

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Igor Wagner Wilk

**Estudo e Aplicação de Medição Sincronizada de Fasores em Sistemas Especiais de
Proteção**

Florianópolis

2023

Igor Wagner Wilk

**Estudo e Aplicação de Medição Sincronizada de Fasores em Sistemas Especiais de
Proteção**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Coorientador: Prof. Ildemar Cassana Decker, Dr.

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Wilk, Igor Wagner

Estudo e Aplicação de Medição Sincronizada de Fasores em
Sistemas Especiais de Proteção / Igor Wagner Wilk ;
orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino,
coorientador, Ildemar Cassana Decker, 2023.

70 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Unidade de Medição Fasorial
(PMU). 3. Sistemas Especiais de Proteção (SEP). 4.
Simulações Hardware-in-the-loop (HIL). 5. WAMPACS. I.
Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Decker, Ildemar
Cassana. III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Igor Wagner Wilk

Estudo e Aplicação de Medição Sincronizada de Fasores em Sistemas Especiais de Proteção

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 17 de fevereiro de 2023.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletricista Salvatore Mantuano Filho, Me.
Operador Nacional do Sistema Elétrico

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por todo o apoio e dedicação que vocês têm me dado ao longo da vida. Sua ajuda foi fundamental para que eu pudesse me concentrar nos meus estudos e alcançar esse marco importante.

Aos colegas e amigos de curso por todo convívio e ajuda durante a graduação. Obrigado por terem sido uma parte importante da minha jornada acadêmica.

À Universidade Federal de Santa Catarina por oferecer um ensino de qualidade de forma gratuita, bem como pelos inúmeros serviços prestados aos estudantes de graduação e à comunidade em geral. Agradeço aos dedicados professores da UFSC que me transmitiram conhecimento e valores que serão importantes para a minha carreira e vida pessoal.

Ao professor Ildemar Decker, meu coorientador, por ter me recebido no LabPlan e por ter me introduzido aos temas abordados neste trabalho. As atividades realizadas sob sua orientação ao longo dos últimos anos têm sido de grande valor para meu crescimento profissional.

Ao professor Antonio Felipe, meu orientador, pela sua orientação e disponibilidade para sanar todas as dúvidas apresentadas durante a execução deste trabalho. Sua habilidade em transmitir conhecimento e motivar os alunos é realmente admirável.

À professora Kainara de Souza pelo apoio que me brindou durante uma fase crucial. Seu acompanhamento e orientação foram inestimáveis para a elaboração deste trabalho.

Ao ONS e ao INESC P&D Brasil pelo seu compromisso em fomentar a colaboração entre academia e indústria. Também agradeço a todos profissionais da UFSC, Unicamp e ONS que contribuíram na realização do projeto SEP-PMU e, por consequência, tornaram possível as atividades desenvolvidas neste trabalho.

"Ideias sozinhas têm pouco valor. A importância de uma inovação reside na sua implementação prática." (SIEMENS, 1865)

RESUMO

O principal foco deste trabalho é o estudo da aplicação de medidas de sincrofasores em sistemas de controle e proteção sistêmica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Como base do desenvolvimento metodológico foi adotado o Sistema Especial de Proteção (SEP) responsável pela desconexão de unidades geradoras da UHE Belo Monte em situações de contingências internas ao sistema HVDC ± 800 kV (CC) associado a esta usina. No trabalho é descrita a implementação de uma função de proteção sistêmica com ação de controle similar àquela correspondente ao SEP atualmente implantado no SIN, mas utilizando dados de sincrofasores ao invés de medidas convencionais de fluxo para a quantificação do corte de unidades geradoras. O trabalho apresenta o uso de uma arquitetura baseada na plataforma de simulação em tempo real RTDS (*Real Time Digital Simulator*) e nos softwares da GPA (*Grid Protection Alliance*) para a realização de testes e implementação de aplicações com base em dados de medição sincronizada de fasores. Essa infraestrutura foi utilizada para implementar, em tempo real, por meio da plataforma *openECA*, a função de proteção sistêmica proposta. A validação da arquitetura desenvolvida foi realizada em um ambiente criado para monitoramento operacional do sistema, formado pelo simulador RSCAD/RTDS, por PMUs e concentrador de dados de sincrofasores (PDC) e pelas réplicas dos cubículos de controle e proteção dos bipolos de corrente contínua associados à UHE Belo Monte. Adicionalmente, a atuação da função de proteção implementada foi avaliada com a simulação de diferentes contingências. Os ensaios de validação permitiram a verificação do funcionamento correto da arquitetura e funções de proteção implementadas, assim como mostraram que os atrasos envolvidos na atuação da função de proteção são adequados para aplicação prevista.

