enviados dessa forma, em vez de usar a comunicação com fio. Portanto, as subestações futuras utilizarão o sinal de protocolo de tempo de precisão definido no padrão IEEE 1588 (*Power Systems Signal Processing for smart grids*, 2013).

2.4.3 Vantagens do barramento de processo

O barramento de processo oferece vantagens claras para as subestações atuais, e essas vantagens favorecerão a implementação da subestação do futuro. Os benefícios incluem despesas mais baixas e flexibilidade e adaptabilidade da subestação. Despesas de capital mais baixas são a vantagem mais comum. Essa redução não se deve à redução de equipamentos, pois na verdade haverá mais equipamentos na subestação. Em vez disso, é devido à redução da mão de obra para o projeto e construção da subestação. Esta diminuição da força de trabalho na área de projeto será realizada utilizando as ferramentas que configuram a subestação. O projetista configurará a subestação usando ferramentas de *software* em vez de projetar a subestação como é feito hoje.

Como a subestação terá uma configuração padrão, será mais fácil duplicar do que os projetos atuais. Com um projeto duplicado, o projetista pode criar módulos padrão para a subestação. O processo do projeto envolveria conectar os módulos juntos e configurar minimamente cada módulo padrão. Como a informação está contida nos pacotes de dados ao invés de condutores padrão para envio de sinais elétricos, serão necessários maior número de conexões de rede.

Como haverá menos cabos na arquitetura do barramento de processo, a subestação pode ser menor. Em vez de tantos cabos de cobre entre a casa de controle e o equipamento principal, as mesmas funções podem ser executadas usando um único cabo de fibra óptica. Isso permitirá que as canaletas de cabos da subestação sejam menores. Uma vez que os IEDs não terão que acomodar placas com entradas e saídas digitais e analógicas, o próprio IED será menor, o que implicará em uma casa de controle menor com menos painéis (CIGRE/CIREC JWG C4.112, 2014)

Uma exigência da subestação do futuro é que o projeto da subestação seja flexível e adaptável. O barramento de processo permite que os projetistas adicionem portas ou linhas à subestação muito rapidamente, pois o projeto consistirá em adicionar um módulo de subestação e modificar a configuração ao invés de redesenhar a subestação. Durante a construção, o tempo de interrupção para instalação de novos equipamentos diminuirá, pois o trabalho realizado durante a interrupção será instalar e salvar a nova configuração na unidade de proteção centralizada.

2.5 Exemplos de aplicações de subestações habilitadas digitalmente

As subestações do futuro permitirão novos casos de uso, fornecendo dados críticos, bem como uma plataforma para novos aplicativos descentralizados. Novos casos de uso são necessários devido à maior penetração de novos FEDs, à idade dos ativos de rede existentes e à força de trabalho orientada por aplicativos. A seguir são apresentados alguns exemplos de potencialidades das subestações do futuro.

2.5.1 Gestão do ciclo de vida do ativo

Ajudar a gerenciar o ciclo de vida dos ativos de rede continuará a desempenhar um papel importante na subestação do futuro. Parte dessa estratégia inclui a gestão de rendimento dos ativos, que integra e analisa todos os dados do sistema de energia para melhorar a confiabilidade e disponibilidade do equipamento, combinando os conceitos de monitoramento de condição, análise preditiva e manutenção com foco na confiabilidade.

Os dados de gestão dos ativos para disjuntores, transformadores, baterias e outros elementos chave da rede geralmente existem apenas no sensor, em uma planilha ou em um arquivo trancado e não foram integrados ao sistema (ONS - Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3, 2017). Os sistemas de segurança cibernética da subestação devem acessar dados remotos no sensor que será fornecido aos sistemas de gestão de ativos e gerenciadores de ativos. Além do acesso remoto seguro, a subestação do futuro também incluirá gerenciamento de dados e modelagem com análise de saúde e risco. Para a subestação do futuro, os modelos de ativos baseados em física, o mecanismo de cálculo baseado em lógica e o modelo de reconhecimento de padrão multivariado podem ser carregados no dispositivo periférico da subestação.

2.5.2 Novas funcionalidades

Um novo conjunto de análise de sistema que incorpora inteligência artificial e aprendizado de máquina será conectado à subestação do futuro. Essas funções fornecem análises preditivas e prescritivas para fornecer diferentes casos de uso. Um desses casos de uso é a análise de resposta a imprevistos, para prever os impactos da rede e recomendar respostas às ocorrências previstas. O objetivo é reduzir os riscos

de segurança na preparação de recursos e os custos de tempo de implantação, reduzindo, em última análise, a duração das interrupções devido a ocorrências.

2.5.3 Um grande sistema de medição de área

A subestação do futuro fornecerá dados críticos para aumentar o uso e a utilidade dos dados de uma implantação mais ampla de PMUs e micro-PMUs em rede. O sistema incluirá acesso seguro e gerenciamento de dados fasoriais em subestações e fornecerá novas ferramentas para automação, operadores e engenheiros. Esses dados irão aprimorar os aplicativos para um melhor gerenciamento de distúrbios do sistema, incluindo os seguintes:

- Monitoramento de estabilidade quase em tempo real;
- Oscilações subsíncronas e amortecimento ativo;
- Ressincronização do modo de ilha avançado e inicialização autogênica;
- Monitoramento de distúrbios do sistema;
- Avaliação rápida da estabilidade de tensão em corredores de transmissão.

2.5.4 Um sistema de gestão para as FED

A futura rede terá alta penetração das FED e as subestações terão papel fundamental em sua gestão. Dados valiosos das FED, seu controle e otimização farão parte das subestações futuras, especialmente para recursos em nível de concessionária. Os dados FED das subestações desempenharão um papel importante na visualização e no planejamento dos sistemas com geração distribuída e fontes renováveis, destacando-se:

- Compreensão, gerenciamento e planejamento de um portfólio cada vez mais complexo de FED;
- Calcular capacidades FED;
- Entender quais medidas de mitigação devem ser implementadas, muitas vezes na subestação, para reduzir impactos negativos envolvendo estabilidade de tensão, capacidade da rede, fluxo reverso de energia, modo de ilha não intencional, entre outros.

As subestações do futuro provavelmente terão alguma funcionalidade para otimizar e controlar as FED. Isso incluirá a capacidade de fornecer dados críticos para análise em tempo real e algoritmos de controle. A subestação, por meio de um sistema

de gestão FED que funciona como um aplicativo, fornecerá informações aos operadores e participantes do mercado para entender as limitações e capacidades da rede, a fim de acomodar a funcionalidade da FED, serviços auxiliares e mercado contribuição.

2.6 Conclusão do Capítulo

Em suma a digitalização completa dos sistemas de controle da subestação oferece grandes benefícios, como: redução dos custos de projeto e construção, uso mais eficiente do tempo da engenharia e do técnico e menores custos de manutenção. No entanto, conforme mostrado nos aplicativos de exemplo, o principal benefício é a capacidade de se adaptar aos novos requisitos operacionais de maneira oportuna e confiável. No futuro, a subestação será o ponto de controle e a principal interface que gerenciará o impacto de novos recursos e novos operadores. Com uma subestação habilitada digitalmente, será possível implantar rapidamente novos aplicativos, como: gestão de ativos para maximizar o uso de ativos físicos, inteligência artificial e aprendizado de máquina para ajudar a analisar e responder a eventos do sistema, monitoramento de grandes áreas para fornecer inteligência situacional, tanto para o sistema de transmissão, como para o sistema de distribuição, e a gestão de FED para integrar os recursos que irão fortalecer a rede de fornecimento de energia elétrica e dar-lhe uma maior capacidade de resiliência.

Outra vantagem das subestações habilitadas digitalmente é que elas aumentam a eficiência e reduzem as atividades que não agregam valor. O maior ganho de produtividade reside no menor número de viagens para as subestações para configurar, manter, testar e solucionar problemas de dispositivos. O monitoramento do sistema, por exemplo, ligados a gestão de ativos, envolve monitoramento em vez de teste. A implantação de um novo aplicativo, como o modo de ilha avançado, envolve simplesmente o envio do *software* aplicativo para o dispositivo periférico da subestação por meio de comunicação. A configuração de um sistema de gerenciamento FED pode ser feita remotamente, conectando e configurando automaticamente os dispositivos de controle. O foco será em como operar o sistema de energia de forma mais eficiente e não em como configurar, manter, testar e atualizar dispositivos e sistemas.

Existem algumas observações a serem levadas em relação à implementação de uma subestação habilitada digitalmente. O dispositivo periférico da subestação e a subestação digital devem ser projetados com a segurança cibernética em mente. Isso requer recursos, incluindo firmware seguro no dispositivo periférico da subestação, aplicativos assinados, autenticação de fontes de aplicativos e a capacidade de retornar o dispositivo periférico da subestação a um estado seguro.

3 Capítulo - Sistema de Monitoramento da QEE utilizando a filosofia SB4.0

3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado o sistema de monitoramento de QEE (SMQEE) desenvolvido no projeto P&D Aneel e denominado “Desenvolvimento e Implementação de um sistema de monitoramento de qualidade de energia para tomada de decisões em sistemas de transmissão”. O projeto P&D Aneel foi um projeto multidisciplinar que envolveu uma grande equipe de pesquisadores da UNIFEI, UFJF e UFSC com diferentes expertises, como: Processamento Digital de Sinais, Qualidade de Energia Elétrica, Automação de Subestações, Sistemas de Computação e Sistemas de Informação. Esta dissertação procurará descrever as linhas gerais do projeto com destaque para a sua estrutura lógica e física que possibilitaram a implementação de alguns conceitos da filosofia de SB4.0.

3.2 Arquitetura do Sistema Proposto

A arquitetura do sistema proposto é mostrada na Figura 3. Primeiramente, vale destacar que a arquitetura apresentada possui *hardwares* não proprietários e alguns dispositivos proprietários. Dentre os *hardwares* não proprietários destacam-se os computadores industriais nos quais foram implementadas a Central de Monitoramento (CM), conversores de protocolo e servidor de dados. Dentre os *hardwares* proprietários destacam-se o relógio GPS RT430 da GE, responsável por gerar a estampa de tempo para os SV; a *Merging Unit* (MU320 da GE) responsável por gerar os SV e o RPV 311 da GE responsável por gerar o sincrofasor do componente fundamental e alguns parâmetros de QEE. O RPV 311 foi incorporado ao sistema com dois objetivos principais: (i) estimar alguns parâmetros de QEE para comparar com os gerados pela CM, e (ii) mostrar que o sistema possibilita a integração de diferentes IEDs por meio de um conversor de protocolos.

As Centrais de Monitoramento (CMs) estão localizadas nas subestações de Castanhal e de Vila do Conde ambas no estado do Pará e que fazem parte do SIN (Sistema Interligado Nacional) sob o controle da TBE. As CMs são responsáveis por receber os pacotes *Sampled Values* provenientes das *Merging Units* (MUs), processar

estes dados gerando os indicadores de qualidade de energia e, posteriormente, publicá-los no *broker RabbitMQ* através do protocolo AMQP.

Assim como as CMs, os RPVs ficam nas duas subestações e recebem os dados SV. Estes equipamentos, conforme já mencionado, possuem a função de calcular os sincrofases de tensão e de corrente das grandezas monitoradas e enviar o resultado para o concentrador de dados. Para que fosse possível integrar os dados produzidos pelas CMs e pelos RPVs, foi desenvolvido um conversor de protocolo C37.118 para AMQP, de modo que todos os dados produzidos pelos dispositivos ligados ao sistema estejam disponíveis no *broker RabbitMQ*.

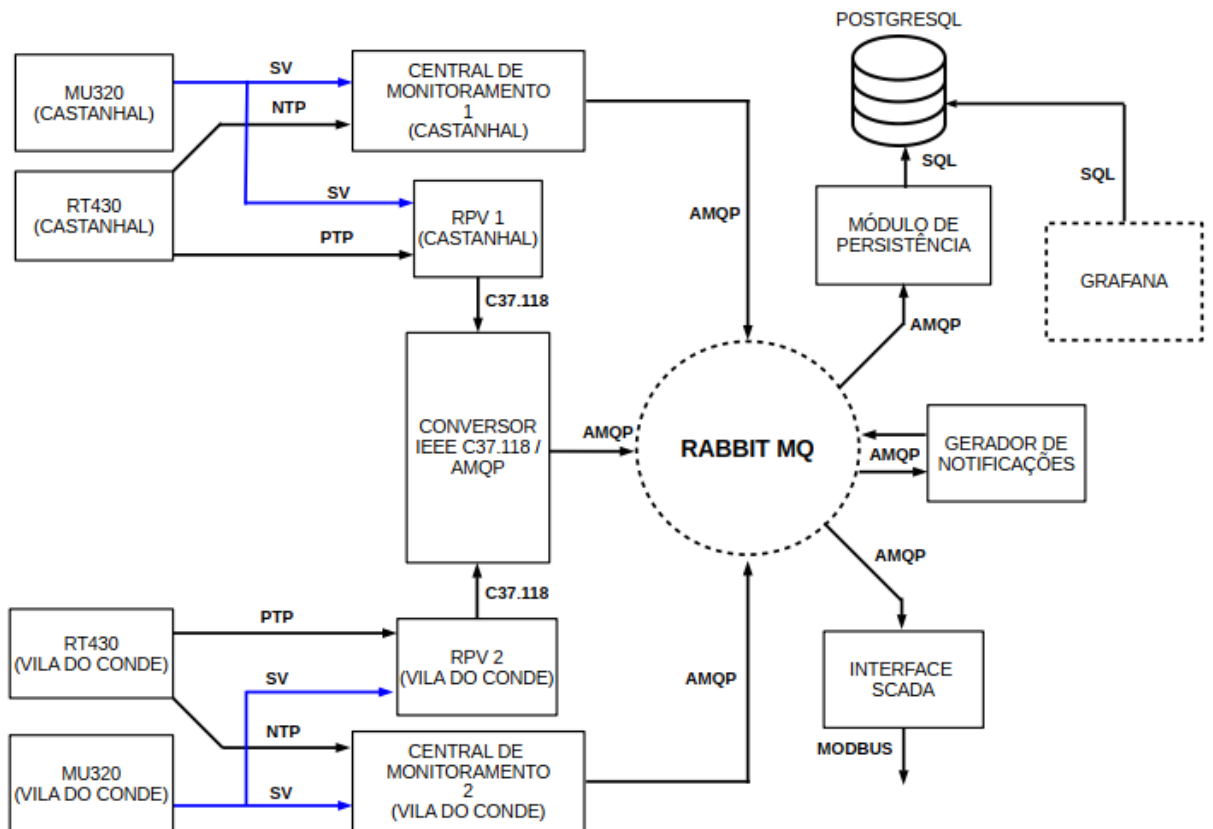


Figura 3- SMQEE – Diagrama Geral

Figura 3 também mostra que um *Message Oriented Middleware* (AMQP) foi usado para interconectar os módulos do sistema. Neste trabalho, um corretor de mensagens de código aberto chamado *RabbitMQ* foi usado, que se baseia na abordagem de enfileiramento de mensagens (Vinoski, Steve, 2006) (IEC-61588-2004, 2004) (Banavar, Guruduth, 1999) e permite a comunicação entre os nós do sistema por meio do princípio editor-assinante (*A case for message oriented*

middleware, 1999) (*Messaging and queueing using the MQI*, 1995) (*The many faces of publish/subscribe*, 2003). O *RabbitMQ* encaminha as mensagens contendo os índices de qualidade de energia das unidades CM (produtores), que podem estar localizadas em diferentes subestações, para os consumidores de dados, como o Módulo de Armazenamento de Dados (*PostgreSQL*), que é responsável por persistir os dados processados em um banco de dados para que possa ser consultado posteriormente por uma interface de visualização. Uma das principais vantagens da abordagem proposta é a possibilidade de aumentar o número de produtores e consumidores sem degradar significativamente o desempenho do sistema (*Messaging and queueing using the MQI*, 1995) (*The many faces of publish/subscribe*, 2003). Essa característica contribui para a escalabilidade do sistema, uma vez que mais subestações podem ser agregadas ao sistema de monitoramento da qualidade de energia (SMQEE) sem qualquer alteração em sua arquitetura. A estrutura proposta também é muito portátil e pode ser migrada para a nuvem, facilitando sua escalabilidade em termos de *hardware*, que é necessária quando o SMQEE fica maior e deve lidar com várias subestações. Além disso, a utilização de um *Message Broker* facilita a interoperabilidade entre os módulos a ele conectados, de forma que seja simples enviar ou receber dados de qualquer componente, independentemente de seu *hardware*, sistema operacional ou mesmo da linguagem de programação utilizada para o desenvolvimento.

A estratégia proposta difere das apresentadas na literatura por se basear em um sistema centralizado de monitoramento da qualidade de energia com um *Message Oriented Middleware*, que permite uma análise em tempo real de todo o sistema de energia monitorado e não apenas do comportamento de uma única subestação, como ilustrado na Figura 3. Além disso, embora alguns conceitos do SB4.0 tenham sido discutidos em outros trabalhos, como (*The Substation of the Future: Moving Toward a Digital Solution*, 2019) e (*IEC 61850 based substation automation system: A survey*, 2020), a implementação real deste novo paradigma incluindo os detalhes das tecnologias, protocolos e experimentais resultados não foram encontrados na literatura.

O *broker* de dados é um conceito de engenharia de *software* cuja função é ser um agente intermediador que atua como facilitador da comunicação entre diversos atores. Os atores podem conter requisitos, restrições e tecnologias diferentes, mas

utilizam o *broker* para trocar mensagens e disparar funcionalidades utilizando determinados protocolos.

Para instanciar este componente, escolheu-se o *RabbitMQ*, um projeto *opensource* escrito em Erlang que foi iniciado há mais de 10 anos, e partir de então possui centenas de colaboradores de diversos lugares do mundo e atualizações constantes. O *RabbitMQ* opera como um banco de dados gerenciador de mensagens em filas e implementa nativamente o protocolo ISO/IEC 19464 conhecido como *Advanced Message Queuing Protocol*, o AMQP (*Advanced message queuing protocol*, 2006) (IEC-61588-2004: *Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*, 2004) (*A case for message oriented middleware*, 1999). Dentre as diversas características da plataforma, a seguir estão descritas as mais importantes:

A. Confiabilidade

O protocolo AMQP de camada de aplicação lida com as retransmissões e garantias necessários. Além disso é possível utilizar o mecanismo de *acknowledgment* para garantir que as mensagens foram devidamente recebidas e interpretadas. Ao custo inerente, é possível também configurar a persistência das mensagens em disco para evitar que falhas no servidor levem a perda de informações.

B. Segurança

O protocolo AMQP e o *RabbitMQ* suportam a criptografia ponta a ponta TLS (*Transport Layer Security*), com certificados auto assinados ou emitidos por uma entidade certificadora. As conexões são protegidas por senha e é possível limitar o escopo de ação dos usuários na plataforma, configurando quem pode criar filas, se conectar ou administrar a instância.

C. Escalabilidade/Disponibilidade

Como o *broker* é um nó central de comunicação, deve fornecer a resiliência a disponibilidade necessárias para atender a aplicação, pois sua falta irá infligir sérios danos às comunicações do sistema. Por isso, o *RabbitMQ* foi projetado para *clusterização*, sendo possível disponibilizar vários nós se comunicando com os clientes e entre si de forma a atender as demandas. É possível configurar a descoberta automática de nós, recuperação de falhas e distribuição de carga utilizando um *load balancer*.

D. Interoperabilidade

Além do protocolo AMQP, que é considerado estável e de baixo *overhead*, o *RabbitMQ* suporta através de seus plugins protocolos como o MQTT, voltado para dispositivos com restrições de *hardware* e *IOT*. Além disso existem diversos clientes implementados em mais de 10 linguagens para comunicação AMQP, o que facilita o desenvolvimento de soluções que utilizam tal protocolo.

E. Desempenho

O *RabbitMQ* fornece mecanismos para aumentar a capacidade de resposta e diminuir a latência da comunicação. Mensagens efêmeras e sem o mecanismo de *acknowledgment* são manipuladas mais rapidamente, além de *exchanges* com mecanismos de distribuição mais triviais.

As funcionalidades do *RabbitMQ* permitem diversas abordagens para estruturar a troca de mensagens. É possível utilizar mensagens efêmeras, configurar o controle de *acknowledgment* dos pacotes, verificar integridade, configurar roteamento entre as filas e tratar casos de filas cheias com diferentes estratégias.

3.3 Central de Monitoramento (CM)

A Central de Monitoramento é um dos principais produtos desenvolvidos ao longo do projeto. Este componente é responsável por processar os dados com as amostras de tensão e corrente da linha, provenientes das *Merging Units* (MU), e processar estes dados gerando os indicadores elétricos e de qualidade de energia destas grandezas monitoradas.

A Figura 4 mostra o diagrama do *software* da CM. O aplicativo possui 4 componentes principais: o módulo de aquisição de dados (MAD), as rotinas de processamento de sinal (ROT1 ... ROTN), um módulo de oscilografias com disparo por eventos (MOSC) e um módulo de saída de dados (MSD).

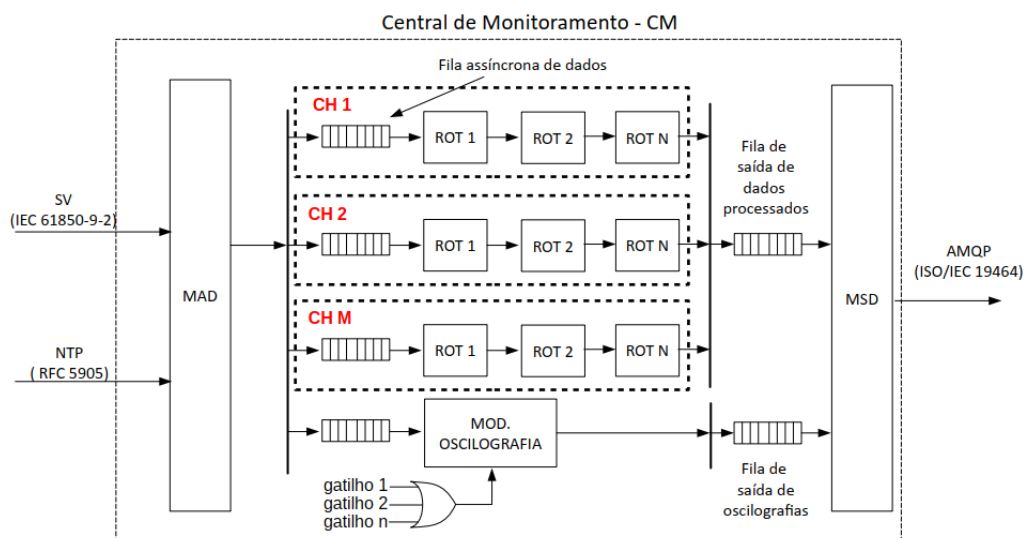


Figura 4- Arquitetura da Central de Monitoramento

O MAD é um analisador de protocolo, responsável por processar os pacotes SV que chegam e por extrair as informações que serão utilizadas pelas rotinas de processamento de sinais, como as amostras de tensão e corrente. Além disso, este módulo também atribui uma estampa de tempo a cada amostra recebida das MUs por meio do protocolo *Sampled Values*, o que possibilita a sincronização de todos os dados produzidos no SMQEE. Como pode ser visto na Figura 4, o MAD publica as amostras de tensão e corrente processadas em filas assíncronas, que armazenam os dados de entrada das rotinas de processamento de cada canal e garantem que o consumo destes dados ocorrerá na ordem correta. Esta estratégia de filas assíncronas também possibilita o total desacoplamento entre os canais, facilitando assim o paralelismo das rotinas de processamento.

Vale ressaltar que as estampas de tempo anexadas às amostras processadas são obtidas utilizando o relógio interno da CM e o valor do campo *SmpCnt* recebido nos pacotes SV. O relógio da CM é sincronizado com a mesma referência de tempo da MU por meio de um servidor NTP.

As rotinas de processamento de sinais são utilizadas para obter os indicadores de qualidade de energia. Os seguintes parâmetros são estimados na versão atual da CM:

- Valores Eficazes verdadeiro da tensão e corrente. Este valor é utilizado sobretudo nas rotinas para detectar eventos de tensão curta duração: *sag*, *swell* e interrupção;
- Valor Eficazes do componente fundamental da tensão e corrente;

- Frequência do componente fundamental;
- Distorção Harmônica Total (THD) da tensão e corrente;
- Harmônicos individuais da tensão e corrente, tanto módulo, como fase;
- Duração e intensidade dos eventos de variação de tensão de curta duração (*sags* e *swells*), bem como valor residual e duração das interrupções.

Maiores informações sobre os métodos utilizados para o cálculo dos parâmetros de QEE serão apresentados na subseção 3.9. No entanto, destaca-se neste momento que outros parâmetros de QEE são calculados de maneira indireta no SMQEE, como o desequilíbrio de tensão. Na atual versão os índices de flutuação de tensão não são calculados. Também é importante lembrar que o sistema possui uma unidade PMU, o RPV 311, que além dos fasores, gera também alguns parâmetros de QEE que serão utilizados como padrão de comparação.

Como pode ser visto na Figura 4, as rotinas foram organizadas por canais, de forma que os algoritmos de processamento de sinais para cada canal de tensão ou corrente sejam processados em paralelo e de forma independente. É importante destacar que de acordo com a norma IEC-61850-9-2LE, cada pacote SV possui as amostras de 8 canais: V_a , V_b , V_c , V_n , I_a , I_b , I_c e I_n , que são as tensões nas fases A, B, C, a tensão do neutro, as correntes nas fases A, B e C e, a corrente do neutro, respectivamente. Portanto, cada rotina ROT processará os dados de um único canal, produzindo resultados independentes que serão publicados na fila de saída de dados processados.