Palavras-chave: Unidade de Medição Fasorial (PMU). Sistemas Especiais de Proteção (SEP). Simulações *Hardware-in-the-loop* (HIL). *openECA*. WAMPACS.

ABSTRACT

This work is focused on the study of the application of synchrophasor measurements in control and protection systems in the National Interconnected System (SIN). As a basis for the methodological development, the Special Protection System (SPS) of the HVDC system associated with the Belo Monte Hydro Power Plant (HPP) was chosen. The work describes the implementation of a systemic protection function with a control action similar to that corresponding to the SPS currently implemented in the SIN, but using synchrophasor data instead of conventional power flow measurements to quantify the number of generators to be rejected. The work presents the use of an architecture based on the real-time simulation platform RTDS (Real Time Digital Simulator) and on GPA (Grid Protection Alliance) software to carry out tests and implement applications based on synchronized measurement data. This infrastructure was used to implement, in real time, through the *openECA* platform, the proposed systemic protection function. The validation of the developed architecture was carried out in an environment created for the operational monitoring of the simulated system, formed by the RSCAD/RTDS simulator, by PMUs and synchrophasor data concentrator (PDC) and by the replicas of the control and protection cubicles of the HVDC system associated to Belo Monte HPP. Additionally, the performance of the implemented protection function was evaluated by simulating different contingencies. The validation tests allowed the verification of the correct functioning of the architecture and protection functions, as well as showing that the delays involved in the actuation of the protection function are adequate for the foreseen application.

Keywords: Phasor Measurement Unit (PMU). Special Protection Schemes (SPS). Hardware-in-the-loop (HIL) simulation. *openECA*. WAMPACS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução do número de SEPs instalados no SIN no período de 2002 a 2019.	20
Figura 2 – Exemplo de arquitetura hierarquizada de PDCs.	22
Figura 3 – Estações conversoras do sistema HVDC de Belo Monte.....	25
Figura 4 – Diagrama com os níveis de controle do sistema HVDC.....	26
Figura 5 – Simulação digital em escala de tempo real.	31
Figura 6 – Diagrama simplificado da arquitetura do sistema RSCAD/RTDS/PMU/PDC.....	37
Figura 7 – Arranjo para a implementação das funções de controle.....	38
Figura 8 – Estrutura definida para entrada no <i>openECA</i>	41
Figura 9 – Mapeamento dos sinais de entrada no <i>openECA</i>	41
Figura 10 – Janela deslizante associada às variáveis de entrada mapeadas para uso na aplicação externa.	42
Figura 11 – Diagrama simplificado da função de Corte de Geração na UHE Belo Monte implementada no ambiente RSCAD/RTDS/PMU/PDC.	44
Figura 12 – Painel principal: monitoramento online do sistema.	47
Figura 13 – Painel de latências médias, máximas e mínimas.....	48
Figura 14 – Painel dos módulos de corrente.	49
Figura 15 – Painel dos módulos de tensão.	49
Figura 16 – Painel de medidas recebidas e grandezas calculadas.	50
Figura 17 – Painel de visualização das simulações de eventos, regime pré-contingência.	52
Figura 18 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 2.000 MW (XES).....	53
Figura 19 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 4.000 MW (XES).....	54
Figura 20 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 2.000 MW (XTR).	55
Figura 21 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 4.000 MW (XTR).	56
Figura 22 – Desvio observado nas latências medidas via Wireshark.....	58
Figura 23 – Latências referentes ao envio do sinal de controle, medidas via Wireshark e <i>openECA</i>	59