O terceiro componente da CM compreende um oscilógrafo disparado por eventos, que pode produzir as formas de onda de corrente e tensão dos canais monitorados. As oscilografias produzida pelo MOSC tem um tamanho configurável em termos de ciclos de tensão da rede e é publicada na fila de saída de oscilografias, que também está conectada ao MSD. As fontes de disparo de oscilografias na versão atual do CM são apenas internas, incluindo eventos pré-programados por tempo, disparos por *sags* e *swells*, ou ainda disparos por THD, que são ativados se o THD do canal monitorado ultrapassar um determinado limite.

Conforme já mencionado, os dados produzidos pelas rotinas de processamento de sinais e pelo MOSC são publicados nas filas de saída de dados e de oscilografias, respectivamente. O módulo MSD é responsável por consumir os dados dessas filas e por empacotá-los no protocolo AMQP. Este componente também é responsável pelo

gerenciamento da conexão com o *RabbitMQ* e envia para *broker* os pacotes contendo os indicadores de qualidade de energia, bem como as formas de onda de tensões e correntes geradas pelo módulo de oscilografias.

Devido ao elevado esforço computacional demandado pelas rotinas de processamento de sinais, foi escolhida a linguagem C++ para a implementação da estrutura mostrada na Figura 3.

3.4 Módulo de Persistência

A camada de persistência foi projetada para armazenar informações geradas pelos outros componentes do sistema, notoriamente:

1. Monitoramento de energia da CM;
2. Monitoramento de energia da PMU;
3. Notificações e alarmes gerados pelo gerador de notificações;
4. Parâmetros de configuração e visualização.

Os dados persistidos podem ser utilizados para diversas aplicações, desde visualizações em tempo real para monitoramento até análises posteriores sobre as informações agregadas em espaços maiores de tempo.

Tendo em vista os casos de uso apresentados, os seguintes requisitos não funcionais dos componentes foram elucidados:

1. Capacidade de armazenamento de grandes volumes de dados
 - i. Bilhões de registros
 - ii. Cerca de 5gb por MU por dia (esperadas 4, duas por estação);
2. Capacidade de consultas detalhadas em curtos espaços de tempo (geralmente entre 1 e 6 horas);
3. Capacidade de consultas agregadas em espaços maiores de tempo (maiores que 24h);
4. Rotatividade dos dados brutos mais antigos (tempo de vida médio de 6 meses);
5. Armazenamento de informações consolidadas por longos períodos de tempo (mais que 6 meses);

Dadas as características temporais e tabulares dos registros, optou-se pela utilização de um modelo relacional para a camada de persistência. O SGBDR *PostgreSQL* foi o escolhido, tanto pela licença *Open Source* não restritiva quanto

pelas funcionalidades de particionamento e indexação, atualizadas na versão 12.0 lançada em outubro de 2019.

As principais restrições de desempenho e armazenamento estão ligadas às tabelas de monitoramento da CM e da PMU. São centenas de registros inseridos por minuto, levando a rápida expansão do tamanho físico das estruturas de armazenamento. Técnicas de aplicações OLAP foram aplicadas na modelagem do banco de dados, prezando pelo desempenho em detrimento da normalização e das boas práticas de relacionamento entre as tabelas.

3.5 Conversor C37.118 para AMQP

O módulo conversor C37.118 para AMQP foi criado com o intuito de possibilitar a integração dos dados produzidos pelas PMUs com o broker central de dados, de modo que todos os outros componentes do sistema de monitoramento de qualidade de energia também pudessem acessar as informações dos sincrofasores.

Este aplicativo foi desenvolvido em linguagem *Python* e o seu fluxograma é apresentado na Figura 5. Nesta figura, primeiramente evidencia-se uma etapa de configuração que possui a finalidade de instanciar o socket UDP em uma determinada porta do *host* e configurar a *exchange* do broker *RabbitMQ* para a qual os dados processados serão enviados. Em seguida, os datagramas recebidos através do socket UDP serão processados. Caso o dado recebido seja um *frame* de configuração, os dados necessários para a extração dos *frames* de dados serão armazenados. Por outro lado, caso o dado recebido seja referente a um *frame* de dados e algum *frame* de configuração já tenha sido recebido, o módulo irá extrair as informações dos sincrofasores, encapsulá-las usando o protocolo AMQP e enviá-las para o *broker RabbitMQ*.

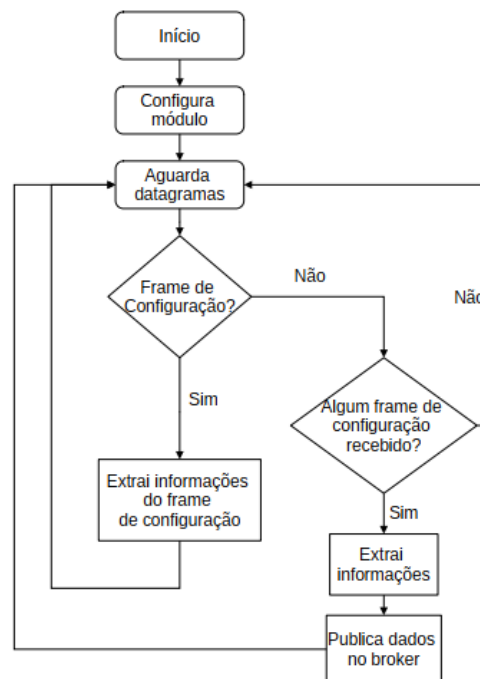


Figura 5. Fluxograma conversor C37.118 para AMQP.

3.6 Gerador de Notificações

O Gerador de Notificações, ou sistema de emissão de alertas, foi desenvolvido com a proposta de realizar a análise em tempo real dos parâmetros de qualidade de energia fornecidos pela Central de Monitoramento (CM), notificando a partir de alertas simples a ocorrência de algum evento de qualidade de energia de acordo com as regras estabelecidas previamente.

Em resumo, temos as seguintes etapas da aquisição dos sinais até a publicação dos alertas:

- Os dados de medição provenientes dos transformadores de instrumentos em ambas as subestações são lidos pela MU320, que por sua vez publica estas leituras em formato *Sampled Values* na rede dos equipamentos do projeto;
- As Centrais de Monitoramento (CMs) coletam os dados *Sampled Values* e a partir dos algoritmos desenvolvidos para este projeto calculam os valores de tensão RMS, frequência e THD (que são utilizados pelo gerador de notificações) além de correntes RMS e amplitude das componentes harmônicas individuais.

As CMs publicam os valores calculados através do protocolo “AMQP” para o *broker* de mensagens *RabbitMQ*, responsável por disponibilizar estes valores aos diversos consumidores existentes no projeto, um deles o gerador de notificações. O gerador de notificações consome os dados de Tensão RMS, Frequência e THD para emissão de alertas em tempo real conforme limites estabelecidos no submódulo 2.9 - “Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica”, do Procedimento de Redes do ONS. (Submódulo 2.9,- Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica, 2017)

Uma vez que um limite é ultrapassado os alertas são enviados ao *RabbitMQ* que irá disponibilizar estes dados a dois consumidores:

- Banco de dados SQL para registro definitivo do alerta.
- Módulo de interface SCADA para disponibilização dos alertas através do protocolo MODBUS.

Toda a operação é realizada em tempo real (considerando o *delay* de transmissão de dados entre os componentes do sistema).

3.7 Interface SCADA

O módulo de interface SCADA foi criado no sentido de disponibilizar alguns indicadores e métricas dos eventos para o acesso através do SAGE da companhia. O protocolo de comunicação com o SAGE escolhido foi o MODBUS TCP.

A implementação deste módulo foi realizada utilizando a linguagem Python e se baseia na biblioteca *pyModbusTCP*, que permite a criação de um servidor MODBUS TCP para a disponibilização dos dados. Vale ressaltar que o SAGE deverá possuir um cliente MODBUS que fará as requisições das informações desejadas. Os indicadores e métricas dos eventos a serem gravados na tabela MODBUS do módulo SCADA para posterior disponibilização ao SAGE são publicados pelo módulo Gerador de Notificações em uma fila específica do *RabbitMQ*. Portanto, este módulo irá consumir as informações desta fila e disponibilizá-las no protocolo MODBUS TCP.

A mensagem publicada pelo gerador de notificações no *RabbitMQ* deve ser no formato JSON, conforme mostrado abaixo:

```

{
  'type': '-int',
  'address': 1000,
  'value': 10
}

```

Em que :

- **type**: tipo de variável a ser escrita. Os valores aceitos são `-int` (inteira), `-bool` (binária), `-float` ou `-string`. O tipo `-float` ocupa 4 palavras de 16 bits, ou seja, 4 endereços. O tipo `-string` ocupa 1 endereço da tabela MODBUS (16 bits) a cada 2 caracteres (e.g., a `string` 'abcd' ocupa 2 endereços). No caso dos tipos `-float` e `-string`, o endereço informado é o endereço da primeira palavra utilizada pelo tipo escolhido.
- **address**: endereço da tabela MODBUS em que a informação será armazenada. Este valor deve ser um número inteiro menor que 5000.
- **value**: Valor da variável.

3.8 Grafana

O Grafana é uma aplicação web de código aberto que provê a observabilidade ao funcionamento do sistema. Para executá-la, foi criado um container *docker* no servidor de aplicações do projeto, em que o serviço do Grafana foi disponibilizado na porta 3000.

A seguir são listadas as principais finalidades do Grafana do âmbito do projeto.

Figura 6 - Apresentação das *dashboards*.

- Monitoramento em tempo real da frequência, tensão e corrente das subestações (Figura 6a);
- Monitoramento de recursos do servidor (Figura 6b);
- Informações de performance do *PostgreSQL* (Figura 6c);
- Informações de performance do *RabbitMQ* (Figura 6d);
- Visualização dos logs de todos os componentes (Figura 6e).

Para que seja possível visualizar os dados através do Grafana, é necessária a configuração de fontes de dados (do inglês, *datasources*). Para cada *dashboard* listada anteriormente, foi necessária a definição de um *datasource* específico. No caso do

monitoramento em tempo real das variáveis elétricas capturadas pela CM, foi utilizada uma consulta SQL diretamente no banco de dados. Para monitoramento constante das operações da camada de persistência e dos recursos do servidor, foi utilizada uma ferramenta chamada *pgwatch2*, que acessa as estatísticas de execução do *PostgreSQL* e as persiste no *InfluxDB*, permitindo acesso posterior pelo Grafana. O *datasource* utilizado para monitoramento do *RabbitMQ* foi o *prometheus*, que armazena as métricas de execução geradas pelo *broker*. Por fim, os logs de todos os componentes do sistema foram agregados por meio do *Loki*, que foi utilizado como *datasource* para a *dashboard* da Figura 6e.

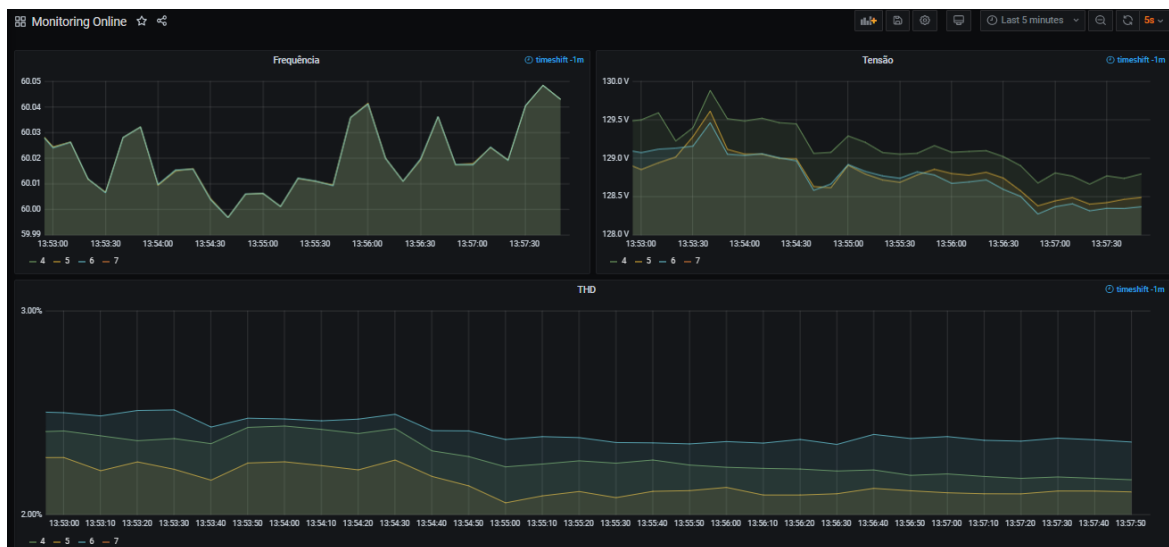


Figura 6a - Monitoramento das grandezas do sistema, como: tensão, frequência e THD.



Figura 6b - Monitoramento de recursos do servidor



Figura 6c - Monitoramento de desempenho do Sistema de Banco de Dados (*PostgreSQL*).

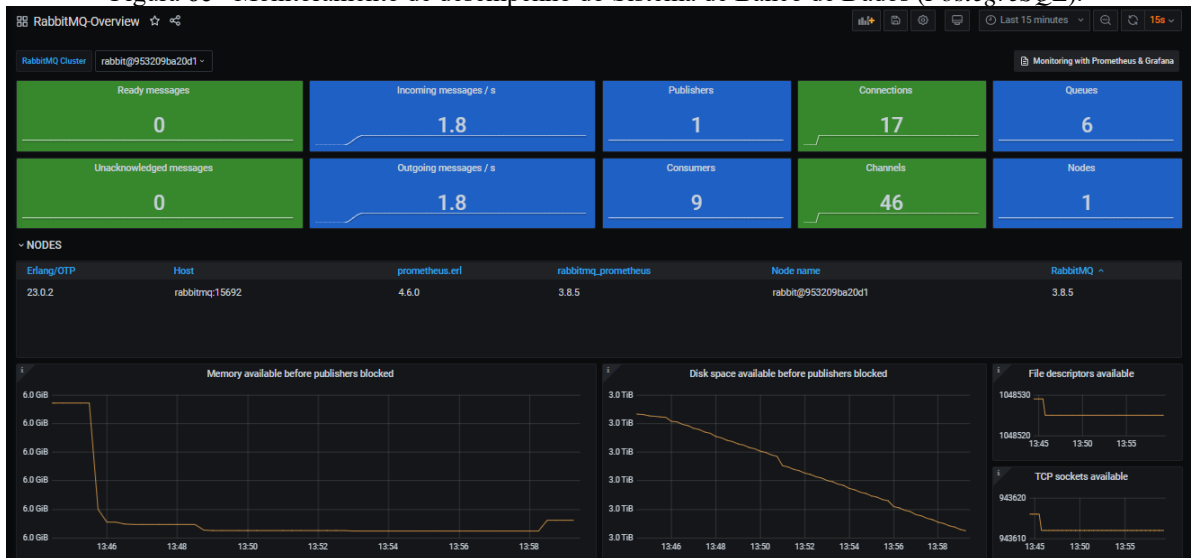


Figura 6d - Monitoramento do *RabbitMQ*.

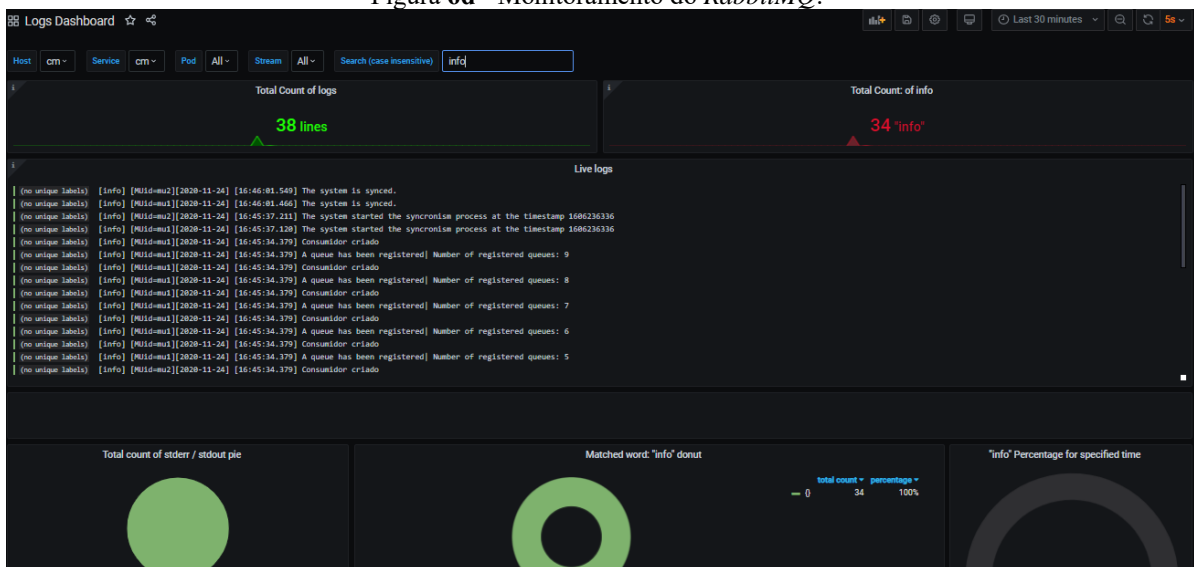


Figura 6e - Visualização dos logs dos componentes do sistema.

3.9 Algoritmos de Processamento de Sinais

Conforme mencionado na introdução deste capítulo, não é o objetivo desta dissertação entrar nos detalhes da implementação do sistema, mas sim descrever uma visão geral de sua implementação. Portanto, esta subseção tem objetivo dar maiores informações sobre os algoritmos de processamento digital de sinais utilizados para a obtenção dos parâmetros de QEE.

A Figura 7 apresenta uma visão geral dos algoritmos implementados. Note a conexão desta figura com a Figura 4 apresentada na Seção 3.2.

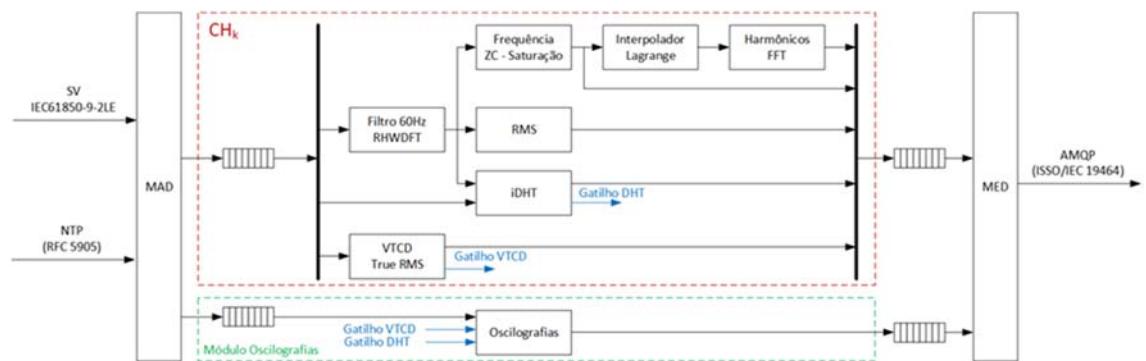


Figura 7 - Diagrama dos Algoritmos de QEE

Na Figura 7 é destacado em vermelho um canal de processamento CHk. Na implementação da CM, existem 8 canais de processamento para os dados advindos da MU, que é conectada aos transformadores, TT e TC, de medição. Conforme já descrito, esses 8 canais se dividem em: três canais para as tensões de fase, para os quais são calculados todos os parâmetros mostrados na figura; três canais para as correntes de linha, para os quais são calculados todos os parâmetros, menos VTCD; e dois canais para tensão e corrente de neutro, para os quais apenas o valor RMS é calculado. É importante ressaltar que todos os canais CHk são executados de forma paralela, enquanto que os algoritmos implementados são executados sequencialmente dentro de cada canal.

Na Figura 7 também é destacado, em verde, o Módulo de Oscilografias. Este módulo é executado em paralelo com o processamento dos canais, e a partir das sinas de Gatilho gerados por qualquer um dos canais, realiza-se o armazenamento dos sinais de oscilografia para todos os canais de tensão e corrente.

A seguir é apresentada uma descrição resumida de cada um dos blocos contidos em um canal genérico.

3.9.1 Filtro de 60 Hz

Em diversas análises de QEE é necessário isolar o componente fundamental para o cálculo de alguns parâmetros. Para o caso do sistema implementado, o componente de 60 Hz é utilizado para o cálculo do RMS instantâneo, a THD instantâneo e Frequência instantânea. O adjetivo instantâneo nos parâmetros anteriores significa que para cada amostra dos sinais de tensão e corrente, um valor RMS, THD e de Frequência é gerado.

Para isolar o componente de 60 Hz foi utilizado um filtro baseado na Transformada Discreta de Fourier (DFT), na sua forma recursiva e utilizando uma janela de *Hanning* (*Power systems signal processing for smart grids*, 2013) (*A new time-varying harmonic decomposition structure based on recursive hanning window*, 2012). A Figura 8 apresenta a resposta em frequência para a DFT utilizando a janela retangular e janela de *Hanning*.

A escolha pela utilização da janela de *Hanning* é devido ao fato de atenuar de forma mais significativa os componentes que se localizam fora do lóbulo principal da janela. Entretanto, como pode ser visto na Figura 8, quando se utiliza a janela de comprimento igual a um ciclo do componente de 60 Hz, o primeiro zero da janela se localiza apenas no segundo harmônico. Portanto, neste projeto, utilizou-se a janela de *Hanning* com comprimento de 2 ciclos.

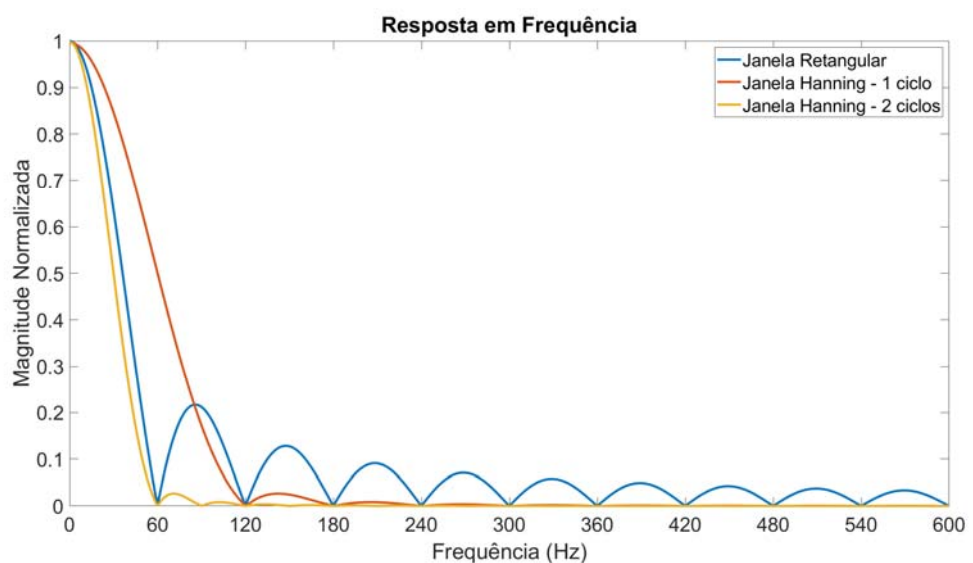


Figura 8 - Resposta em Frequência para a Janela Retangular e Janela de *Hanning*.

A janela de *Hanning* é implementada como um filtro pseudo-recursivo, conforme a equação definida a seguir (*A new time-varying harmonic decomposition structure based on recursive hanning window*, 2012).

$$W_H(z) = \frac{1}{L} \cdot \frac{1 - z^{-L}}{1 - z^{-1}} \cdot \frac{a_0 z^{-1} + a_0 z^{-2}}{1 - 2 \cos(\theta) z^{-1} + z^{-2}} \quad (01)$$

onde $\theta = \frac{2\pi}{L}$, sendo L o tamanho da janela em número de amostras e $a_0 = 1 - \cos(\theta)$

Ressalta-se na equação acima, que o filtro de *Hanning* pode ser interpretado como um filtro média móvel (MAF) em cascata com um filtro de segunda ordem. O MAF utiliza a janela retangular e possui zeros espaçados igualmente sobre o círculo unitário. Note que o MAF possui um polo localizado em $z = 1$, o qual cancela com o zero situado no mesmo local. Também os polos definidos no filtro de segunda ordem de cancelam com zeros do filtro MAF. Por causa deste cancelamento, o filtro é denominado pseudo-recursivo, pois matematicamente não possui polo que não esteja na origem.

A Figura 9 mostra como a componente de 60 Hz é extraída do sinal. Note que o sinal $x[n]$ é primeiramente modulado e filtrado pelo filtro de *Hanning*. Depois os ramos superior e inferior são demodulados e combinados para gerar o componente de 60 Hz.

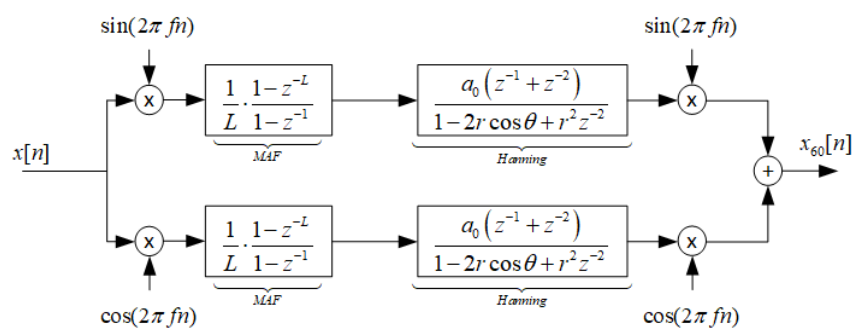


Figura 9 - Extração do componente fundamental utilizando filtro de *Hanning* pseudo-recursivo.

A Figura 10 mostra um exemplo de aplicação do filtro descrito para um sinal contendo distorção harmônica. O sinal em vermelho mostra o componente fundamental extraído. Note que o transitório do filtro dura dois ciclos, uma vez que L corresponde ao número de amostras relativo a dois ciclos do componente fundamental.

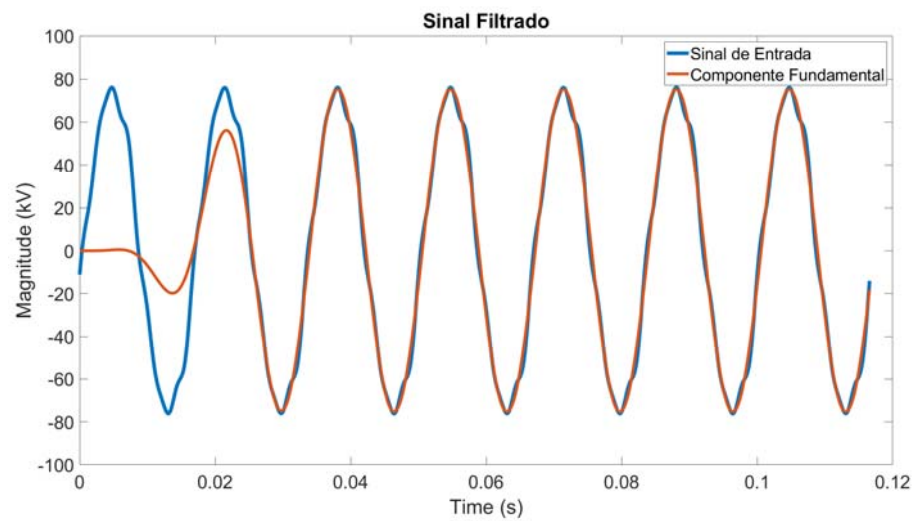


Figura 10 - Sinal Filtrado utilizando o filtro de *Hanning* com comprimento de 2 ciclos.

3.9.2 RMS Instantâneo

Uma vez extraído o componente fundamental pela estrutura anterior, o passo seguinte é a computação do valor RMS instantâneo. O algoritmo para o cálculo do RMS instantâneo, ao quadrado, é descrito pela equação a seguir,

$$Y_{RMS}^2[n] = Y_{RMS}^2[n-1] + \frac{1}{M} (y_h^2[n] - y_h^2[n-M]) \quad (02)$$

em que, M é o tamanho da janela utilizada para o cálculo do valor RMS. No caso desta implementação o valor de M é parametrizável, sendo $M = 256$, que é igual ao número de amostras em um ciclo do componente fundamental foi utilizado. A Figura 11 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra o diagrama de blocos para o cálculo do RMS ao quadrado.

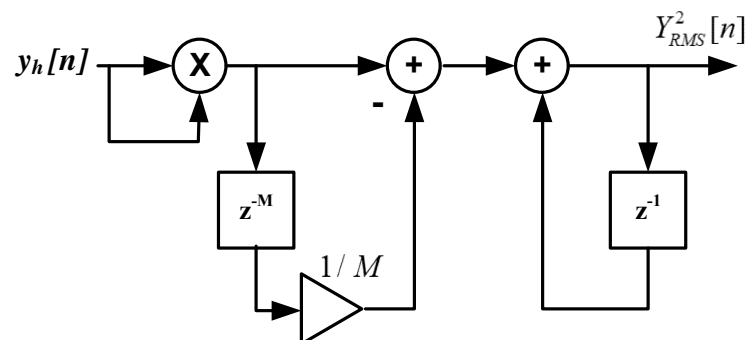


Figura 11 - Diagrama de Blocos para o cálculo do RMS instantâneo.

A Figura 12 mostra o resultado do algoritmo RMS instantâneo para a análise de um sinal contendo distorção harmônica.

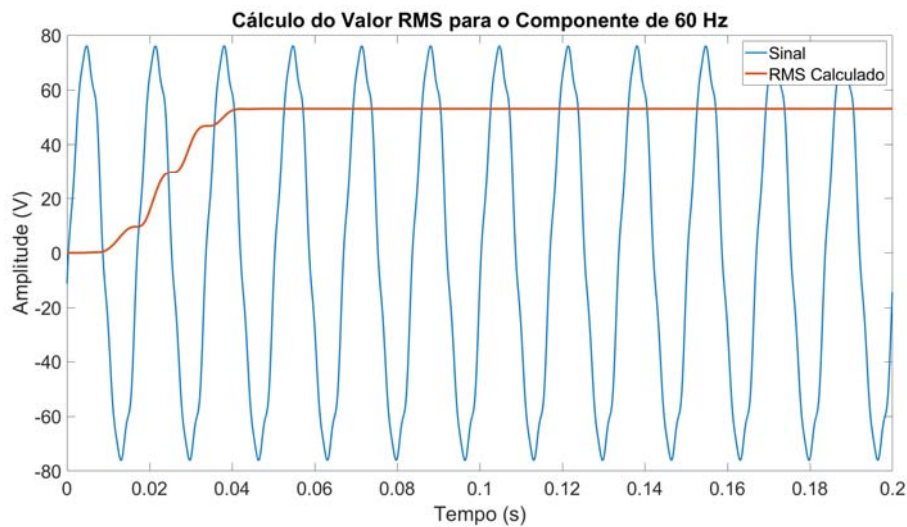


Figura 12 - Cálculo do valor RMS instantâneo para o componente de 60 Hz de um sinal distorcido.

Note que no caso em que $M = N_{ppc}$, ou seja, para janela de 1 ciclo, o tempo do transitório é igual a três ciclos. Dois ciclos de transitório para extrair o componente fundamental, como mostrado na Figura 12, e mais um ciclo de transitório para o cálculo do RMS. O cálculo do RMS instantâneo será utilizado posteriormente para calcular a DHT instantânea.

3.9.3 Distorção Harmônica Total Instantânea

A Distorção Harmônica Total (DHT) ou no inglês Total Harmonic Distortion (THD) é definida para um sinal estacionário, de acordo com a equação abaixo (IEC, 61000-4-7: *General guide on harmonics and interharmonics measurements for power*, 2012).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^H X_k^2}}{X_1} \quad (03)$$

Onde X_k é o valor eficaz do sinal de tensão ou corrente para o harmônico de ordem k e X_1 é o valor eficaz do componente fundamental. Estes valores são calculados, de acordo com a norma utilizando janelas contendo 12 ciclos do componente fundamental para o cálculo da FFT. É importante salientar que o cálculo descrito acima não considera as distorções causadas por componentes interharmônicos que podem estar contidos no sinal.

Uma abordagem mais interessante aos objetivos deste trabalho é gerar o THD instantâneo, ou seja, a cada amostra o THD é calculado, diferente da metodologia sugerida pela norma, em que o processamento é por batelada (por agrupamento de amostras). O THD instantâneo (iTHD) se torna interessante no projeto, pois ao mesmo tempo que indica o valor da distorção harmônica total em estado permanente, ele pode ser utilizado como um indicador de transitórios na rede (não estacionariedade), servindo assim como detector de eventos.

Para a estimação da DHT instantâneo, a Figura 13 é utilizada. Nesta metodologia o filtro de *Hanning* é inicialmente utilizado para obter o componente de 60 Hz e pela subtração do sinal original os componentes harmônicos $x_h[n]$ (e interharmônicos) são obtidos. O valor RMS ao quadrado destes componentes é obtido nos blocos RMS^2 e a partir da divisão dos dois valores (fundamental e harmônicos) obtém-se a distorção harmônica instantânea.

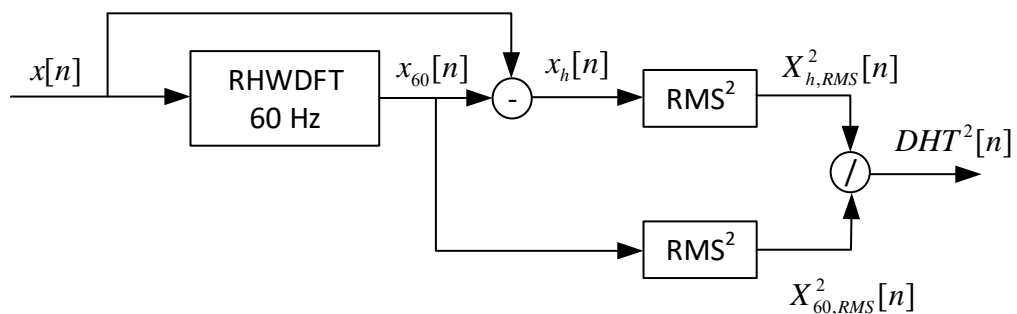


Figura 13 - Diagrama de blocos para o cálculo do DHT instantâneo.

A Erro! Fonte de referência não encontrada. Figura 14 apresenta os resultados obtidos para o cálculo dos valores RMS do componente de 60Hz, bem como para os harmônicos e também o resultado do cálculo do DHT instantâneo. Como pode ser percebido, o sinal altera o seu formato por volta do tempo 0.03s, essa alteração se dá devido a diminuição da intensidade do quinto harmônico, ocasionando a diminuição do THD de 15.68% para 14.05%.

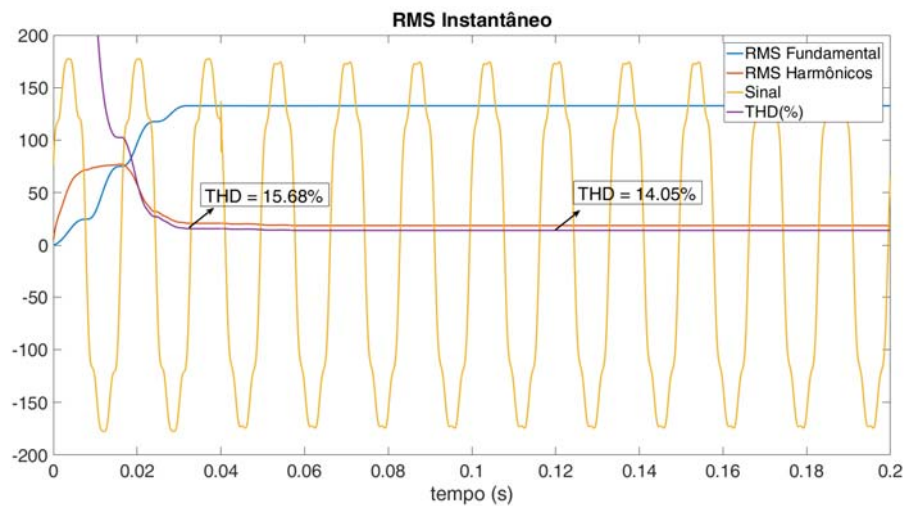


Figura 14 - Gráfico dos valores RMS instantâneos e THD instantâneo.

Na Figura 15 pode ser visto a estimação do DHT em uma situação em que ocorre um afundamento do sinal. Pode-se observar que essa estimação instantânea reflete melhor a realidade do fenômeno que está ocorrendo, visto que a DHT só apresenta variações significativas nos momentos em que ocorrem transitórios nas estimações dos valores RMS devido à variação de amplitude do sinal. Neste caso, a DHT calculada com uma janela de 12 ciclos não refletiria esse comportamento.

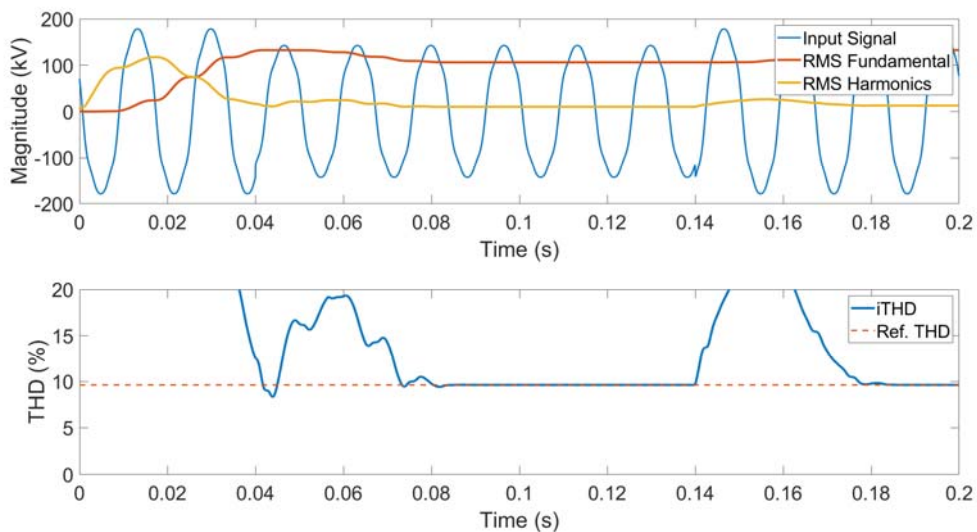


Figura 15 - Gráfico dos valores RMS instantâneos e THD instantâneo.

3.9.4 Estimação da Frequência utilizando o método de cruzamento por zero: ZC

A estimação da frequência dos sinais de potência (tensão ou corrente) é de fundamental importância para a operação dos mesmos, tendo aplicações na proteção, controle e monitoração da qualidade de energia. Existem diversas técnicas disponíveis para se estimar a frequência, destacando-se o método do cruzamento por zero, filtro *notch* adaptativo e PLL (*Phase-Locked Loop*) (*Processing of harmonics and interharmonics using an adaptive notch filter*, 2010) (*Sinusoidal signal estimation from a noisy-biased measurement by an enhanced PLL with generalized error filtering*, 2014).

Tradicionalmente a frequência é determinada estimando-se o tempo entre dois (ou mais) cruzamentos por zero. Este método funciona muito bem caso o sinal for senoidal puro, porém na presença de ruído elevado ou distorções harmônicas o método perde sua eficiência. Assim, para que o método possa ser utilizado nestas situações um pré-processamento deve ser efetuado, de modo a filtrar as distorções harmônicas e ruídos o máximo possível. Esta filtragem já é realizada no sistema pelo filtro de *Hanning*, conforme apresentado na Figura 8. Deste modo a saída $x_{60}[n]$ é utilizada para a estimação da frequência, utilizando o método de cruzamento por zeros.

O método tradicional de cruzamento por zero é ilustrado na Figura 16. Este consiste em contar o número de amostras entre cruzamentos por zero, consecutivos.

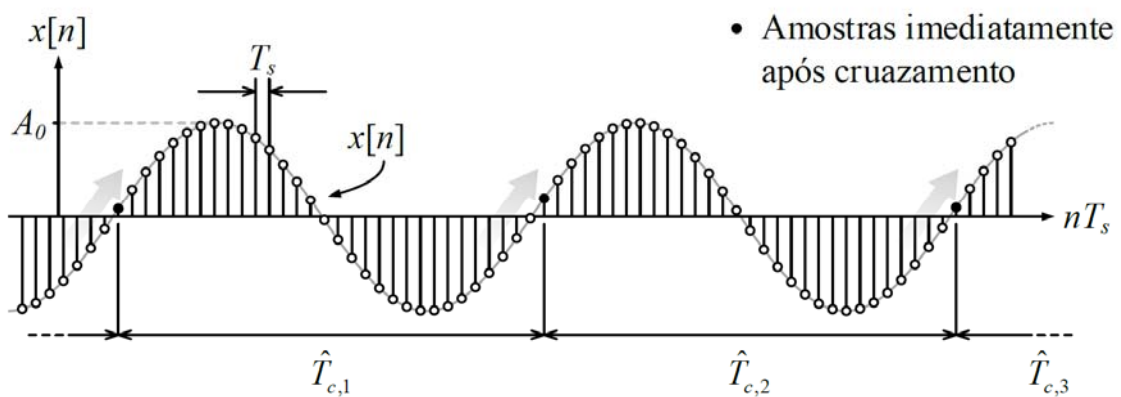


Figura 16 - Estimação da frequência pelo cruzamento por zero.

O período fundamental é obtido multiplicando-se o valor do contador pelo período de amostragem. A frequência estimada para o ciclo k é então obtida como:

$$\hat{f}_k = 1/\hat{T}_{c,k} \quad (04)$$

em que, $\hat{T}_{c,k}$ representa o período fundamental da janela k .

Para melhorar a precisão da frequência, pode-se tomar a média $\hat{T}_{c,k}$ para M períodos, ou seja,

$$\hat{f}_M = M / \sum_{k=1}^M \hat{T}_{c,k} \quad (05)$$

Outro método para melhorar a acurácia do estimador de frequência é utilizar o método de interpolação linear para identificar o momento de cruzamento por zero. A técnica é bem simples e está ilustrada na Figura 17 (*Power systems signal processing for smart grids*, 2013).

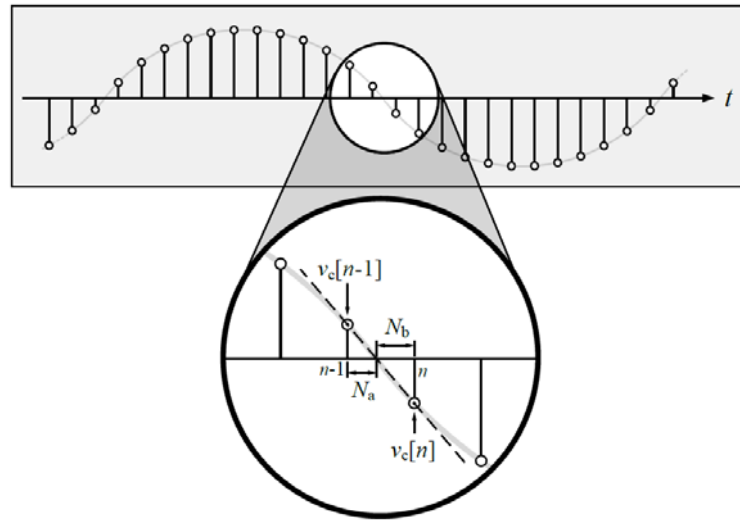


Figura 17 – Amostras no cruzamento por zero: interpolação linear

Uma das grandes vantagens do algoritmo zero *crossing*, é a sua simplicidade de implementação. Porém, como sua estimação de frequência é baseada na contagem das amostras do sinal, a mesma fica comprometida e pode sofrer altas oscilações por conta da presença de afundamentos ou elevações no sinal que causem alguma perda ou acréscimo de amostras. Esse comportamento não reflete a variação de frequência real presente no sinal e sim um comportamento anômalo da própria técnica do zero crossing.

Sabendo que as variações de frequência presentes em sinais elétricos de sistemas de potência são variações suaves, optou-se por realizar uma saturação na saída do algoritmo zero crossing de modo a suavizar essas variações espúrias. A Figura 18 ilustra o acréscimo desse bloco de saturação.

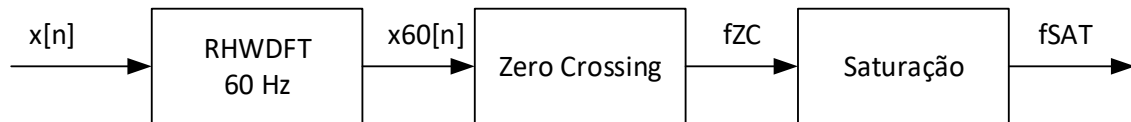


Figura 18 – Diagrama de blocos do algoritmo zero *crossing* com saturação.

A saturação funciona da seguinte maneira: se a variação da frequência de um ciclo para o ciclo seguinte superar um valor limiar pré-estabelecido (nos testes realizados utilizou-se 1Hz), essa variação é reduzida a apenas 1% deste valor. Com isso, obtém-se uma estimação que acompanha de forma mais suave a variação de frequência do sinal. A Figura 19 apresenta os resultados de simulação para um sinal com afundamento.

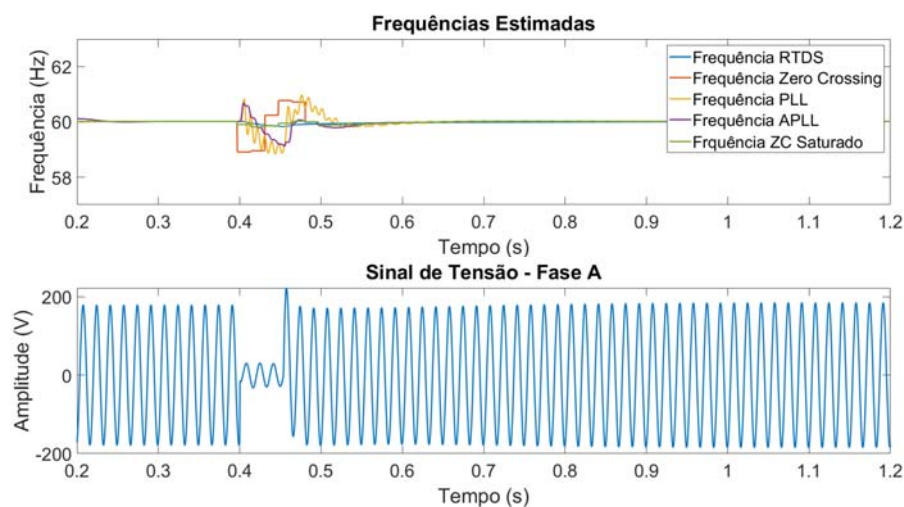


Figura 19 – Estimação de frequência para sinal com afundamento.

Como pode ser percebido através da Figura 19 os algoritmos de estimativa de frequência apresentam grandes variações por conta da presença do afundamento presente no sinal. Esse comportamento é reflexo da variação brusca de amplitude do sinal e não de uma variação brusca da frequência, como pode ser percebido pela curva em azul no primeiro gráfico dessa figura. Nesse mesmo gráfico, pode ser percebido a diferença entre o algoritmo *Zero Crossing* com saturação e sem saturação. O

algoritmo que utiliza a saturação apresenta o comportamento mais suave durante as quedas e elevações de amplitude.

3.9.5 Estimação dos Harmônicos Individuais

As distorções harmônicas presentes nos sinais de tensão em um sistema elétrico de potência ocorrem devido a presença de equipamentos não-lineares conectados ao mesmo. Esses equipamentos drenam correntes que não são puramente senoidais, ocasionando assim distorções nos sinais de tensão devido às quedas de tensão nos elementos do circuito. Essa distorção é causada pela presença de componentes harmônicos e/ou interharmônicos no sinal de corrente. Os componentes harmônicos são aqueles que possuem frequência igual a múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema (para o sistema brasileiro a frequência fundamental é igual a 60 Hz) e os componentes interharmônicos possuem frequências múltiplas não inteiras da frequência fundamental.

Para a correta avaliação da distorção harmônica em sinais elétricos, as normas (IEC 61000-4-30) e (IEC61000-4-7). A primeira estabelece como devem ser realizados os cálculos dos parâmetros relativos a QEE, tais como: frequência; magnitude de tensão; flutuação de tensão; afundamentos, elevações e interrupções de tensão; transitórios; desequilíbrio de tensão; harmônicos e interharmônicos. Já a norma IEC61000-4-7 foca apenas na medição de harmônicos e inter-harmônicos, sugerindo a utilização da Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform - FFT*) utilizando uma janela de sinal contendo 12 ciclos do componente fundamental (para sistemas de 60 Hz). Com esse tamanho de janela, obtém-se uma resolução espectral de 5Hz, ou seja, é possível identificar e estimar com exatidão a amplitude e fase de qualquer componente de frequência que seja múltiplo de 5Hz.

A Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform - DFT*), que pode ser implementada através da FFT, possui resolução espectral fixa dada pela seguinte expressão:

$$R_F = \frac{F_S}{N_P} = \frac{F_F}{N_C} \quad (06)$$

em que, F_s é a frequência de amostragem utilizada, N_p é o número de amostras do sinal contidas na janela, F_f é a frequência fundamental do sinal (60Hz) e N_c é o número de ciclos do componente fundamental contidos na janela.

Componentes de frequência fora da resolução espectral da DFT ocasionam um problema denominado espalhamento espectral, que é o espalhamento da energia desse componente ao longo do espectro causando erros na estimação de outros componentes, mesmo que estes estejam dentro da resolução. Para amenizar esse efeito, a norma IEC61000-4-7 propõe a utilização de grupos e subgrupos de harmônicos e inter-harmônicos, que consistem em agrupar a energia de componentes consecutivos de modo a melhorar a estimação.

Outro fator que interfere nos resultados da DFT, é que a mesma necessita de uma amostragem síncrona do sinal, ou seja, a janela de 12 ciclos do sinal deve conter um número inteiro de ciclos do componente fundamental para que seu resultado seja correto. Como a taxa de amostragem utilizada possui um valor fixo, a amostragem do sinal se torna assíncrona quando a frequência do componente fundamental desvia de seu valor nominal. Para solucionar esse problema, é proposto realizar a interpolação (reamostragem) do sinal.

A técnica de reamostragem pressupõe um amostrador com taxa de amostragem fixa, ou seja, as amostras do sinal de entrada são obtidas igualmente espaçadas, cujo período de amostragem é definido pelo *hardware* do sistema de aquisição. Este período de amostragem é definido supondo-se frequência nominal do sistema em 60 Hz.

A reamostragem utilizada no presente projeto utiliza o interpolador de Lagrange, conforme descrito em (*Power systems signal processing for smart grids*, 2013). Para avaliar o efeito de realizar a amostragem ou não, considere o sinal descrito pela equação a seguir,

$$x[n] = \sum_{h=0}^5 \frac{1}{2h+1} \cos(2\pi(2h+1)f_0 \times T_s \times n) \quad (07)$$

onde T_s é o período de amostragem, f_0 é a frequência fundamental do sistema.