Figura 24 – Histograma dos valores de latência medidas para o recebimento das medidas e para o envio do sinal de controle.....60

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – PMUs definidas no RSCAD/RTDS (configuração GTNET-PMU8).....	35
Quadro 2 – PMUs definidas no RSCAD/RTDS (configuração GTNET-PMU24).....	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz de energia elétrica do SIN, capacidade instalada por fontes de energia (2020-2024).	15
Tabela 2 – Lógica 3: Montantes de Corte de Geração.	28
Tabela 3 – Tabela referência bloqueio Xingu – Estreito.	29
Tabela 4 – Tabela referência bloqueio Xingu - Terminal Rio.....	30
Tabela 5 – Características gerais dos sistemas completo e equivalente.....	33
Tabela 6 – Ponto de operação do sistema em regime pré-contingência.....	51
Tabela 7 – Latências de recebimento das medidas e de envio do sinal de controle.....	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BM	Belo Monte
C&P	Controle e Proteção
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
ECE	Esquema de Controle de Emergência
ECS	Esquema de Controle de Segurança
EMT	<i>Eletromagnetic Transients</i>
FNS	Fluxo de potência ativa da interligação Norte-Sudeste
GEP	<i>Gateway Exchange Protocol</i>
GLONASS	Sistema de Navegação Global por Satélite
GNSS	Sistema Global de Navegação por Satélite
GPA	<i>Grid Protection Alliance</i>
GPS	Sistema de Posicionamento Global
GTNETx2	<i>Giga Transceiver Network communication card</i>
GTSYNC	<i>Giga-Transceiver Synchronization Card</i>
HIL	<i>Hardware-in-the-loop</i>
HPP	Hydro Power Plant
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LabPlan	Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica
NTP	<i>Network Time Protocol</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
POD	Amortecimento de Oscilação de Potência (<i>Power Oscillation Damping</i>)
RoCoF	Taxa de Variação da Frequência
RTDS	Simulador Digital em escala Real de Tempo (<i>Real Time Digital Simulator</i>)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition

SE	Subestação
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidroelétrica
UTC	Tempo Coordenado Universal (<i>Coordinated Universal Time</i>)
WACS	<i>Wide Area Control Systems</i>
WAMPACS	<i>Wide Area Monitoring Protection and Control Systems</i>
WAMS	<i>Wide Area Measurement System</i>
WAPS	<i>Wide Area Protection Systems</i>
XES	Xingu-Estreito
XTR	Xingu-Terminal Rio

SUMÁRIO

1	Introdução	15
1.1	Objetivos.....	16
1.1.1	Objetivo Geral.....	17
1.1.2	Objetivos Específicos.....	17
1.2	Estrutura do trabalho	17
2	Conceitos Básicos	19
2.1	Sistema Especial de Proteção (SEP).....	19
2.2	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF)	20
2.2.1	Unidade de Medição Fasorial (PMU)	21
2.2.2	Concentrador de Dados Fasorial (PDC).....	22
2.3	considerações finais do capítulo	22
3	Implementação do SEP-PMU no Simulador RTDS	24
3.1	Sistema de transmissão HVDC associado à UHE Belo Monte	24
3.2	SEP implantado nos bipolos XES e XTR.....	26
3.3	Tabelas de referência com base em defasagens angulares	29
3.4	Infraestrutura do ambiente de simulação RSCAD/RTDS/PMU/PDC.....	30
3.4.1	Simulador RTDS.....	31
3.4.1.1	<i>Réplicas dos painéis de Controle e Proteção dos bipolos XES e XTR.....</i>	<i>32</i>
3.4.1.2	<i>Rede elétrica modelada</i>	<i>33</i>
3.4.1.3	<i>Infraestrutura de medição, aquisição e processamento de dados de sincrofasores</i>	<i>34</i>
3.4.2	Concentrador de Dados (PDC).....	36
3.4.2.1	<i>openPDC</i>	<i>39</i>
3.4.2.2	<i>openHistorian 2</i>	<i>40</i>
3.4.2.3	<i>openECA.....</i>	<i>40</i>
4	Resultados.....	46
4.1	Ambiente de Monitoramento Operacional Implementado	46