Este sinal é amostrado com uma taxa de amostragem de 256 pontos por ciclo, supondo-se a frequência do sistema em 60 Hz, ou seja, $F_s = 256 \times 60 \text{ Hz}$. Entretanto, a frequência real do sistema está fora da nominal. Usando um exemplo exagerado, a frequência real é $f_0 = 65 \text{ Hz}$, portanto, a amostragem é não síncrona.

A DHT do sinal amostrado de forma não síncrona e do sinal reamostrado é apresentada na Tabela 1. Como a expressão analítica do sinal é conhecida, a DHT real pode ser calculada, sendo igual a 43,83. Observe que o erro da DHT do sinal originalmente amostrado (original) é aproximadamente 60%, enquanto o erro do sinal reamostrado é próximo de zero.

Tabela 1– DHT do sinal original e do sinal reamostrado

	Original	Reamostrado	Real
DHT (%)	17,74	43,81	43,83
Erro (%)	59,52	0,05	---

O elevado erro do cálculo da DHT deve-se ao fato do espalhamento espectral. Quando a amostragem é não síncrona o espectro que deveria estar centrado no componente fundamental e nos harmônicos espalham-se lateralmente, como se fossem inter-harmônicos. Este exemplo mostra a importância da reamostragem na estimação de diversos parâmetros elétrico.

3.9.6 Detecção de VTCD

A norma IEC61000-4-30, bem como o PRODIST módulo 8 (PRODIST módulo 8, 2020), especificam os procedimentos para a detecção de afundamentos e elevações de tensão. Segundo a norma, para medidores de QEE classe A, a detecção dos afundamentos e elevações é realizada utilizando o valor verdadeiro do $\text{RMS}_{1/2}$. O $\text{RMS}_{1/2}$ representa o valor RMS verdadeiro calculado a cada meio ciclo, utilizando uma janela de 1 ciclo de sinal, levando em conta todos os componentes do sinal, não somente o componente fundamental. A Figura 20 mostra como o $\text{RMS}_{1/2}$ é calculado. Note que a cada meio ciclo, o cálculo do RMS é iniciado e um ciclo depois o valor RMS é atualizado. Para que o valor RMS seja atualizado a cada meio ciclo é preciso utilizar dois acumuladores. Um que se inicializa na primeira passagem por zero, e o outro na segunda passagem por zero do sinal senoidal.

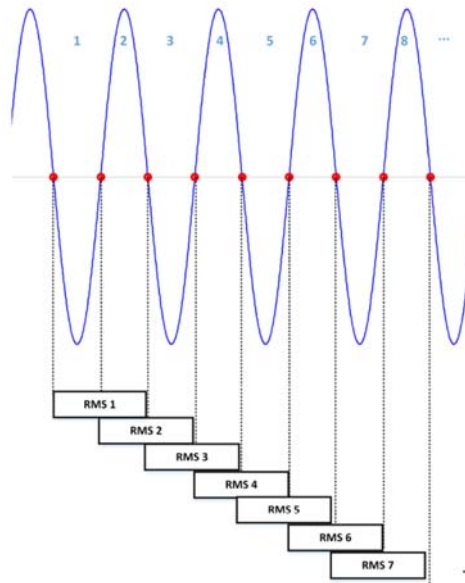


Figura 20 - Ilustração do cálculo do $RMS_{1/2}$

O valor do RMS verdadeiro (*True RMS*) pode ser calculado utilizando a equação a seguir,

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v[n]^2} \quad (08)$$

onde N é o número de amostras e $v[n]$ é a n ésima amostra do sinal de tensão.

Para que a equação acima gere um resultado acurado, o número de amostras deve conter múltiplos inteiros de ciclo do sinal de tensão. A Equação é implementada utilizando acumuladores e contadores, que serão reiniciados a cada ciclo, ou seja:

$$\begin{aligned} acc_i &= acc_i + v[n]^2 \\ cont_i &= cont_i + 1 \end{aligned} \quad (09)$$

onde $i=1$ ou 2 .

Quando o intervalo que se deseja obter o valor RMS é completado, este é calculado por:

$$RMS_{1/2} = \sqrt{\frac{acc_i}{cont_i}} \quad (10)$$

O acumulador 2 inicia $\frac{1}{2}$ ciclo depois do acumulador 1 e assim a cada meio ciclo tem-se um novo valor de $RMS_{1/2}$.

As detecções dos afundamentos elevações são realizadas utilizando-se o valor $RMS_{1/2}$. Dois parâmetros são necessários para ajustar a rotina de detecção que são a

tensão de limiar V_T e o número de amostras N_T em que $RMS_{1/2}$ deve estar abaixo (*SAG*) ou acima (*SWELL*) de V_T , para se evitar falsos alarmes. Uma vez detectado o distúrbio de tensão, a rotina calcula o valor máximo do distúrbio e o número de ciclos em que a tensão $RMS_{1/2}$ ficou fora do valor de limiar.

3.10 Conclusão do Capítulo

O presente capítulo apresentou uma visão geral do sistema de monitoramento de QEE (SMQEE). Inicialmente foi apresentada a arquitetura do sistema, descrevendo seus principais módulos. Mostrou que a Central de Monitoramento constitui um dos principais módulos desenvolvidos no projeto, uma vez que neste módulo foi implementado os aplicativos para a estimação dos parâmetros de QEE, bem como o registrador de perturbações. Também se destacou como o sistema possibilita a integração dos diferentes dispositivos através do conceito de *broker* de dados, cuja função principal é ser um agente intermediador que atua como facilitador da comunicação entre diversos atores. Por fim, apresentou-se os principais algoritmos de processamento digital de sinais para a estimação dos parâmetros de QEE. A descrição destes algoritmos foi realizada de modo geral, destacando as metodologias empregadas, sem, no entanto, apresentar detalhes das descrições e implementação dos algoritmos. No próximo capítulo serão apresentados os resultados obtidos como o SMQEE.

4 CAPÍTULO – RESULTADOS DO SISTEMA

4.1 Introdução

Neste capítulo será abordado o detalhamento do hardware adquirido, bem como a instalação dos equipamentos nas instalações. Abordaremos também o desenvolvimento do protótipo, além das características do local escolhido para a instalação do sistema em campo e os resultados obtidos em cada etapa.

4.2 Descrição do *hardware* utilizado

Abaixo na figura 21, observa-se a arquitetura do Protótipo de Aquisição de Dados baseado em *Sampled Values* (SV) proposto para o projeto.

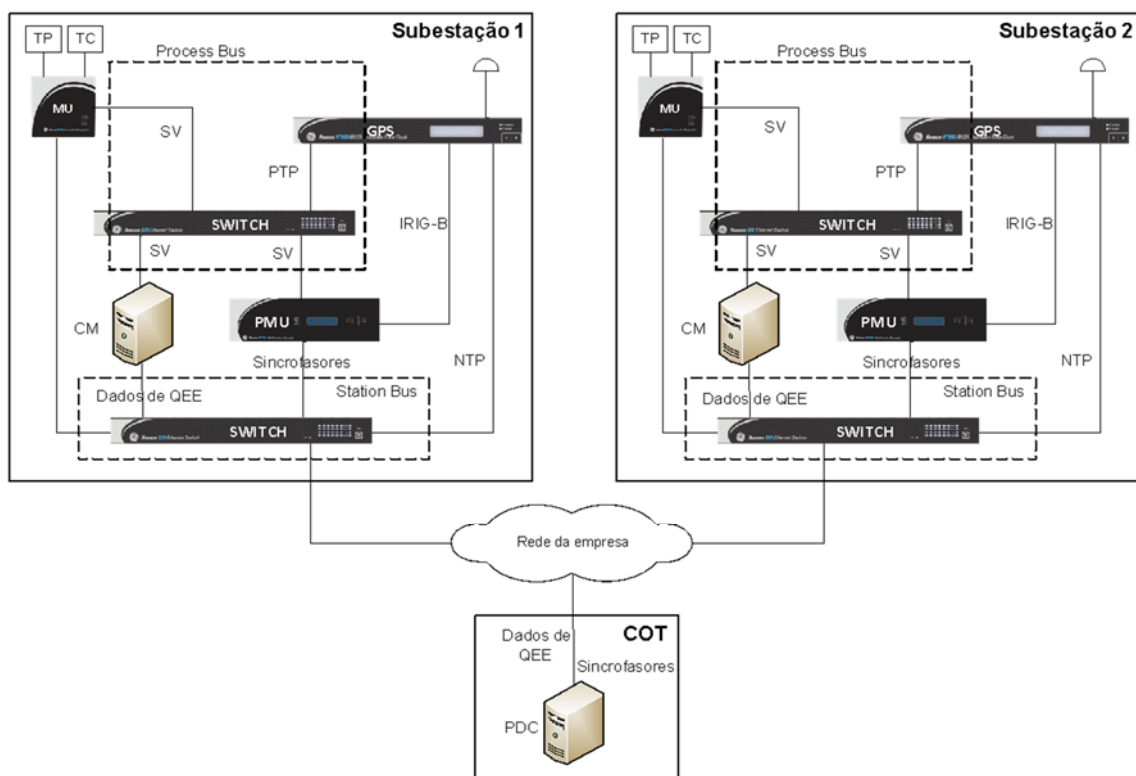


Figura 21 - Arquitetura protótipo aquisição dos dados.

A arquitetura do sistema está baseada em um Registrador de Perturbações modelo RPV311, identificado como "PMU", conectado a uma *Merging Unit* MU. O RPV311 foi configurado para adquirir os dados de medição SV enviados pela MU. As unidades RPV311 e MU são sincronizados por IRIG-B com conexão ótica, a partir

de um relógio GPS RT420. A MU foi configurada para o perfil de proteção (80 pontos por ciclo).

O barramento de processos, neste caso, foi montado como um cabo de rede conectando diretamente a MU ao RVP311, ponto a ponto. Todos os equipamentos são conectados a um barramento de estação através de um *switch*.

Os sincrofases de ambas as PMUs são enviadas para um CM. Os valores de Distorção Harmônica Total (THD) por fase, em %, bem como o Índice de Desbalanço de cada circuito trifásico de tensão, em %, todos calculados pelo RVP311. São enviados também no frame de PMU como sinais analógicos.

A central de monitoramento CM é sincronizada por NTP a partir do relógio GPS. Este equipamento recebe, trata, armazena e disponibiliza todos os dados obtidos.

Todos os equipamentos supracitados implementam o padrão IEEE 1588v2 (IEEE SA 2a versão, 24/07/2018), que foi lançado em 2008. Atualmente, há um *working group* do IEEE trabalhando na nova versão desse padrão, a qual será compatível com a versão atual, padrão IEEE 1588v2 (IEEE SA 2a versão, 24/07/2018).

O equipamento GE Reason RT430 (GPS) é o responsável por gerar o *grandmaster clock* e é a fonte primária de temporização para todos os elementos da rede. Esse equipamento sincroniza seu relógio interno com o GPS, possibilitando assim uma sincronização global dos relógios da rede NTP (*Network Time Protocol*).

O equipamento GE Reason S20 (*Switch*) é o responsável em distribuir o *grandmaster clock* para todos os nós da rede local.

O equipamento GE Reason MU (MU320) é o elemento responsável por gerar os *sample values* e inserir as estampas de tempo nos *sample values*.

Todo este conjunto pode ser observado na figura 22 em formato de protótipo desenvolvido para os ensaios iniciais do projeto.



Figura 22 - Protótipo de Aquisição de Dados em SV.

4.2.1 Simulações e registros reais do sistema implementado

Dentro do projeto utiliza-se o modelo de simulação da linha de transmissão construído usando o *software* iterativo RSCAD do RTDS (*Real Time Digital Simulator*) foi aperfeiçoado seguindo os parâmetros característicos e medidos informados pela Transmissora, sabendo sua localização geográfica (Vila do Conde - Castanhal). As principais características desta linha incluem:

Tensão	230 kV
Conexão	Vila do Conde – Castanhal
Distância	130 km
Compensação	50% através de banco série instalado na SE Castanhal
Resistência seq. positiva	0,0869 Ω /km
Resistência seq. Zero	0,4785 Ω /km
Reatância seq. Positiva	0,47856 Ω /km
Reatância seq. Zero	1,7155 Ω /km
Resistividade do solo	1500 Ω /m
Carregamento da LT	1.400 (Longa Duração) / 1.722 (Curta Duração) A
Distância entre torres (vão médio)	454 m
Cabo condutor	2x CAA TERN

Tabela 2 - Parâmetros da LT 230kV Vila do Conde Castanhal C1.

O bloco funcional da linha (representação gráfica) é mostrado na Figura 23.

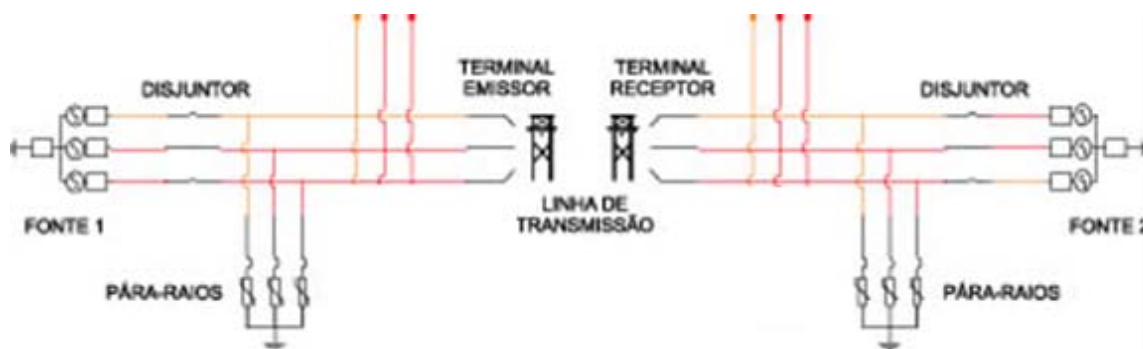


Figura 23 - Modelo de linha de transmissão, simulado no RTDS.

O modelo da linha trifásica segue uma configuração a parâmetros distribuídos com parâmetros dependentes da frequência, podendo ser especificados os valores de sua resistência, e reatâncias. Ainda, como a linha possui uma compensação série, esta foi modelada através da inserção de banco de capacitores série, seguindo os parâmetros informados pela Transmissora. Neste caso, o modelo utilizado no RTDS inclui capacitores e seus sistemas de proteção MOV's (*Metal Oxide Varistors*, em português, Varistores de Óxido Metálico) conforme apresentado na Figura 24.

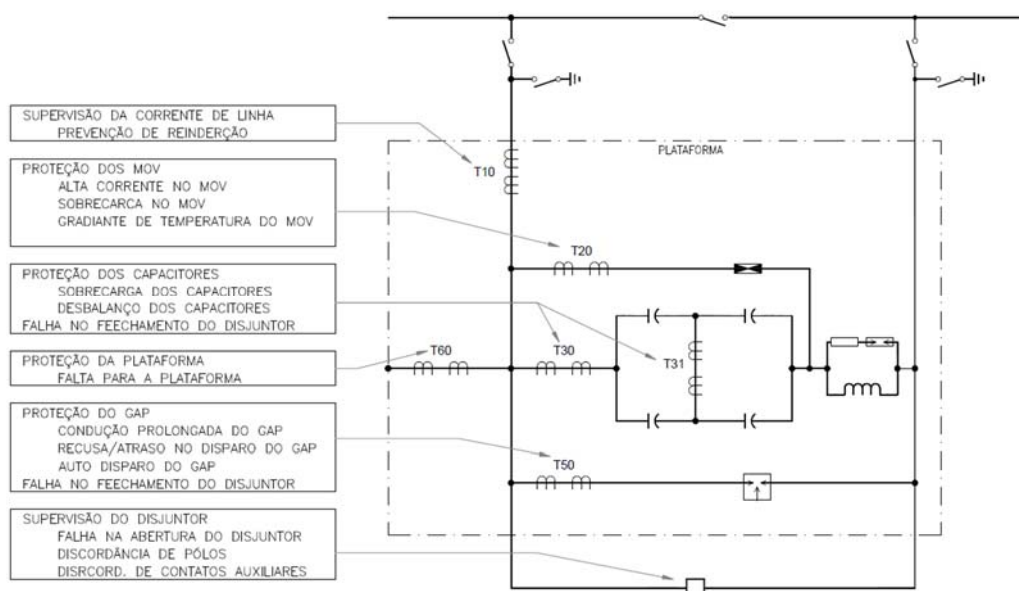


Figura 24 - Diagrama Unifilar simplificado do banco série

Os bancos de capacitores série atuam em uma linha de transmissão reduzindo sua reatância série, aumentando assim a capacidade de fluxo de energia desta linha.

Os benefícios desta utilização incluem melhoras nas margens de estabilidade, melhor divisão de carga em caminhos paralelos, perdas de transmissão reduzidas e queda de tensão reduzida no sistema durante perturbações graves.

Um sistema de proteção típico para um banco de capacitores série consiste em um varistor de óxido metálico (MOV), *air gap*, reator de amortecimento e um disjuntor de *by-pass*. O varistor serve para fornecer proteção contra sobretensão ao capacitor série durante falhas no sistema de potência. O *gap* é controlado para disparar no caso de excesso de energia do varistor. O disjuntor de *by-pass* fecha automaticamente no caso de condução prolongada do *gap* ou outras contingências da plataforma. O reator de amortecimento limita a descarga do capacitor resultante do fechamento do *gap* ou do disjuntor de *by-pass*.

O sistema composto pelo banco de capacitor série e proteção foi modelado na subestação Castanhal com os dados fornecidos pela Transmissora:

- Potência Nominal Total: 151 MVA_r;
- Impedância Nominal: 29,3 Ω;
- Tensão Máxima durante faltas: 124,3 kV_{pico};
- Tensão de Limitação dos MOVs: 124,3 kV_{pico};
- Capacidade de Energia Nominal dos MOVs: 45,4 MJ.

Os dados repassados não contam com as especificações da reatância de amortecimento, que serão solicitadas à Transmissora para adequação do modelo. Para os fins de simulação utilizou-se um conjunto de reatância de amortecimento conforme a Figura 25. Os valores dos elementos são:

- $R1 = 1.0 \Omega$;
- $L1 = 2.0 \text{ mH}$;
- $R2 = 0.01 \Omega$.

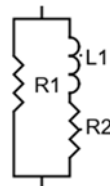


Figura 25 - Reatância de Amortecimento

Apesar de seus efeitos benéficos no sistema, pesquisas apontam (P. F. Ribeiro, 1985) que este conjunto pode introduzir problemas adicionais e tornar as condições

de operação desfavoráveis aos relés de proteção que utilizam técnicas convencionais e incluir fenômenos, como: inversão de tensão e/ou corrente, oscilações sub-harmônicas e transientes adicionais causados pelos disparos do gap pela proteção térmica dos MOVs.

As fontes de alimentação, cargas lineares e não lineares foram adicionadas ao modelo de simulação. A fonte de tensão que alimenta o circuito modelado é trifásica e de 230 kV, sendo uma fonte de tensão com possibilidade de inserção de harmônicas de ordens variadas e possibilidade de alterar o valor da frequência fundamental. A frequência do sistema é mantida constante e igual a 60Hz, porém pode ser alterada para atender às necessidades desta etapa de simulação. Neste caso, a fonte permite inclusão de tensões harmônicas de até 4 ordens múltiplas da fundamental.

As cargas demandadas de ambas as subestações seguem um modelo de potência constantes para a frequência fundamental. Nas demais frequências, são derivadas em elementos passivos (resistência e reatância em série ou paralelo). Neste caso, é possível especificar valores limites mínimos e máximos de excursão das potências demandas e o valor inicial das mesmas (valores especificados para o fluxo de potência ser executado). Ou seja, os valores especificados para o ponto de operação que será analisado no *software*.

As cargas não lineares foram modeladas por fontes de corrente constantes, permitindo maior controlabilidade de seus valores durante a simulação, podendo-se variar amplitude e ângulos de cada uma, assim como a frequência do sinal injetado no sistema, fato que possibilita injeção de correntes inter-harmônicas. Quatro fontes de corrente são simuladas (com frequências de 60, 180, 300 e 420 Hz, apenas tomadas como exemplo), sendo cada uma delas injetada na rede através de um bloco de fonte de corrente conectado em paralelo com a carga linear no barramento (subestação). Magnitudes e ângulos podem ser livremente escolhidos possibilitando maior diversidade de simulações.

Oscilografias foram geradas para a equipe de processamento de dados e sinais, relativas às formas de onda de tensão (em cada subestação) e corrente na linha exportadas das duas subestações. Todas as oscilografias, conforme estabelecido anteriormente, foram exportadas em formato COMTRADE (.cfg) a fim de permitir compatibilidade com os equipamentos a serem instalados em campo. Todos os sinais foram exportados a uma taxa de amostragem de 256 pontos por ciclo, considerando a

frequência fundamental igual a 60Hz, através da determinação do passo de simulação do RTDS para 65,10 microssegundos, mantendo-se os critérios anteriores.

4.2.2 Montagem dos elementos e testes associados

Na presente configuração, os sinais de tensão e corrente estão sendo externados do RTDS para a caixa amplificadora Omicron CMS156 através da placa GTA0 (*Giga-Transceiver Analogue Output Card*). No intuito de garantir a confiabilidade dos dados externados, várias simulações foram conduzidas. Para tanto, a validação contou com o uso de um Osciloscópio Tektronix TDS 2024C conforme ilustrada abaixo na Figura 26.

Anteriormente aos testes conjuntos entre os equipamentos, realizou-se teste preliminar na caixa amplificadora a fim de verificar a existência de defasagem entre os sinais de entrada e saída, assim como as saídas entre si. Observou-se a defasagem entre os sinais de entrada e saída na ordem de $2,3^\circ$ em conformidade com os dados técnicos apresentados pelo fabricante (*Phase lag at 50/60 Hz: $1.95^\circ/2.34^\circ$*). Esta defasagem representa para os sinais de 60 Hz um atraso de 0,106 ms. Os relés de proteção atuais possuem tempo de operação na ordem de 25 ms. Dessa forma foi considerado que o atraso devido à caixa amplificadora não afetaria os testes a serem conduzidos no projeto. Outro teste realizado visava a verificação de defasagem entre saídas distintas. Para isto a equipe realizou a injeção do mesmo sinal em todas as entradas da caixa amplificadora e pôde constatar que não há defasagem entre os sinais de saída.



Figura 26 - Validação da caixa amplificadora Omicron CMS156

O sistema utilizado nas simulações é apresentado na Figura 27 - Sistema completo para validação da caixa Omicron CMS156, onde o modelo da linha é o mesmo apresentado na figura 23, com os parâmetros da linha “Vila do Conde - Castanhal” fornecidos pela Transmissora. No lado da carga foram introduzidas fontes harmônicas variáveis de ordem 3, 5 e 7, no lado da geração foi utilizado uma fonte ideal atrás de uma impedância (equivalente de rede) e cargas lineares foram conectadas em ambas as extremidades da linha.

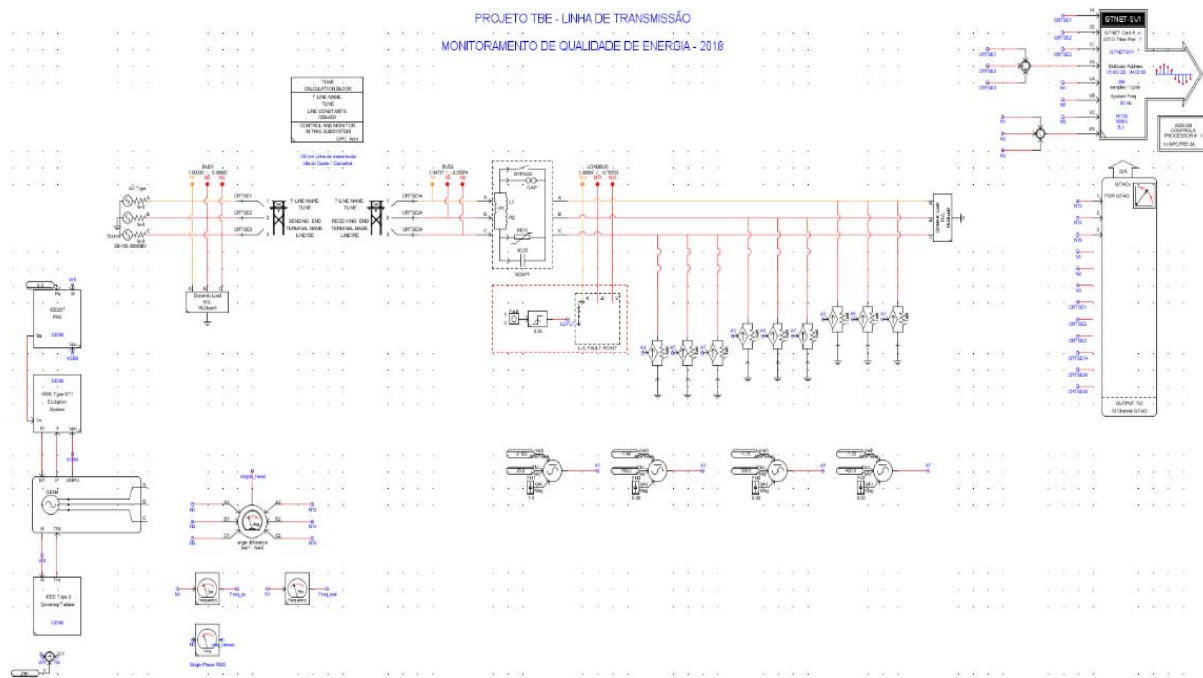


Figura 27 - Sistema completo para validação da caixa Omicron CMS156

Nas figuras 28 e 29 são apresentadas as formas de onda de duas simulações. Uma sem conteúdo harmônico e outra com distorções harmônicas.

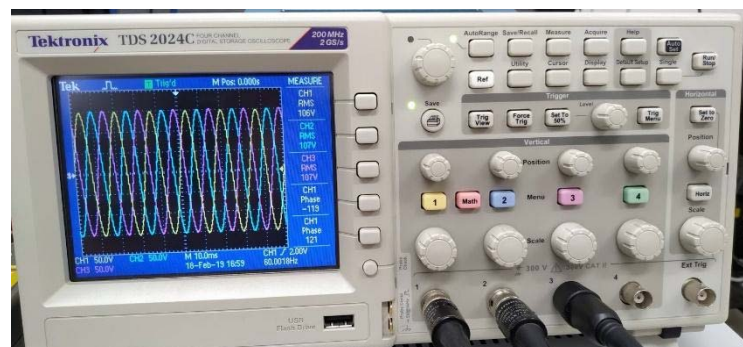


Figura 28 - Simulação do sistema sem conteúdo harmônico

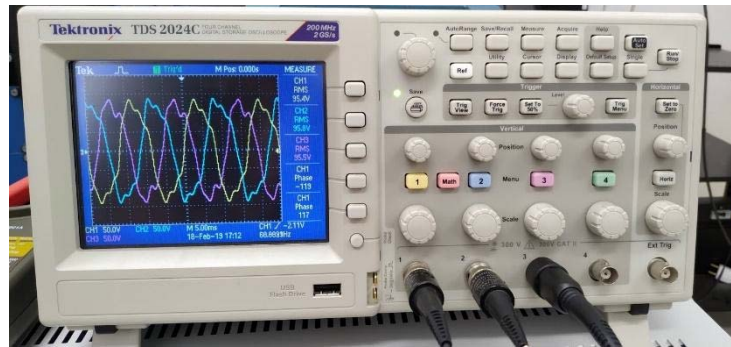


Figura 29 - Simulação do sistema com distorções harmônicas

A correta configuração da placa GTA0 e da caixa amplificadora obtidas na presente etapa permitirá a conexão do IED/Relé no esquema HIL (*Hardware in the Loop*) e conseqüentemente permitirá avaliar a operação do relé frente a diversos cenários de qualidade de energia.

4.3 IMPLEMENTAÇÃO EM CAMPO

Em 31 de janeiro de 2021, foi concluída a instalação física do sistema de monitoramento com seus recursos de *hardware* e *software* em ambos os terminais da LT 230kV Vila do Conde Castanhal – Circuito 1. Com isso foi possível realizar a implementação do protótipo e finalizar as configurações dos equipamentos e servidores em ambas as subestações (Vila do Conde e Castanhal). Na Figura 30 é apresentada a arquitetura de comunicação dos dados entre as duas subestações e os elementos que compõem a infraestrutura do protótipo, assim como o *link* externo para acesso dos pesquisadores e demais interessados.

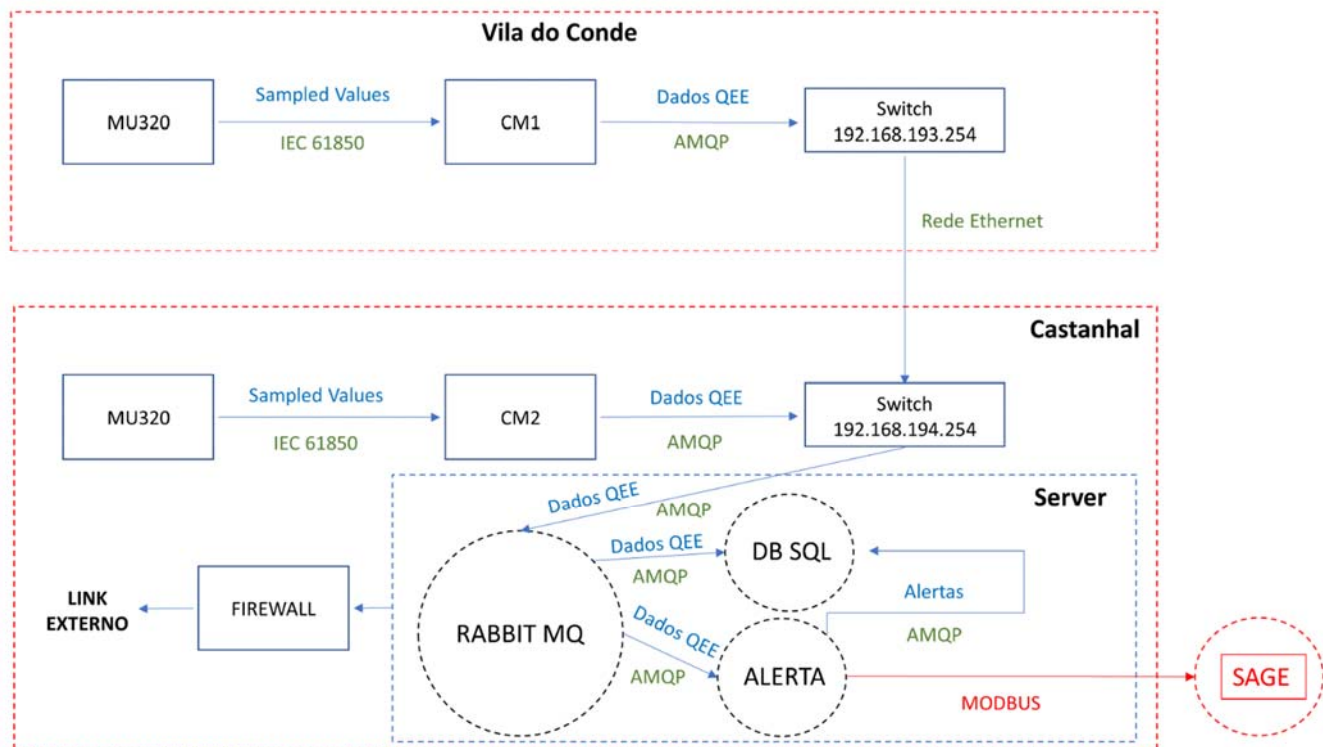


Figura 30 - Arquitetura de comunicação de dados

Os equipamentos responsáveis pela aquisição das medições dos sinais disponibilizados pelos TTs e TCs, resumidamente apresentados como MU320 (responsável pela publicação dos *Sampled Values*), encaminham os referidos dados para a CM instalada respectivamente em cada subestação.

As CMs, por sua vez, realizam o processamento digital dos dados recebidos, publicando assim os dados de qualidade de energia (V_{rms} , I_{rms} , THD, Freq, etc.) através do protocolo AMQP para os *switches* de comunicação interna instalados em cada subestação.

Os *switches*, por sua vez, fazem a intermediação entre os dados recebidos pelas CMs redirecionando-os para o *SERVER* onde está sendo executado o *RabbitMQ* (*Broker* de mensagens responsável por receber os dados no protocolo AMQP e distribuí-los para os diversos consumidores interessados).

O *RabbitMQ* distribui os dados recebidos entre os consumidores que os requerem, no caso, o banco de dados SQL para o armazenamento das informações em tabela relacional, e o sistema emissor de alertas, que analisa os dados em tempo real e emite alertas baseado em limites pré-estabelecidos.

O sistema de alerta publica, por sua vez, tais alertas ao *RabbitMQ* que o distribuirá novamente ao banco de dados SQL para persistência e está sendo implementada a interface MODBUS com o SAGE para a disponibilização dos alertas aos operadores disponível através de link externo conforme figura 31.

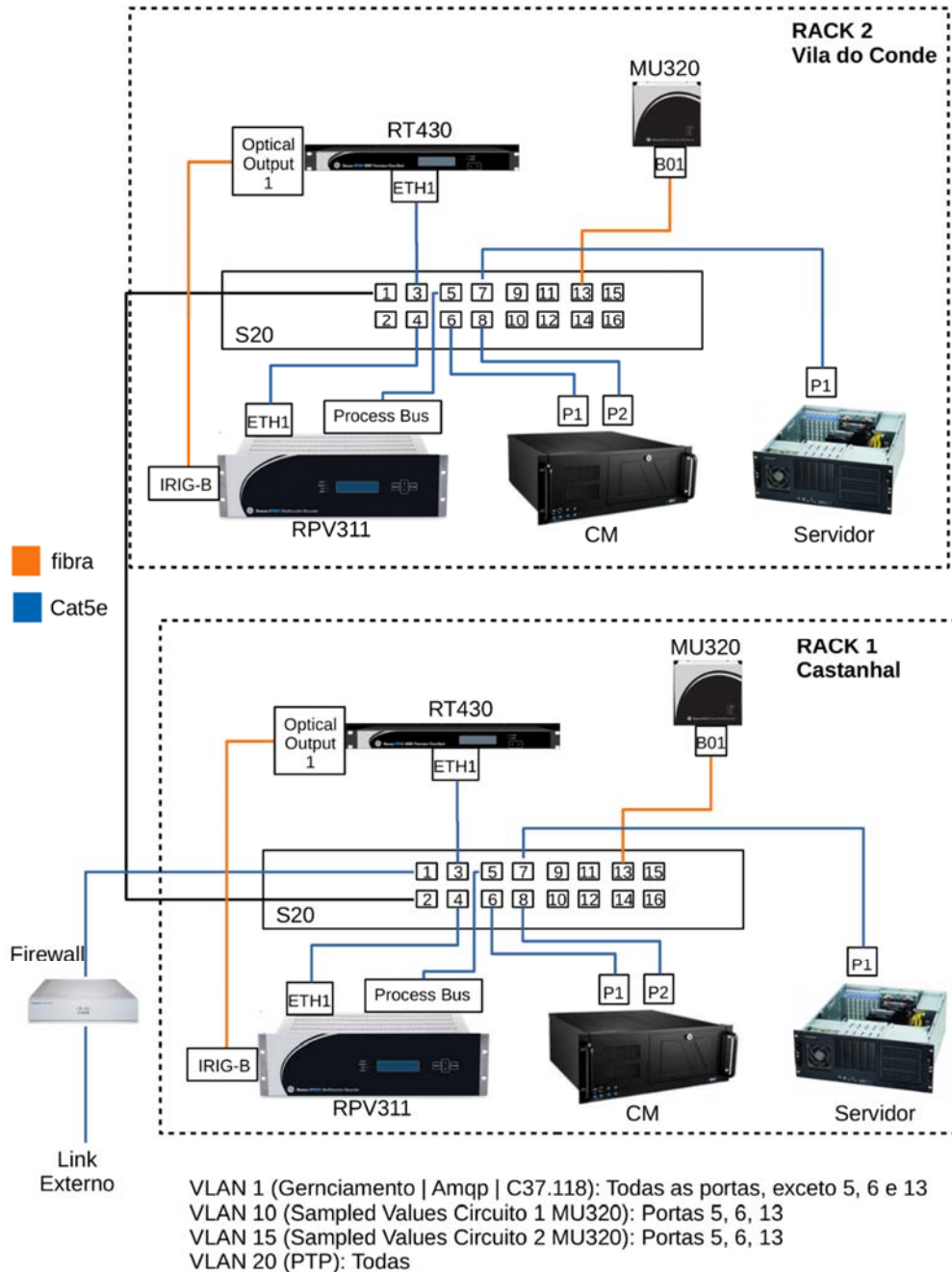


Figura 31 - Detalhes da Conexão Física entre os equipamentos nas subestações

O sistema foi concebido atendendo os padrões exigentes da transmissora, utilizando painéis de proteção desenhados para subestações de alta/extra tensão, conforme podemos observar na figura 32 a seguir:

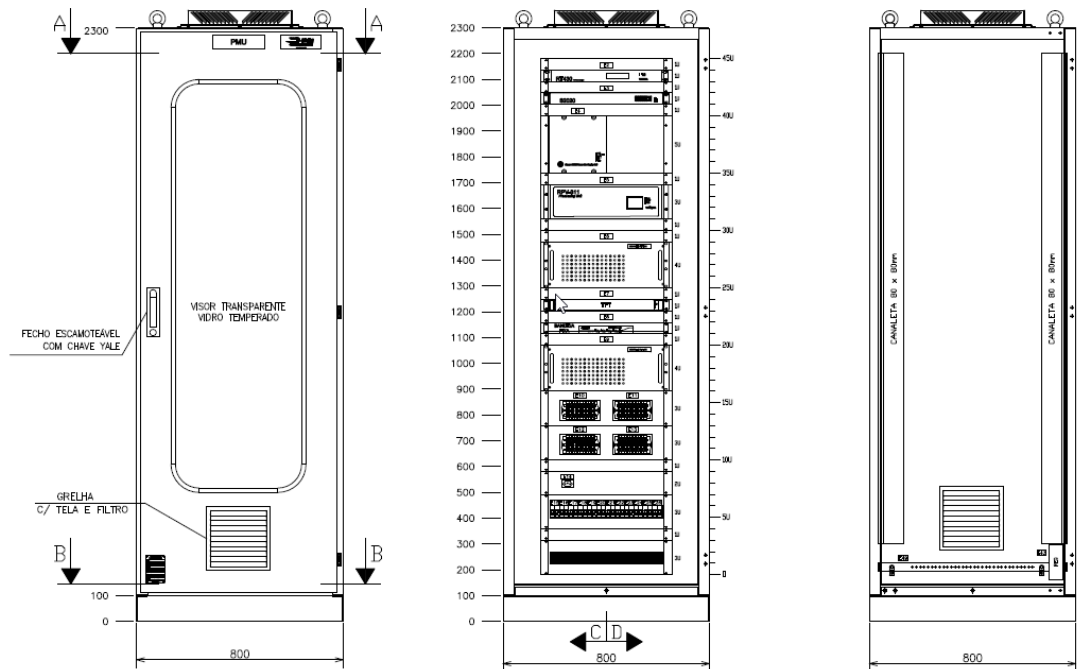


Figura 32 - Detalhes construtivos do painel

Também é importante destacar os trabalhos efetuados durante a construção dos painéis, instalação e comissionamento nas SE's Vila do Conde e Castanhal. Nas figuras 33, 34 e 35 abaixo podemos representar parte destas atividades.



Figura 33– Montagem dos painéis em fabrica



Figura 34 – Testes em fabrica



Figura 35 – Comissionamento em campo

4.3.1 Análise dos dados adquiridos na SE de Castanhal

A Figura 36a mostra a corrente medida em Castanhal no dia 12/04/2021 no período de 1 dia. A partir desta figura é possível observar o perfil de carga de uma segunda-feira normal.

A Figura 36b mostra o perfil de tensão na mesma segunda-feira na SE de Castanhal. No gráfico são mostrados os limites de sobretensão e subtensão. Não houve violação dos níveis de tensão em nenhum momento neste dia.

A Figura 36c mostra o valor THD da corrente. Este valor ficou sempre abaixo de 2%.

A Figura 36d mostra o valor THD da tensão em Castanhal. No gráfico são mostrados os limites de THD inferior e THD superior que não foram ultrapassados em nenhum momento, estando em conformidade com o Submódulo 2.9

(Procedimento de Redes do ONS, 2019) - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica.

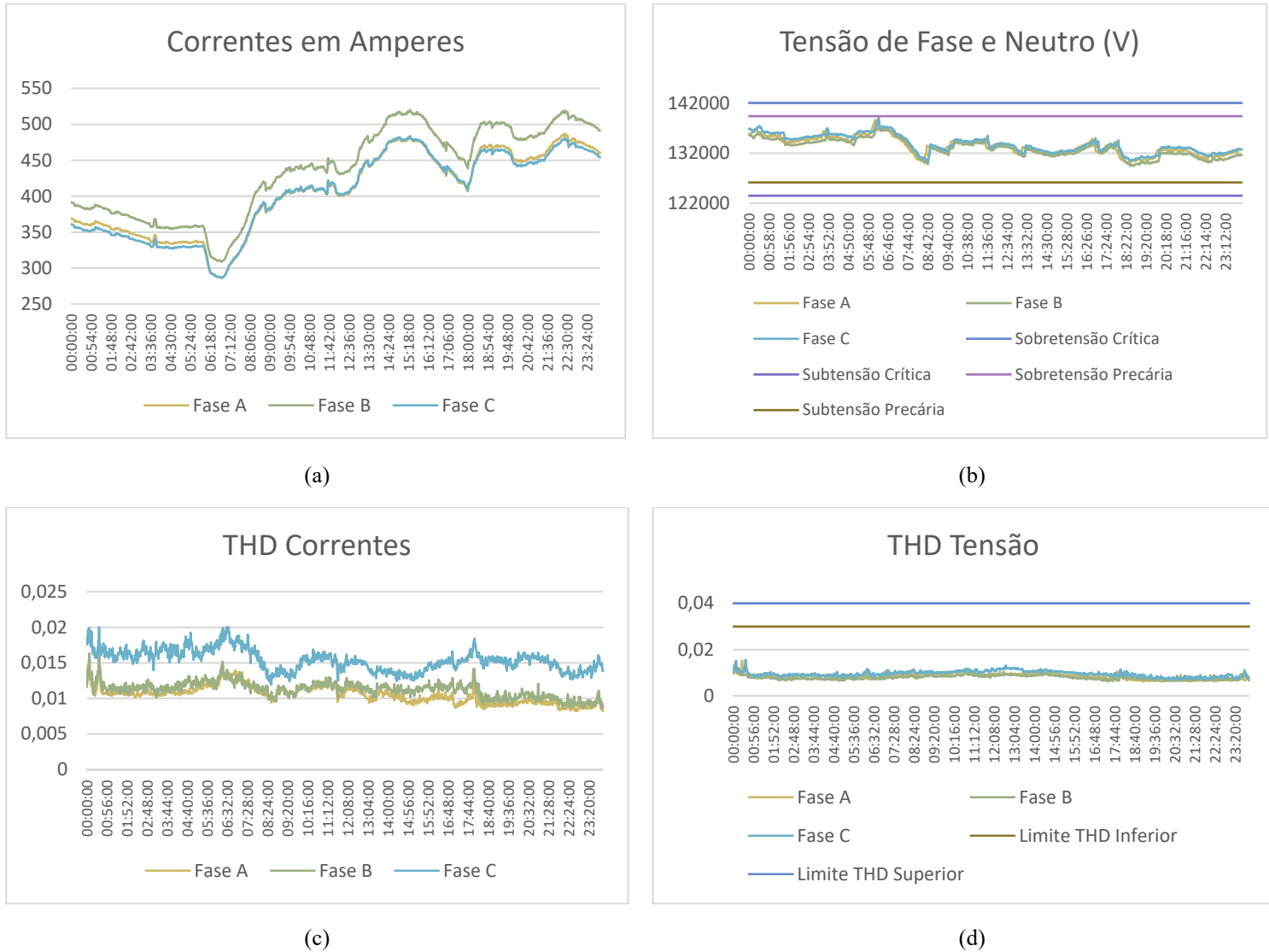


Figura 36 – Dados na Subestação de Castanhal em 12/04/2021

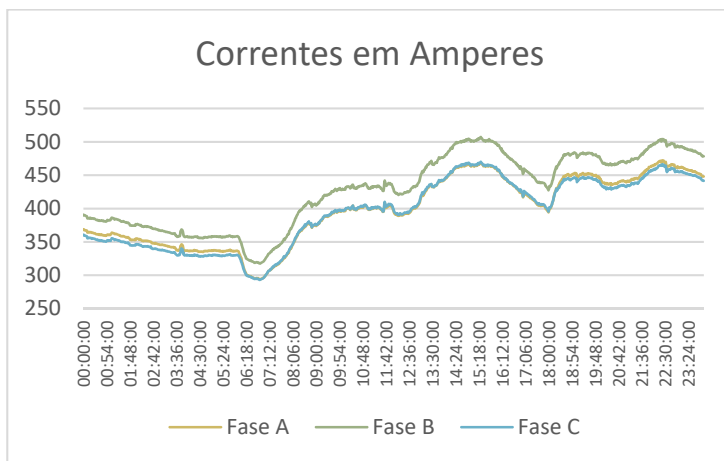
Os parâmetros da Vila do Conde no mesmo dia estão apresentados na Figura 37. Algumas observações são feitas abaixo:

A Figura 37-b mostra que a tensão da SE Vila do Conde permanece acima do limiar de sobretensão crítica considerando o valor nominal de tensão da linha em 230kV. O nível de tensão adotado em Vila do Conde é determinado não só pelo operador da linha, mas pelo ONS. Preserva o interesse em evitar a subtensão nos terminais finais da linha, como Castanhal e Santa Maria.

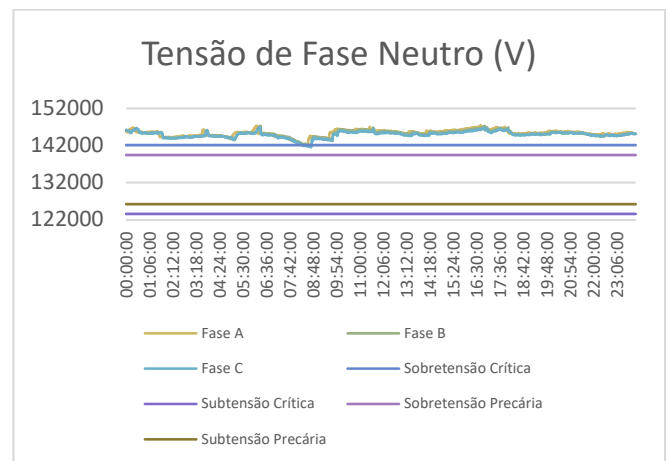
Tal fato levanta curiosidade sobre os possíveis impactos do nível superior de tensão para os consumidores atendidos pela subestação de Vila do Conde e os equipamentos de medição e proteção utilizados neste terminal, que apresentam valores nominais de tensão de 242kV, porém o terminal opera em aproximadamente 250kV durante todo o dia, chegando a valores superiores a 254kV nos limites superiores.

A Figura 37-d mostra que o THD de tensão para uma das fases ultrapassa o limite THD inferior. A violação do limite é observada durante todo o período. Tal comportamento se repete em outros dias analisados caracterizando assim uma violação consistente do limite inferior de THD segundo o Submódulo 2.9 (Submódulo 2.9 - Procedimento de Redes do ONS, 2019).

Destaca-se deste documento que “Uma campanha de medição de tensão deve ter duração de 7 (sete) dias consecutivos, de acordo com protocolo de apuração estabelecido para o indicador em análise, considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos” (Submódulo 2.9 - Procedimento de Redes do ONS, 2019).



(a)



(b)

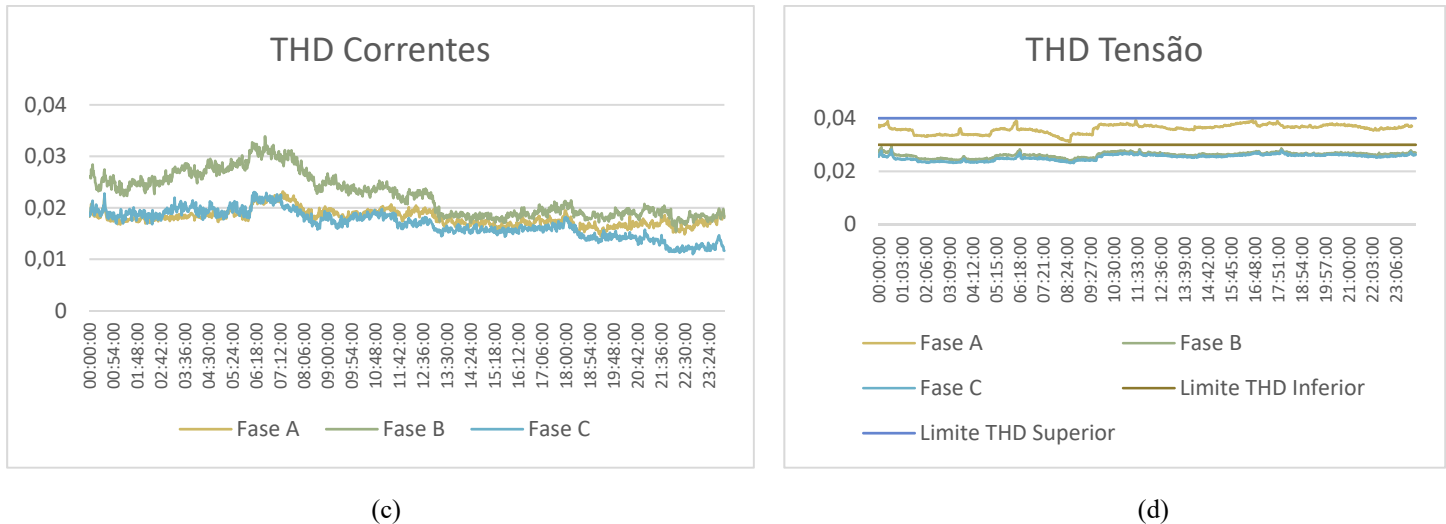


Figura 37 - Dados da SE de Vila do Conde em 12/04/2021

4.3.2 Detecção de um evento no dia 13/04/2021 às 07 horas e 04 minutos

No dia 13/04/2021 o Registro de Perturbação detectou uma perturbação nas subestações de Castanhal e Vila do Conde. Esta perturbação foi disparada pelo *trigger* de THD instantâneo de corrente que é capaz de detectar variações severas ou variações menos severas. Neste caso, não houve variação significativa na tensão, mas um decaimento instantâneo no nível de corrente na linha Vila do Conde - Castanhal, que posteriormente foi identificada, a partir de interação com a equipe técnica da transmissora, como a manutenção programada da Compensação Série existente no terminal de Castanhal. A Figura 38 mostra a oscilografia na SE de Castanhal e a Figura 39 a oscilografia na SE de Vila do Conde. A Figura 40 mostra o valor RMS da corrente e o THD de corrente ao longo deste dia, mostrando a grande variação na corrente. Note que a compensação série (Banco de Capacitor) retornou por volta das 16:00.