4.1.1	Parte I – Painel principal	46
4.1.2	Parte II – Painel de latências	47
4.1.3	Parte III – Painel dos módulos de corrente	48
4.1.4	Parte IV – Painel dos módulos de tensão.....	49
4.1.5	Parte V – Painel de medidas recebidas e grandezas calculadas	50
4.2	Resultados da Função de proteção SISTÊMICA implementada.....	50
4.2.1	Ponto de operação do sistema em regime permanente pré-contingência.....	51
4.2.2	Perda de um dos polos do Bipolo Xingu – Estreito (2.000 MW).....	52
4.2.3	Perda do Bipolo Xingu – Estreito (4.000 MW)	53
4.2.4	Perda de um dos polos do Bipolo Xingu – Terminal Rio (2.000 MW).....	54
4.2.5	Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio (4.000 MW).....	55
4.2.6	Comentários	56
4.3	Latencias do ambiente implementado	56
4.3.1	Teste e validação do Wireshark como ferramenta de monitoramento de latências	57
4.3.2	Ensaio realizado para análise de desempenho do SEP	59
5	CONCLUSÃO.....	62
	REFERÊNCIAS.....	64

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil passa por um período de mudanças motivadas por fatores ambientais, econômicos e tecnológicos. Na geração se destaca o forte crescimento das fontes eólica e solar, que introduzem maior incerteza no despacho e conduzem a uma menor inércia equivalente no sistema devido à redução da proporção de geração síncrona. A Tabela 1 mostra essa tendência, apresentando a evolução da capacidade instalada no SIN entre os anos 2020 e 2024, bem como o percentual de cada fonte de energia na matriz elétrica do país. Observa-se que, de acordo com a projeção, a participação das usinas eólicas e solares fotovoltaicas aumentará 82,0% e 289,4%, respectivamente, no período apresentado.

Tabela 1 – Matriz de energia elétrica do SIN, capacidade instalada por fontes de energia (2020-2024).

Fonte	Capacidade 2020		Capacidade 2024		Variação	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Hidrelétrica	108.576	65,5	109.522	56,2	946	0,9
Térmica	35.579	21,4	41.140	21,1	5.561	15,6
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,0	0	0,0
Eólica	16.675	10,1	30.342	15,6	13.667	82,0
Solar	3.063	1,8	11.927	6,1	8.864	289,4
Total	165.883	100,0	194.920	100,0	29.037	17,5

Fonte: PMO dezembro/2021 e dezembro/2022 (ONS, 2022a).

Na transmissão se enfatiza a operação das linhas de transmissão mais próximas de seus limites, especialmente nas interligações entre os subsistemas do SIN, o que intensifica as interações dinâmicas entre os sistemas HVDC e HVAC presentes (ONS, 2021). Esta situação é agravada pelas restrições e atrasos na execução de novas obras de expansão necessárias para atender adequadamente às crescentes demandas do SIN. Por conta desses desafios do setor elétrico brasileiro, há necessidade de buscar novas ferramentas de supervisão e controle, tais como o emprego de medidas sincrofasoriais em SEPs, a fim de manter níveis adequados de confiabilidade no suprimento do mercado de energia elétrica.

Convencionalmente, os SEPs implementados no SIN utilizam sinais originados em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (*Intelligent Electronic Device – IED*), tais como medições de grandeza elétricas, informação da topologia da rede e posições de disjuntores, chaves

seccionadoras, e outros. Porém, devido aos avanços tecnológicos nos meios de comunicação, processamento e armazenamento de dados torna-se viável definir novos sistemas de supervisão, controle e proteção que também utilizem dados provenientes de PMUs. A utilização das medidas sincronizadas a uma taxa de 60 fasores por segundo, por exemplo, possibilita analisar a dinâmica do sistema em tempo real e conseqüentemente implementar lógicas de proteção adaptáveis ao estado atual e a dinâmica do sistema.