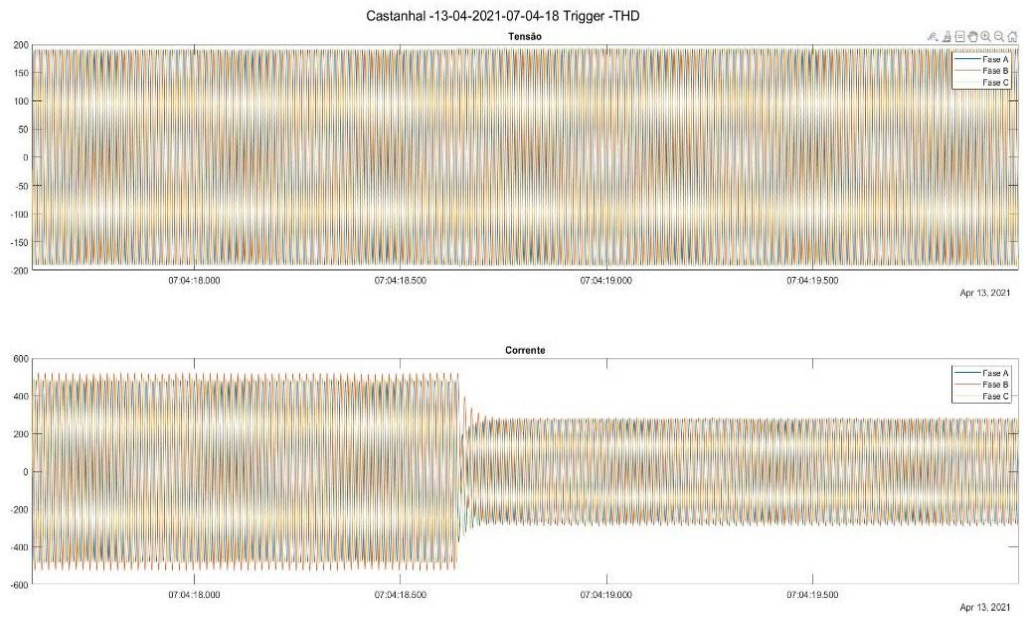


Figura 38 - Evento apresentando desligamento do BCS terminal SE Castanhal

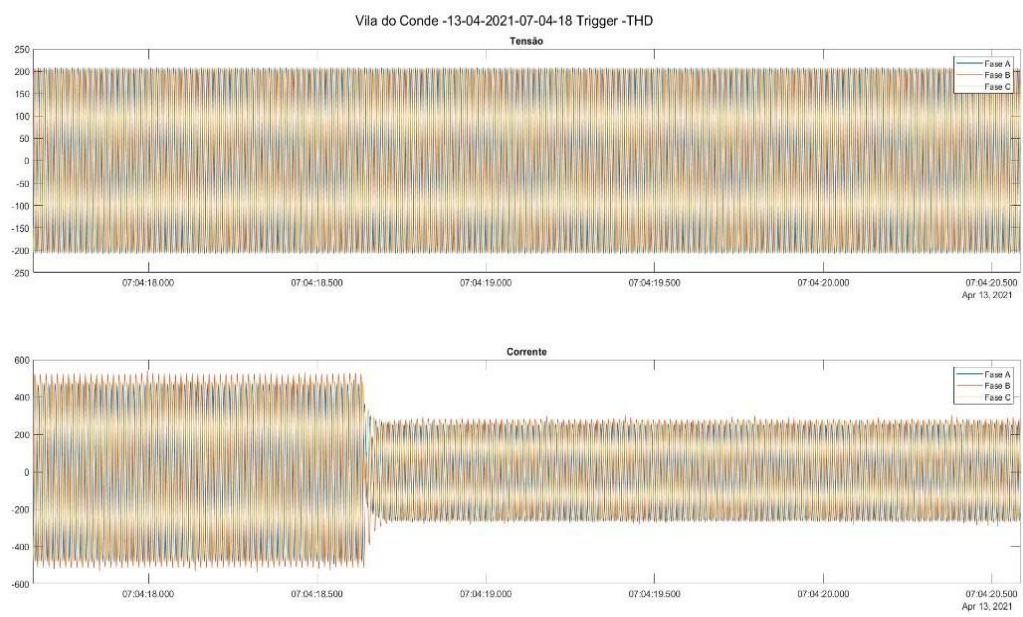
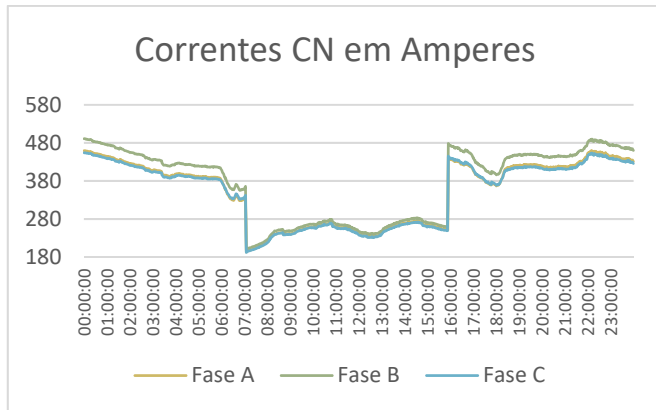
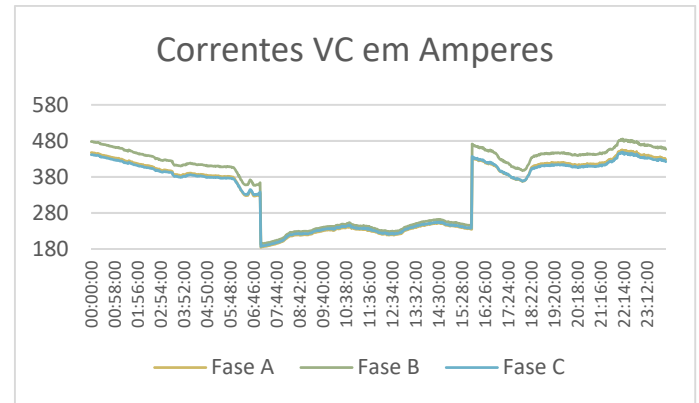


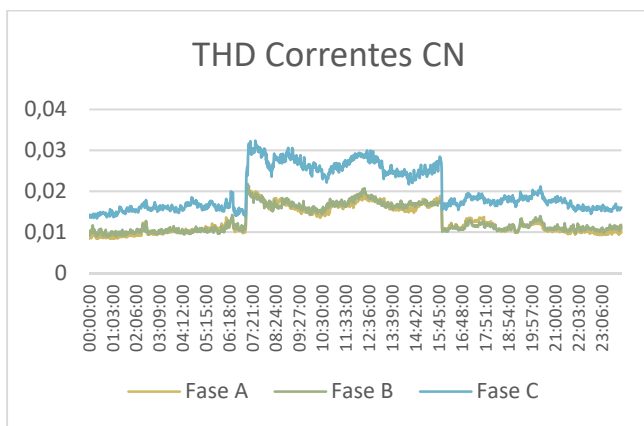
Figura 39 - Evento apresentando desligamento do BCS SE Vila do Conde



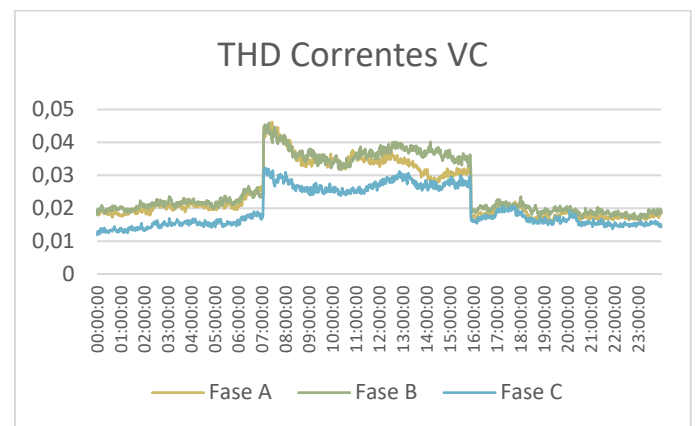
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 40 - Evento Manutenção Compensador Série em 13/04/2021 - Figuras (a) e (c) Castanhal e (b) e (d) Vila do Conde

4.3.3 Detecção de distúrbios no SIN no dia 28/05/2021

No dia 28/05/2021 o ONS reportou um desligamento automático do Bipolo Xingu/Estreito, às 11:06 do Polo 1 e às 11:26 do Polo 2, com restabelecimento às 12:21. Este evento externo gerou um pequeno distúrbio que foi detectado pela CM. As Figuras 41 e 42 apresentam os resultados dos parâmetros calculados pelas CMs em ambas as subestações, mostrando a sensibilidade do sistema em detectar problemas externos que de algum modo afetam o sistema da transmissora.

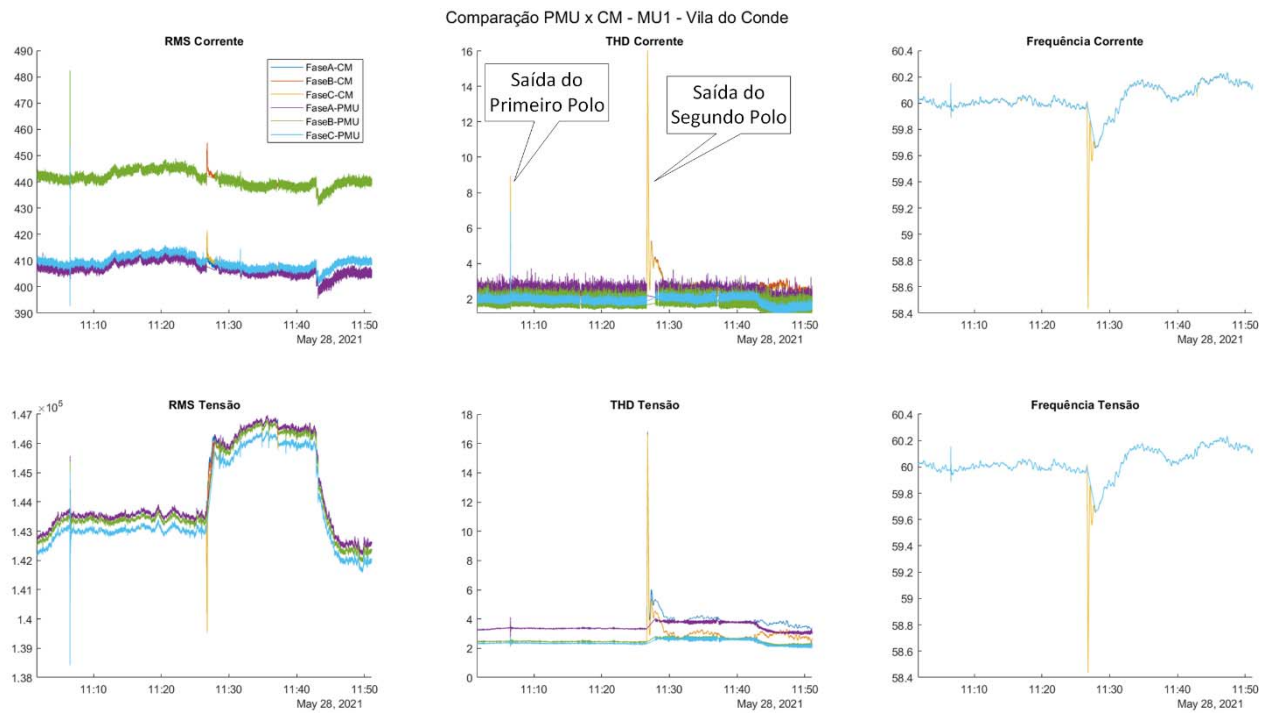


Figura 41 – Resultados do cálculo dos parâmetros pela CM na SE Vila do Conde

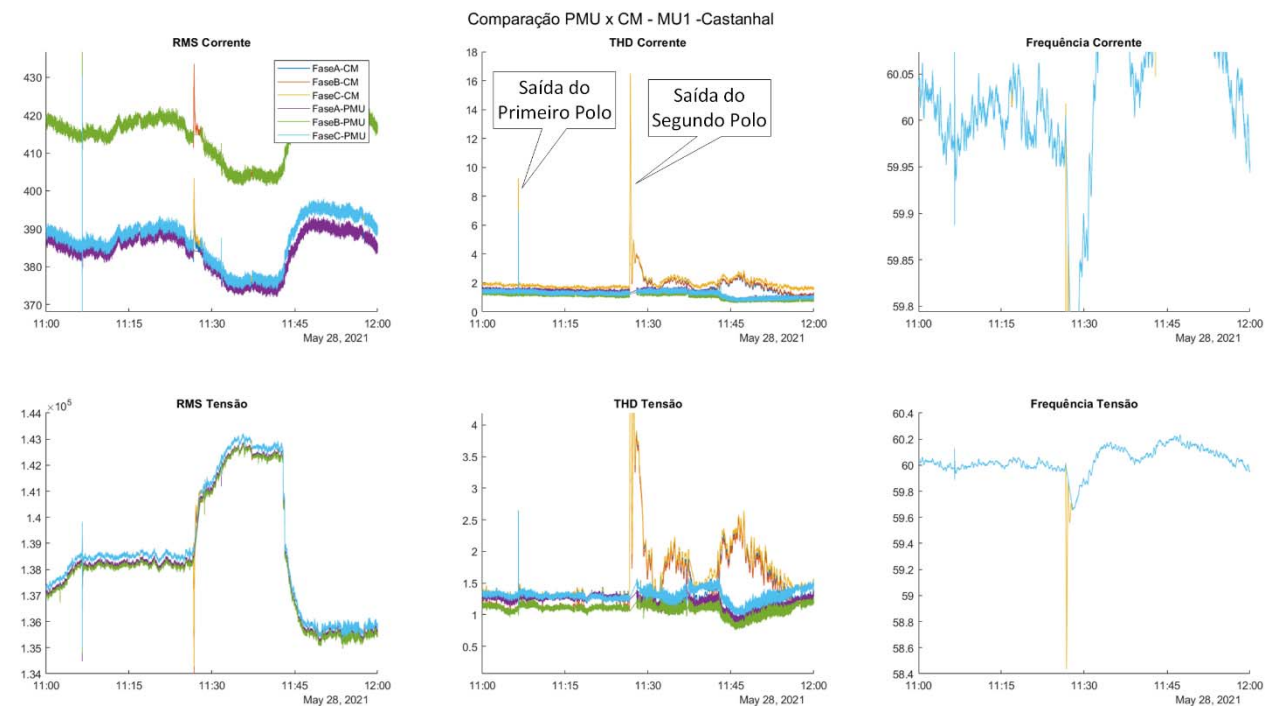


Figura 42 - Resultados do cálculo dos parâmetros pela CM na SE Castanhal

É importante ressaltar a sobreposição dos valores medidos e calculados, o que indica a sincronização perfeita entre as medidas.

As Figuras 43 e 44 apresentam as oscilografias coletadas nas duas subestações no instante da saída do primeiro polo. Por volta das 11:06, foi disparado um *trigger* nas CMs das duas subestações onde é possível perceber um pequeno transitório em que a corrente aumenta de magnitude.

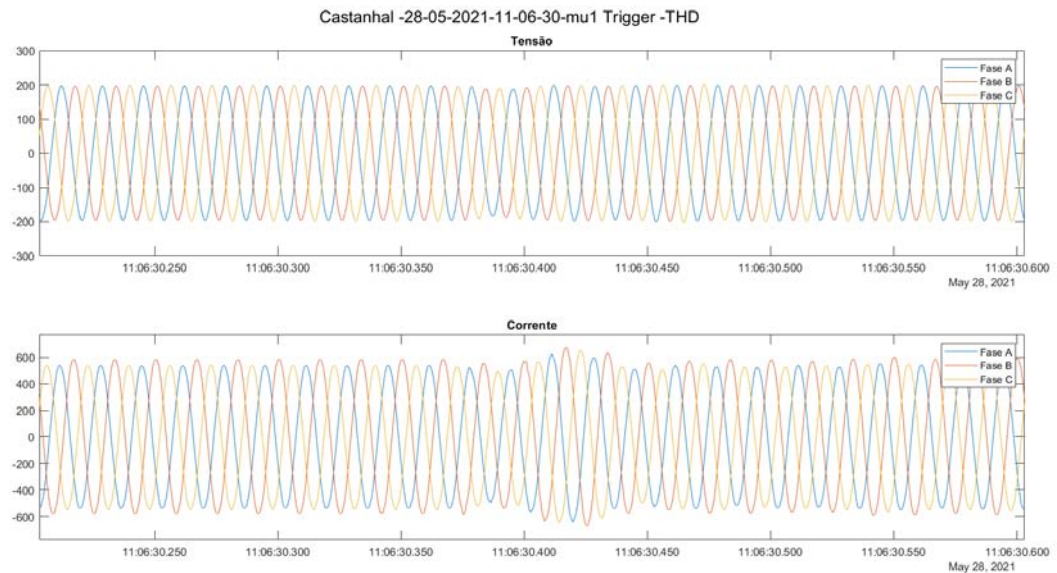


Figura 43 - Oscilografia em Castanhal no momento da saída do primeiro polo.

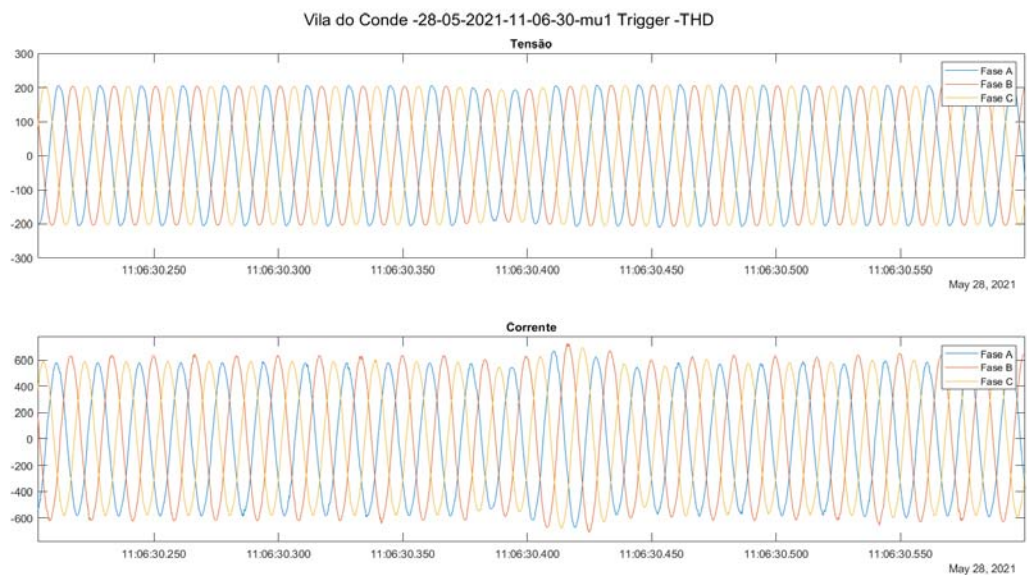


Figura 44 - Oscilografia em Vila do Conde no momento da saída do primeiro polo.

As Figuras 45 e 46 apresentam as oscilografias coletadas nas duas subestações no instante da saída do segundo polo. Por volta das 11:26, foi disparado um *trigger*

nas CMs das duas subestações, onde é possível perceber um transitório nas correntes e uma diminuição no valor de pico das tensões em regime permanente.

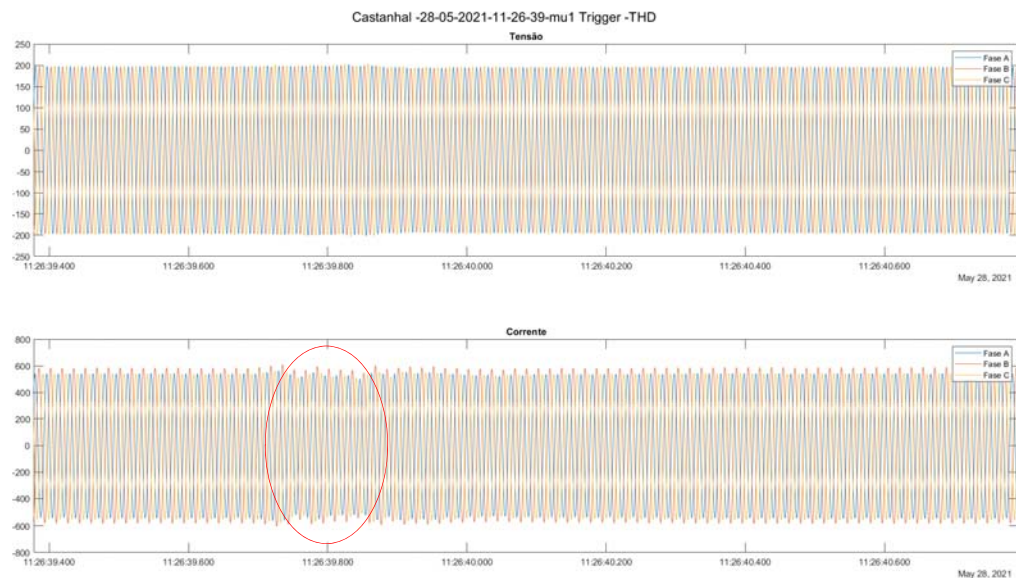


Figura 45 - Oscilografia em Castanhal no momento da saída do segundo polo.



Figura 46 - Oscilografia em Vila do Conde no momento da saída do segundo polo.

4.3.4 Detecção de distúrbios no SIN no dia 23 de junho de 2021

Para ilustrar a característica de oscilografias sincronizadas, no dia 23 de junho foi detectado um evento de VTCD, mostrado na Figura 47.

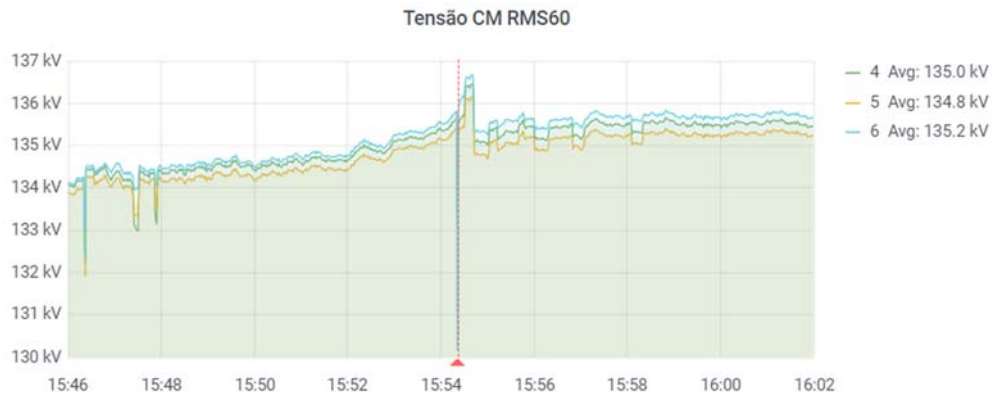


Figura 47 - Evento de VTCD em 23/06/2021.

A Figura 48 apresenta as oscilografias de tensão e corrente, disparadas pelo evento de VTCD mostrado na Figura 46, nas duas subestações monitoradas.

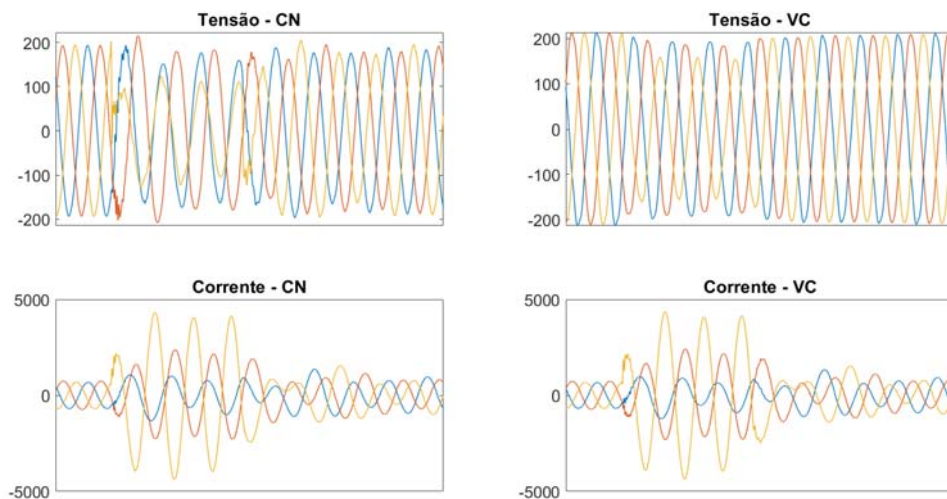


Figura 48 - Oscilografias relativas ao de VTCD em 23/06/2021.

4.4 Registros do Grafana

Como citado anteriormente no item 3.8, o Grafana foi escolhido como sistema de interface homem máquina e nas Figuras 49, 50, 51 e 52 estão expostas respectivamente as frequências, tensões de fase, correntes e THDs de tensões registradas pela CM do projeto no terminal de Castanhal.

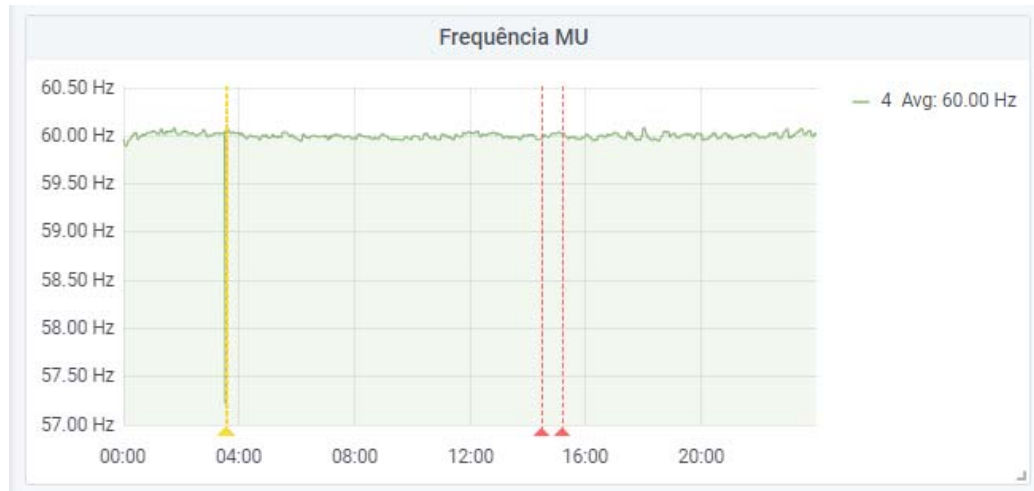


Figura 49 – Frequência CM Terminal Castanhal em 20/07/2021

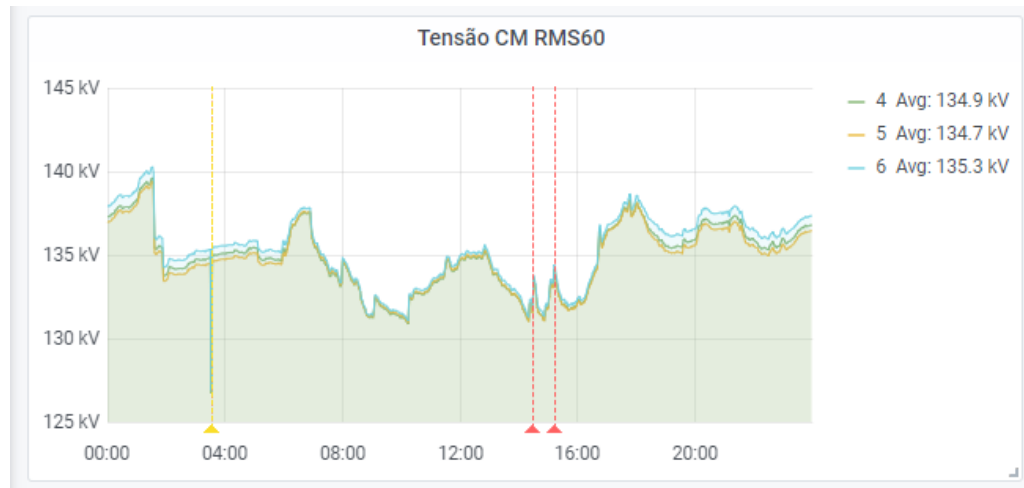


Figura 50 – Tensões CM Terminal Castanhal em 20/07/2021

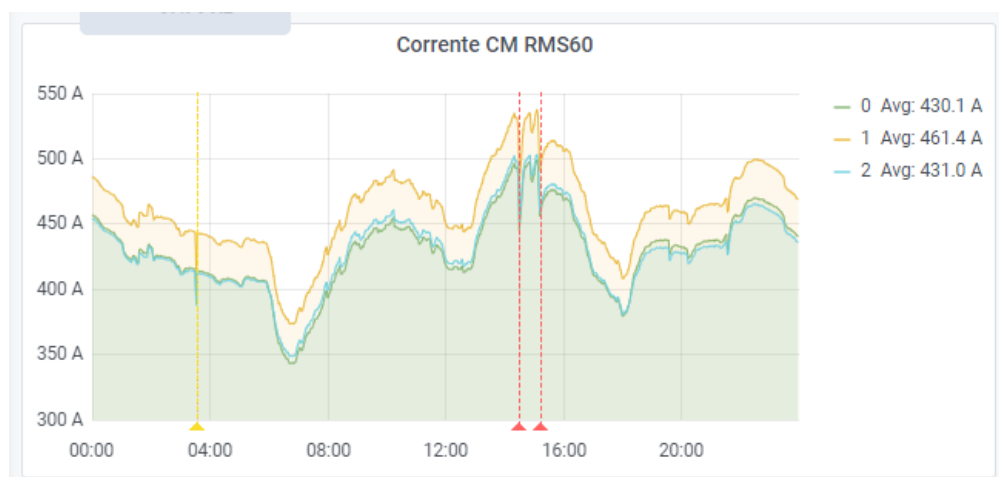


Figura 51 – Correntes CM Terminal Castanhal em 20/07/2021

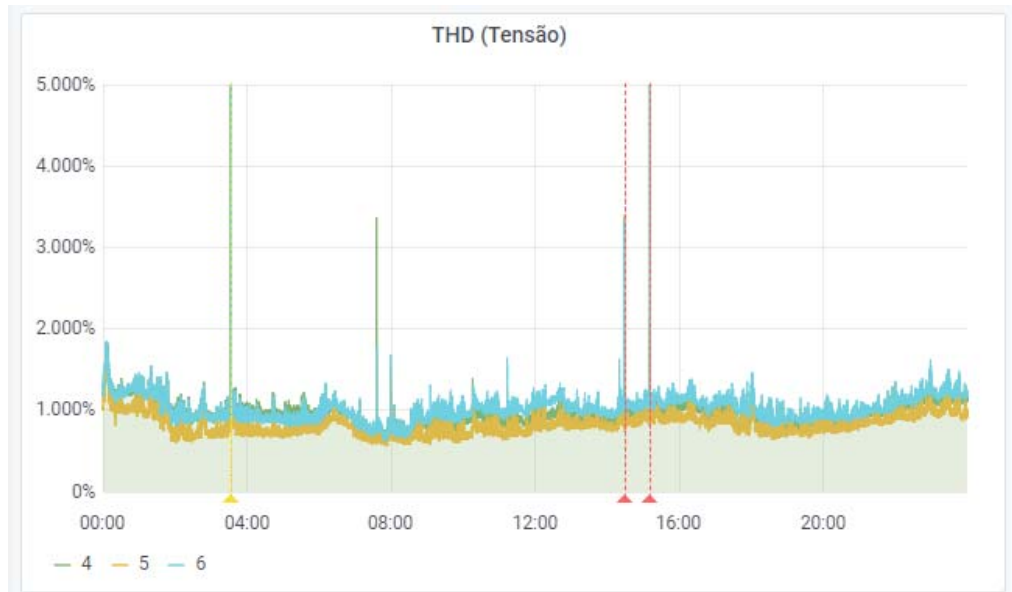


Figura 52 – THD de Tensão CM Terminal Castanhal em 20/07/2021

Nas Figuras 53, 54, 55 e 56 estão expostas respectivamente as frequências, tensões de fase, correntes e THDs de tensões registradas pela CM do projeto no terminal de Vila do Conde.

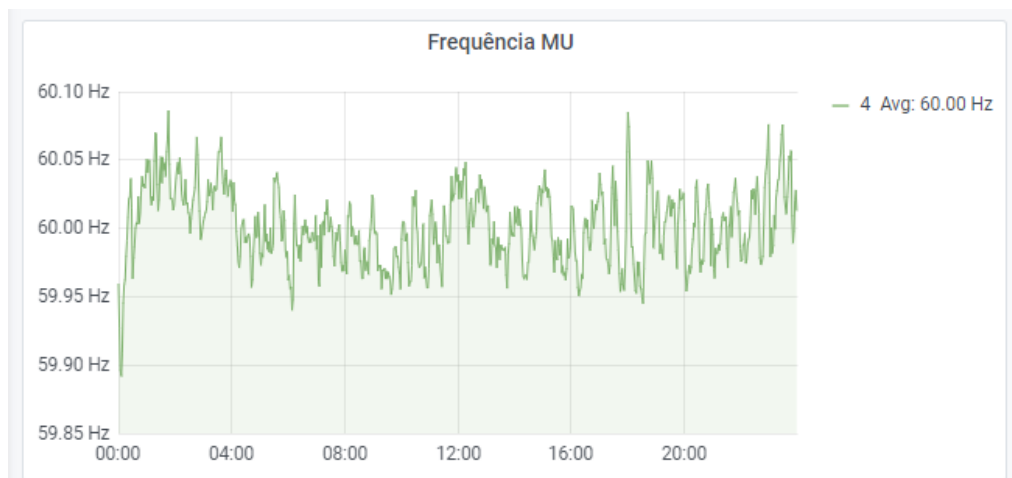


Figura 53 – Frequência CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021

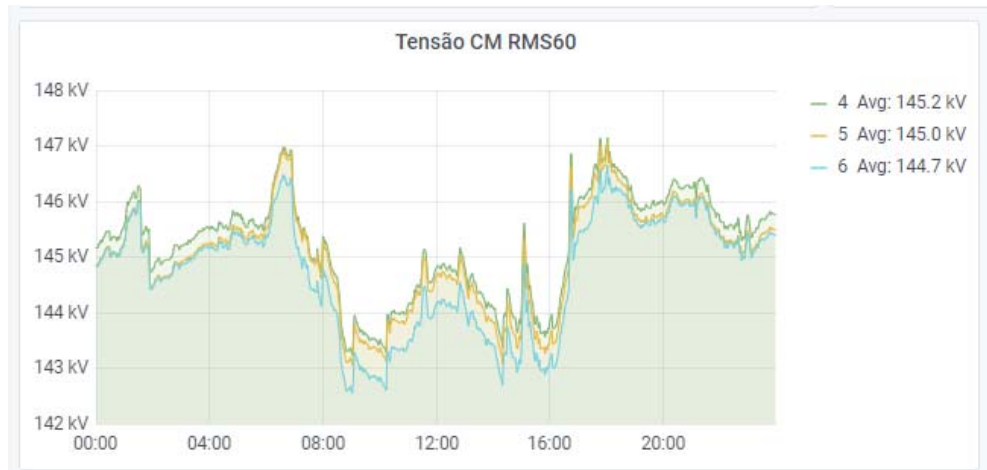


Figura 54 – Tensão CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021



Figura 55 – Correntes CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021

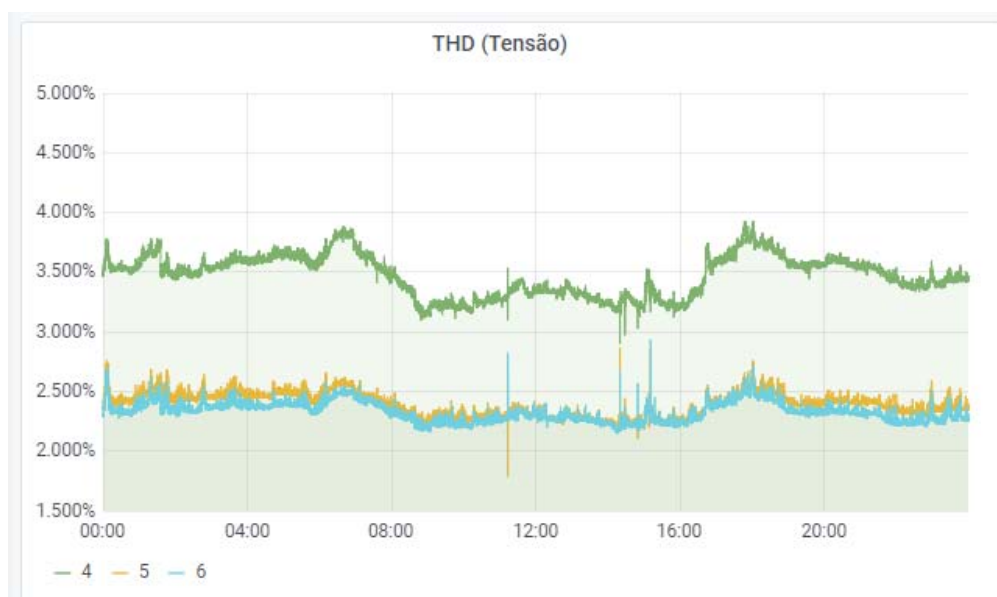


Figura 56 – THD Tensão CM Terminal Vila do Conde em 20/07/2021

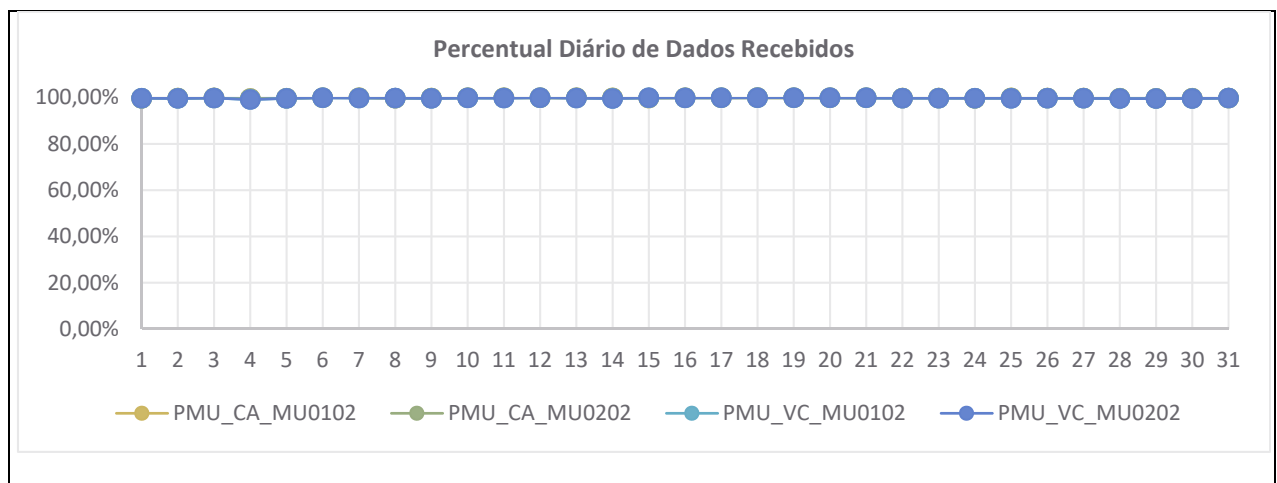
4.5 Síntese de Resultados do Acompanhamento Operacional

Nesta seção será apresentada uma síntese dos resultados do acompanhamento operacional do ambiente de convergência de dados implementado no Concentrador de Dados instalado na SE Castanhal 230 kV, utilizando-se medições realizadas em ambos os terminais da LT de 230 kV, Castanhal - Vila do Conde. Os resultados estão organizados em seguimentos relativos ao processamento de dados de sincrofasores, de oscilografias e de dados de eventos ocorridos no sistema elétrico.

4.5.1 Processamento de dados de sincrofasores

4.5.1.1 Perdas de Dados

Na Figura 57 apresentam-se os percentuais de dados fasoriais recebidos, em relação ao total esperado, das PMUs instaladas na SE Castanhal 230 kV (PMU_CA_MU0102 e PMU_CA_MU0202) e na SE Vila do Conde 230 kV (PMU_VC_MU0102 e PMU_VC_0202). Os valores apresentados na parte superior da Figura referem-se ao percentual contabilizado a cada dia, enquanto que, na parte inferior são apresentados os valores globais por PMU, contabilizados para todo o mês de julho de 2021. Estes resultados foram obtidos por meio da utilização do aplicativo MedPlot RT, desenvolvido no âmbito do projeto MedFasee/UFSC.



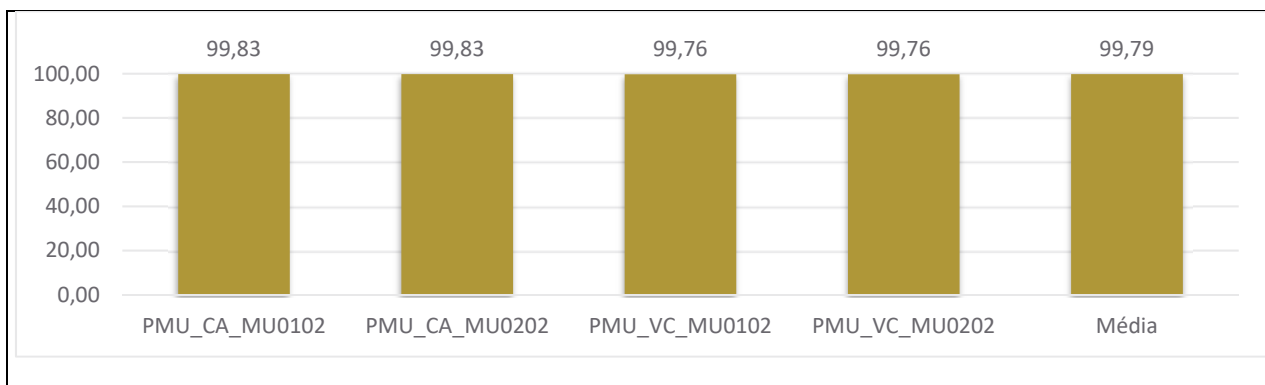


Figura 57 – Percentual de dados recebidos em 07/2021.

4.5.1.2 Latências dos *Frames* de Dados

Na Figura 58 são mostrados os valores de latências médias dos *frames* de dados de sincrofases recebidos no PDC, contabilizados a cada 10 segundos, relativas aos 31 dias do mês de julho de 2021. Observa-se que os valores elevados de latências, inclusive valores negativos, vêm ocorrendo devido a uma inconsistência no sincronismo temporal do servidor onde está instalado o Concentrador de dados de sincrofases. Tal inconsistência foi diagnosticada contendo origem em um conflito no processo de sincronização temporal do Servidor Computacional utilizada. Este problema foi solucionado com a correta configuração do sistema de sincronismo *grandmaster clock*. Por fim, observa-se que a latência média esperada neste tipo de instalação é da ordem de 120 a 150 milissegundos.

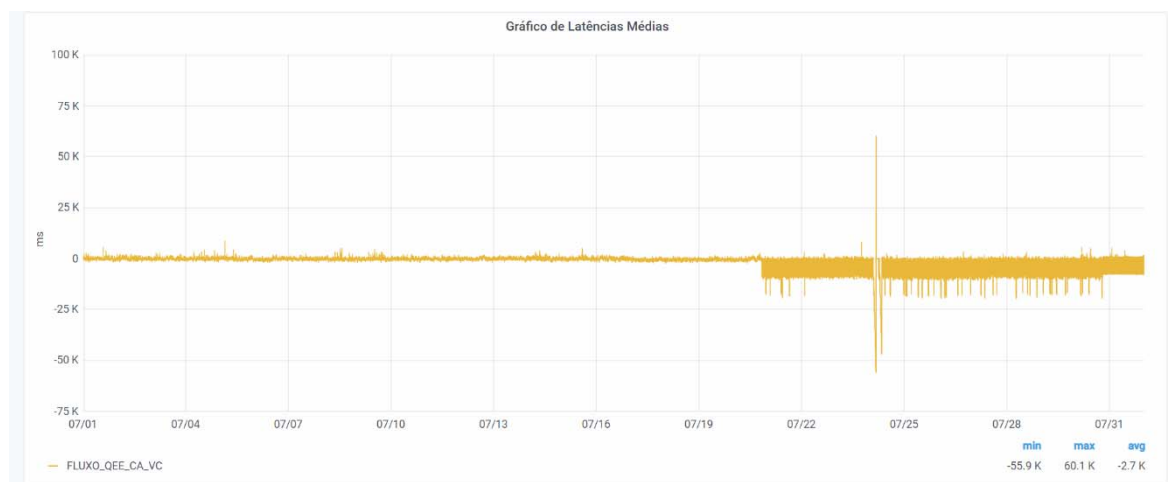


Figura 58 – Valores de latências médias verificadas em 07/2021.

4.5.1.3 Registros de Frequência, Tensões e THD de Tensões

Na Figura 59, Figura 60 e Figura 61 são apresentados os valores medidos nos terminais da LT, 230 kV, Castanhal - Vila do Conde, pelas PMUs, ao longo de todo o mês de julho de 2021, respectivamente, para a frequência, tensões trifásicas e valores de THD das tensões trifásicas. Destes resultados destaca-se, em especial, o

valor de THD da Fase A medida na SE Vila do Conde, que foi, ao longo de todo este mês, superior ao limite global inferior de 3% estabelecido no Submódulo 2.9 do Procedimento de Rede (Submódulo 2.9 - Procedimento de Rede, 2017).

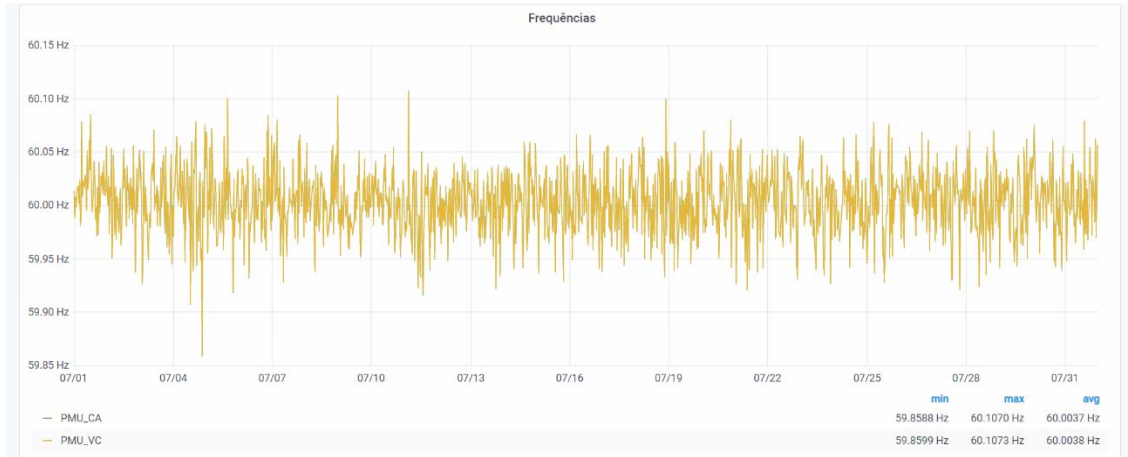


Figura 59 – Valores de frequência registradas em 07/2021 - Castanhal e Vila do Conde.



Figura 60 – Valores das tensões trifásicas registradas em 07/2021 - Castanhal e Vila do Conde.



Figura 61 – Valores de THD das tensões trifásicas registradas em 07/2021 - Castanhal e Vila do Conde.

4.5.1.4 Registros de Correntes e THD de Correntes Trifásicas

Nas Figura 62 e Figura 63 são apresentados os valores medidos, no terminal Castanhal, da LT 230 kV, Castanhal - Vila do Conde, pelas PMUs, ao longo de todo o mês de julho de 2021, respectivamente, para as correntes trifásicas e valores de THD das correntes trifásicas.



Figura 62 – Valores das correntes trifásicas registradas em 07/2021 na SE Castanhal.

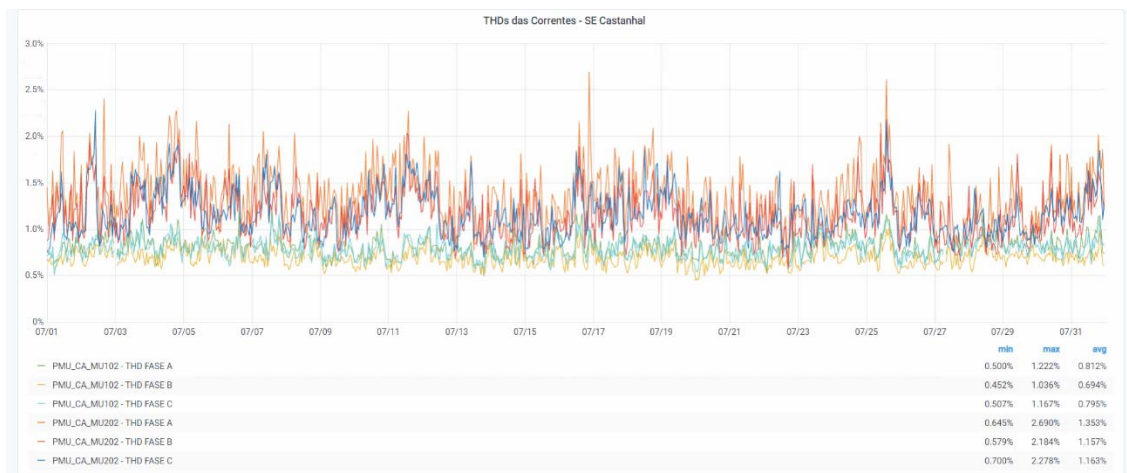


Figura 63 – Valores de THD das correntes trifásicas em 07/2021, na SE Castanhal.

Na Figura 64 e Figura 65 são apresentados os valores medidos, no terminal Vila do Conde, da LT 230 kV, Castanhal - Vila do Conde, pelas PMUs, ao longo de todo o mês de julho de 2021, respectivamente, para as correntes trifásicas e valores de THD das correntes trifásicas.



Figura 64 – Valores das correntes trifásicas em 07/2021, na SE Vila do Conde.

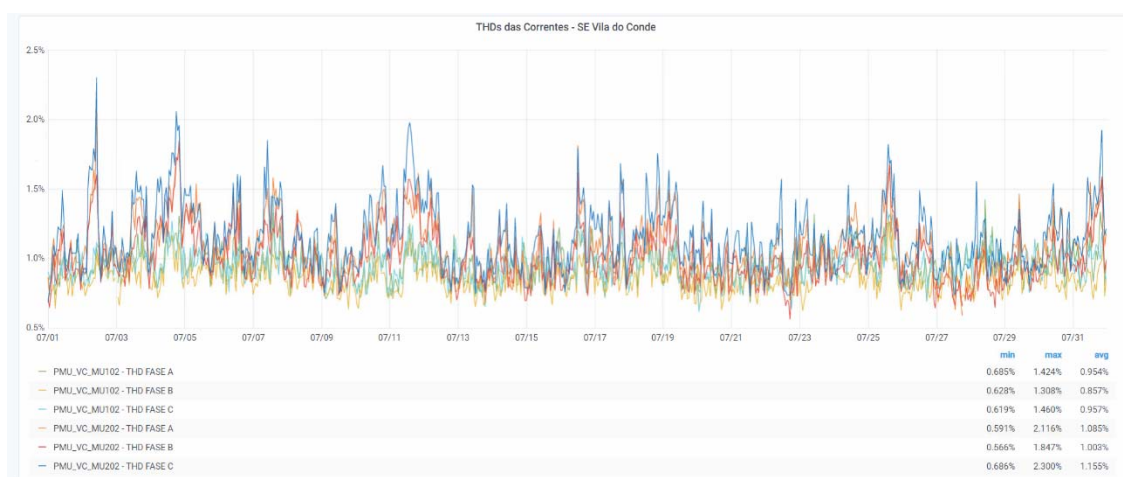


Figura 65 – Valores de THD das correntes trifásicas em 07/2021, SE Vila do Conde.

4.5.2 Processamento de dados de oscilografias

Nesta seção será apresentada uma síntese dos resultados da aquisição e processamento de dados de oscilografias geradas em julho de 2021 pela funcionalidade Registrador Digital de Perturbações dos equipamentos RPV311 instalados nas SEs Castanhal e Vila do Conde.

Na Figura 66 apresenta-se um corte de parte da Tela Principal do ambiente PQ_Dashboard com a identificação e classificação, realizada automaticamente pelo software openXDA de cada um dos arquivos de oscilografias geradas. A partir deste ambiente é possível, com um simples “click”, selecionar, visualizar e analisar um determinado evento em específico, utilizando-se o software openSEE

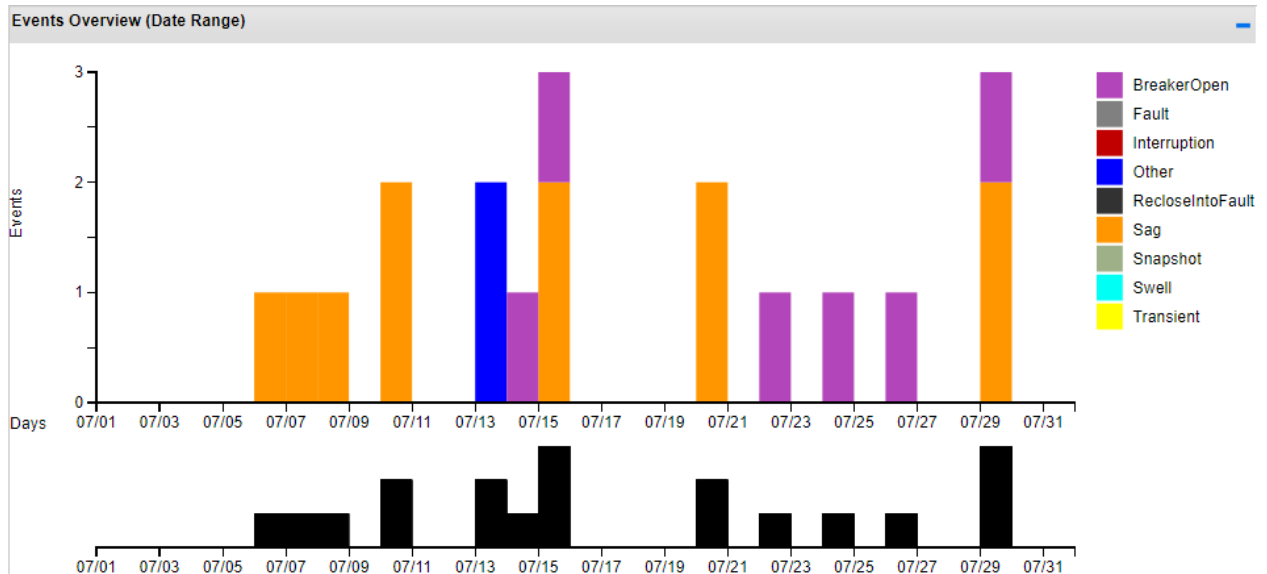


Figura 66 – Quantitativo e tipo de oscilografias registradas em 07/2021.

Na Figura 67 os eventos registrados são representados quantitativamente por tipo de evento e SE onde foram registrados. Observa-se que o maior quantitativo verificado foi de eventos do tipo *Sag*, registrados na SE Castanhal. Em segundo lugar estão os eventos do tipo abertura de disjuntor, sendo a maioria destes também registrados na SE Castanhal.

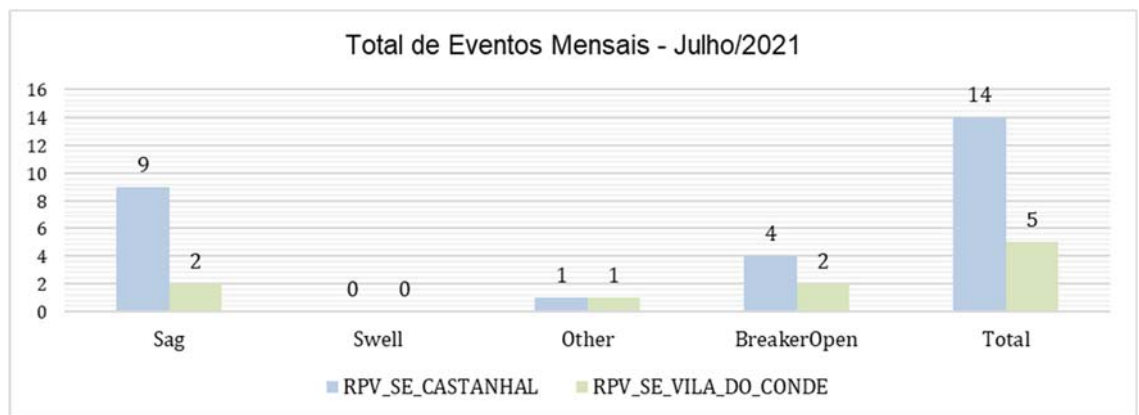


Figura 67 – Quantitativo e tipo de eventos registradas em 07/2021.

Na Figura 68 são apresentados os tempos de duração, em ciclos, para cada um dos eventos de *Sag* registrados. Na legenda do eixo da abscissa estão identificados a data e horário da ocorrência para cada evento. Observa-se que, nos dias 15/07 e 29/07, os eventos de *Sag* foram registrados tanto na SE Castanhal quanto na SE Vila do Conde.

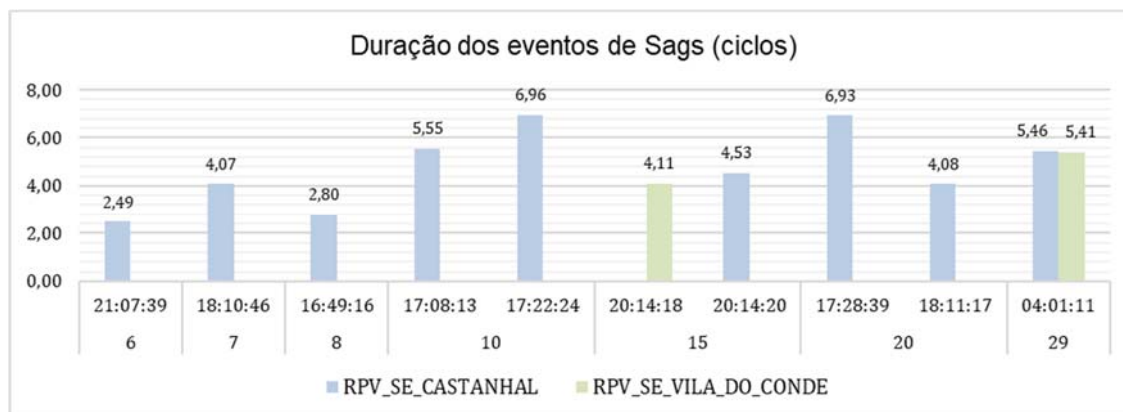


Figura 68 – Tempos de duração dos eventos de *Sag* registrados em 07/2021.

Na Figura 69 são apresentadas as magnitudes, em pu., para cada um dos eventos de *Sag* registrados, ou seja, o valor em pu. ao qual a tensão foi reduzida, devido a ocorrência de curtos-circuitos com razoável proximidade elétrica ao ponto da medição realizada. Na legenda do eixo da abscissa estão identificadas a fase onde se registrou o menor valor de tensão, a data e horário da ocorrência, para cada evento.

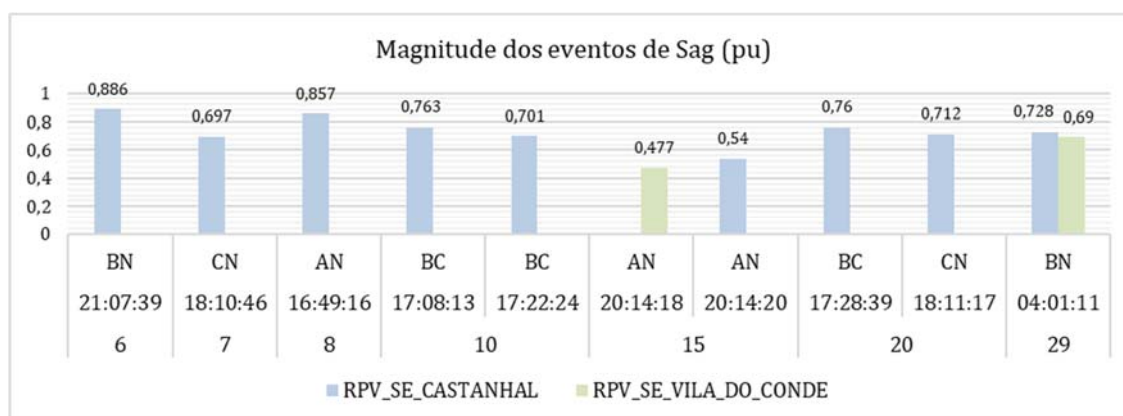


Figura 69 – Magnitudes dos eventos de *Sag* registrados em 07/2021.

Na Figura 70 são apresentados os tempos de duração, em segundos, para cada um dos eventos de abertura de disjuntores registrados. Na legenda do eixo da abscissa estão identificadas a data e o horário da ocorrência, para cada evento.

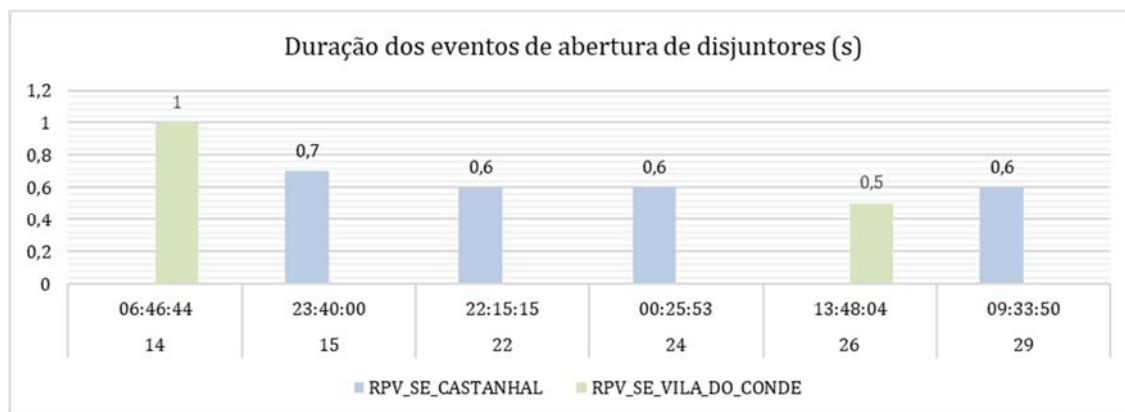


Figura 70 – Duração dos eventos de abertura de disjuntores registrados em 07/2021.

4.6 Conclusão do Capítulo

O presente capítulo demonstra a principal fase do projeto com desenvolvimento do protótipo e seus resultados obtidos em laboratório. Apresenta o projeto construtivo dos painéis, montagem e os testes em fábrica além da instalação em campo. Podemos observar também detalhes da arquitetura de comunicação do sistema e os principais resultados obtidos com sistema instalado no circuito de 230kV Castanhal Vila do Conde – Circuito 1 em ambos terminais da referida LT. Em uma comparação com os dados apresentados pelos equipamentos adquiridos comercialmente e os dados apresentados pela CM, podemos concluir que o projeto apresentou um resultado satisfatório e preciso dentro dos requisitos técnicos exigidos e normativas vigentes.

5 CAPÍTULO – CONCLUSÕES

Este trabalho de pesquisa / dissertação teve como objetivo o desenvolvimento de um sistema de monitoramento da qualidade de energia, em tempo real, de linhas de transmissão com o objetivo de oferecer informações para a operação, proteção e manutenção das mesmas. Esta monitoração on-line vem ganhando grande importância em virtude do aumento da penetração de fontes renováveis, conectadas diretamente aos sistemas de transmissão. Todo o sistema de monitoração desenvolvido utilizou a filosofia de subestações 4.0 (SB4.0). Essa filosofia caminha na direção de subestações totalmente digitalizada e incorpora conceitos de arquitetura aberta, de interoperabilidade, independência de fabricantes específicos, *software* e *hardware* não proprietários. Além disso, a adição/atualização de novas funcionalidades ao sistema foi concebida para ser de fácil implementação. Desta forma, o sistema foi implementado em computadores industriais, com *softwares* abertos. Um módulo de análise de qualidade de energia foi implementado neste computador como um aplicativo de *software*. O aplicativo recebe amostras de sinais de tensão e corrente usando o protocolo *Sample Value* (IEC 61850-9-2) para estimar os parâmetros de qualidade de energia, como: frequência, valor RMS, THDi, componentes harmônicos e detecção de VTCDs (afundamento, elevação, interrupção), segundo as normas IEC 61000-4-7 e IEC 61000-4-30. Também foi implementado um módulo computacional para realizar um registrador de dados de perturbações (RDP) sincronizado por estampa de tempo. O aplicativo RDP é acionado usando o THD instantâneo e/ou o detector de VTCD e usando este gatilho combinado, o RDP é capaz de detectar eventos de tensão ou corrente não detectados pelos registros convencionais de distúrbios. O desempenho e a acurácia do sistema proposto foram inicialmente testados em laboratório usando o simulador RTDS. Em campo, foram avaliados por comparação com os produzidos por IEDs comerciais, instalados nas subestações, como parte do escopo deste trabalho. Os resultados confirmaram a eficiência e acurácia do sistema proposto. As principais contribuições e inovações do presente projeto podem ser destacadas como: (i) arquitetura escalável que permite a análise de dados de múltiplas subestações; (ii) implementação prática do conceito SB4.0, propondo um novo dispositivo multifuncional de borda de subestação denominado aqui de CM (Central de Monitoramento); (iii) desenvolvimento de um sistema on-line de monitoração de QEE utilizando SV e arquitetura de computador

industrial; (iv) desenvolvimento de um registrador de perturbação com trigger capaz de detectar pequenos ou grandes perturbações na rede; (v) estudo do comportamento da proteção frente à QEE; (vi) validação experimental da CM em laboratório (utilizando RTDS) e em campo.

Em relação à empresa foram desenvolvidas e instaladas em duas subestações, equipamentos (CM, PMU, MU e demais acessórios) que permitirão propiciar a possibilidade de obtenção de informações em tempo real, otimizar a operação do sistema, identificar possíveis falhas de operação da proteção e orientar a expansão e manutenção do sistema. Enfim, melhorar a qualidade do serviço e do produto e um melhor controle dos ativos da empresa transmissora conectada ao sistema interligado nacional.

REFERÊNCIAS

AFTAB, Mohd Asim et al. IEC 61850 based substation automation system: A survey. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 120, p. 106008, 2020.

AL OBAIDLI, Sultan et al. IEC 61850 beyond compliance: A case study of modernizing automation systems in transmission power substations in Emirate of Dubai towards smart grid. In: **2017 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)**. IEEE, 2017. p. 1-9.

ALI, N. H.; EISSA, M. M. Accelerating the protection schemes through IEC 61850 protocols. **International journal of electrical power & energy systems**, v. 102, p. 189-200, 2018.

ANEEL-Banco de Preços de Referência, de 2017. Disponível em: < www.aneel.gov.br > Acesso em: abril/2018.

ANEEL-Edital do Leilão Nº 02/2017, Licitação para a Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, Incluindo a Construção, Operação e Manutenção das Instalações de Transmissão do Sistema Interligado Nacional, de 2017. Disponível em: < www.aneel.gov.br > Acesso em: abril 2018

ANEEL-Edital do Leilão Nº 02/2018, Licitação para a Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, Incluindo a Construção, Operação e Manutenção das Instalações de Transmissão do Sistema Interligado Nacional, de 2018. Disponível em: < www.aneel.gov.br > Acesso em: abril 2018

ANEEL-PRODIST módulo 8, Revisão 11 (após realização da CP012/2020) de 03/08/2020. Disponível em: < www.aneel.gov.br > Acesso em: fev/2020

ANEEL-Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009. Disponível em: < www.aneel.gov.br > Acesso em: fev/2020

ARRILLAGA, Jos et al. **Power system harmonic analysis**. John Wiley & Sons, 1997.

BANAVAR, Guruduth et al. A case for message oriented middleware. In: **International Symposium on Distributed Computing**. Springer, Berlin, Heidelberg, 1999. p. 1-17.

BLAKELEY, Burnie; HARRIS, Harry; LEWIS, Rhys. **Messaging and queueing using the MQI**. McGraw-Hill, Inc., 1995.

BOLLEN, Math; MILANOVIC, J. V.; ČUKALEVSKI, N. CIGRE/CIREN JWG C4. 112: Power Quality Monitoring. In: **International Conference on Renewable Energies and Power Quality: 07/04/2014-10/04/2014**. 2014.

CARROLL, J. Ritchie. A Practical Approach to Streaming Point-on-Wave Data. In: **NASPI Work Group Meeting**. 2019.

CHAUHAN, Kapil; REDDY, Motakatla Venkateswara; SODHI, Ranjana. A novel distribution-level phasor estimation algorithm using empirical wavelet transform. **IEEE**

Transactions on Industrial Electronics, v. 65, n. 10, p. 7984-7995, 2018.

DE JAEGER, E. et al. **Power quality and EMC issues with future electricity networks**. Cigré, 2018.

DOS SANTOS, André; DE BARROS, MT Correia. Voltage sag prediction for network planning. **Electric Power Systems Research**, v. 140, p. 976-983, 2016.

D. Stewart, A. Rose y R. Hunt, “Using digital instrument transformers to reduce substation design costs” (Uso de transformadores de medida digitales para reducir los costos de diseño de las subestaciones), PAC World, Mar. 2018. [En línea]. Disponible em: < www.pacw.org/issue/march_2018_issue/reducing_substation_design_costs/tackling_the_challenges_of_hybrid_transmission_line_new_methodologies/complete_article/1.html > Acceso em: nov 2019

D. Tholomier y D. Chatrefou, “IEC 61850 process bus— It is real!” (Bus de procesos CEI 61850 - ¡Es real!), PAC World, 2008. [En línea]. Disponible em: < www.pacw.org/issue/winter_2008_issue/protection_iec_61850/iec_61850_process_bus_it_is_real/complete_article/1.html > Acceso em: nov 2019

DUQUE, Carlos A. et al. Continuous Power Quality Monitoring For Power Transmission Systems. In: **2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**. IEEE, 2020. p. 1-5.

Eletrobras Eletrosul -Diretrizes Operacionais, Revisão 15/05/2018, 2018. Disponible em: < www.eletrosul.gov.br > Acceso em: jul 2018

Eletrobras Eletrosul -Diretrizes para Projetos de Proteção e Controle, Revisão 2, 2017. Disponible em: < www.eletrosul.gov.br > Acceso em: jul 2018

Ercot, “DER management systems overview” (Generalidades de los sistemas de gestión de las FED), Sept. 2014. [En línea]. Disponible em: < http://www.ercot.com/content/meetings/etwg/keydocs/2014/0924/3_GTM_DERMS_Overview_-_ERCOT_working_group_-_Sept_24.pdf > Acceso em: mar 2017

EUGSTER, Patrick Th et al. The many faces of publish/subscribe. **ACM computing surveys (CSUR)**, v. 35, n. 2, p. 114-131, 2003.

GAOUDA, Ahmed M. et al. A smart IEC 61850 merging unit for impending fault detection in transformers. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 3, p. 1812-1821, 2016.

Guidelines for Power Quality Monitoring – Measurement Locations, Processing and Presentation of Data – CIGRE/CIREN JWG C4.112P, 2014.

HUNT, Richard; FLYNN, Byron; SMITH, Terry. The substation of the future: Moving toward a digital solution. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 17, n. 4, p. 47-55, 2019.

HUNT, Rich. Manufactured protection and control: A modular approach to installing protection and control. In: **2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers**. IEEE, 2014. p. 743-769.

IEC-61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods, 2008

“IEC-61588-2004: *Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*”, 2014,

IEC-61850-9-2:2011: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – *Sample Value over ISO/IEC requirements for functions and device models*”, 2011

JONES, B. et al. RabbitMQ Performance and Scalability Analysis", project on CS 4284: Systems and Networking Capstone. **Virginia Tech**, 2011.

JOSHI, Prachi Mafidar; VERMA, H. K. Synchrophasor measurement applications and optimal PMU placement: A review. **Electric Power Systems Research**, v. 199, p. 107428, 2021.

KANG, Yi; LI, Liping. Modeling and Implementation of Power Quality Monitoring IED Based on IEC61850. In: **2011 International Conference on Computational and Information Sciences**. IEEE, 2011. p. 148-151.

KHANZODE, Neha et al. Series compensated transmission line protected with MOV. **International journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering**, v. 2, n. 2, p. 1145-1148, 2014.

KILTER, Jako et al. Guidelines for Power quality monitoring-Results from CIGRE/CIRED JWG C4. 112. In: **2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. IEEE, 2014. p. 703-707.

KILTER, Jako et al. Benchmarking of power quality performance in transmission systems-CIGRE WG C4. 27 perspective. In: **2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. IEEE, 2016. p. 949-954.

KIM, Heejin et al. Smart and green substation: Shaping the electric power grid of Korea. **IEEE power and energy magazine**, v. 17, n. 4, p. 24-34, 2019.

MARTINS, C. H. et al. A new time-varying harmonic decomposition structure based on recursive hanning window. In: **2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power**. IEEE, 2012. p. 70-75.

Mojiri, Mohsen and Karimi-Ghartemani, Masoud and Bakhshai, Alireza “Processing of harmonics and interharmonics using an adaptive notch filter” **IEEE transactions on power delivery**, 2010 pág 534-542

M. V. Escudero, Z. Emin, G. Lietz, and C. Jensen, (2017). Cigre JWG C4/B4.38 Network Modelling for Harmonic Studies - Status Report.
ONS -Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3, Revisão 2016.12, Requisitos Mínimos para Subestações e seus Equipamentos, de 2017. Disponível em: <
<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes> > Acesso em: jan/2021

ONS -Procedimentos de Rede, Submódulo 2.6, Revisão 2016.12, Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção, de Registro de Perturbações e de Teleproteção, de 2017. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: jan/2021

ONS -Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, Revisão 2016.12, Requisitos Mínimos de Supervisão e Controle para a Operação, de 2017. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: jan/2021

ONS - Procedimentos de Rede Submódulo 2.8, Revisão 2016.12, Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica - Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em:

ONS – Procedimento de Rede, Submódulo 2.9,- Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica, 2017. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: jan/2021

ONS-Procedimentos de Rede, Submódulo 10.14, Revisão 2016.12, Requisitos Operacionais para os Centros de Operação, Subestações e Usinas da Rede de Operação, de 2017. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: jan/2020

Padrão para um Protocolo de Sincronização de Relógio de Precisão para Sistemas de Medição e Controle em Rede, IEEE SA 2ª. Versão 24-07-2008. Disponível em: < <https://standards.ieee.org/ieee/1588/4355/>> Acesso em: abr 2015

PIN, Gilberto et al. Sinusoidal signal estimation from a noisy-biased measurement by an enhanced PLL with generalized error filtering. In: **53rd IEEE Conference on Decision and Control**. IEEE, 2014. p. 4071-4076.

RIBEIRO, Paulo Fernando et al. **Power systems signal processing for smart grids**. John Wiley & Sons, 2013.

RIBEIRO, P. F. **Investigations of harmonic penetration in transmission systems**. 1985. Tese de Doutorado.

ROSTANSKI, Maciej; GROCHLA, Krzysztof; SEMAN, Aleksander. Evaluation of highly available and fault-tolerant middleware clustered architectures using RabbitMQ. In: **2014 federated conference on computer science and information systems**. IEEE, 2014. p. 879-884.

San Diego Gas & Electric, “Monitoring, communication and control infrastructure for power system moderniza- tion” (Infraestructura de monitoreo, comunicación y con- trol para la modernización del sistema de energía), Dic. 31, 2017. [En línea]. Disponível em: < www.sdge.com/sites/default/files/EPIC-2%20Project%203_Final%20Report.pdf> Acesso em: jul 2018

SEMJAN, Anucha; JI, Naibo. Experience sharing-challenges and solutions on iec 61850 substation commissioning and supervision in thailand. In: **2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)**. IEEE, 2019. p. 228-234.

SHAFIULLAH, G. M. Impacts of renewable energy integration into the high voltage (HV) networks. In: **2016 4th International Conference on the Development in the in Renewable Energy Technology (ICDRET)**. IEEE, 2016. p. 1-7.

VARDHAN, Harsh et al. Deploying digital substations: Experience with a digital substation pilot in North America. In: **2018 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)**. IEEE, 2018. p. 1-9.

VINOSKI, Steve. Advanced message queuing protocol. **IEEE Internet Computing**, v. 10, n. 6, p. 87-89, 2006.

WANG, Ying; WANG, Jun. Harmonic Analysis of Power Quality Monitoring Device Based on IEC61850. In: **2010 International Conference on Electrical and Control Engineering**. IEEE, 2010. p. 1117-1120.