Este Trabalho de Conclusão de Curso traz as atividades desenvolvidas no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan) da UFSC, onde o autor atua como pesquisador, com foco no projeto SEP-PMU – Desenvolvimento de projeto piloto de sistema especial de proteção (SEP) utilizando-se a tecnologia de sincrofasores. Destaca-se que o projeto SEP-PMU é uma iniciativa do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em parceria com o INESC P&D Brasil, com a participação de pesquisadores da UFSC e Unicamp, visando atingir os seguintes objetivos principais:

1. Desenvolver metodologias e aplicações para controle e proteção sistêmica no contexto do SIN, tendo como base dados de Medição Sincronizada de Fasores (MSF);
2. Especificar e implementar plataforma de aquisição e processamento de dados em tempo real, em subestações do SIN e no simulador RSCAD/RTDS;
3. Validar experimentalmente conceitos e técnicas relativas à aplicação da tecnologia de sincrofasores em Sistemas Especiais de Proteção (SEP, WAMPACS).

Em particular, as ações do projeto visam a identificação de potenciais ganhos de seletividade e confiabilidade para os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) a partir da utilização de dados de sincrofasores, considerando o contexto atual de crescente complexidade operacional do SIN.

O presente trabalho situa-se nas temáticas descritas nos objetivos “2” e “3” acima indicados, tendo como foco os aspectos relativos à implementação e validação das funções de proteção sistêmica no concentrador de dados instalado no ambiente de simulação em escala real de tempo do ONS.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo central do trabalho é a implementação e validação de funções de proteção sistêmica no concentrador de dados (PDC) instalado no ambiente de simulação em escala real de tempo do ONS, formado pelo simulador RSCAD/RTDS, PMUs e PDC. As funções de proteção implementadas têm como base a utilização de dados provenientes de Unidades de Medição Sincrofasorial (*Phasor Measurement Unit* – PMU) e visam o controle de emergências no sistema de transmissão HVDC associado à UHE de Belo Monte.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Revisão dos conceitos envolvidos nos Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) e SEPs;
- Estudo de caso base do SEP responsável pela desconexão de unidades geradoras da UHE Belo Monte para contingências internas aos bipolos HVDC associados a esta usina;
- Proposta de atualização do SEP, introduzindo o uso de medidas sincrofasoriais;
- Apresentação da infraestrutura para simulação em escala real de tempo do SEP;
- Implementação da função de proteção sistêmica proposta no ambiente de simulação;
- Análise dos resultados obtidos a partir da implementação da função de proteção, incluindo a avaliação de seu desempenho.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente documento está organizado em cinco capítulos, conforme descrito a seguir. No Capítulo 1 são apresentadas a introdução, motivações e objetivos do trabalho. No Capítulo 2 são abordados os conceitos relativos à tecnologia de sincrofasores e Sistemas Especiais de Proteção necessários para compreensão dos tópicos abordado nos capítulos seguintes. No Capítulo 3 descreve-se o caso de estudo utilizado de base para os desenvolvimentos metodológicos, bem como a implementação do SEP-PMU realizada no ambiente de simulação. Aqui são detalhados os elementos que compõe o sistema RSCAD/RTDS/PMU/PDC e os principais aspectos de sua configuração. No Capítulo 4 são

apresentados os resultados obtidos com a implementação, incluindo a demonstração da atuação da função de proteção especificada e uma análise do desempenho do SEP, tendo como foco o tempo total de atuação. Por fim, o Capítulo 5 apresenta a conclusão do trabalho, destacando as contribuições e as principais constatações. Também, são feitas sugestões para trabalhos futuros.

2 CONCEITOS BÁSICOS

Este capítulo é dedicado à apresentação das definições que serão mencionadas ao longo deste trabalho. Aqui, será apresentada uma revisão dos conceitos fundamentais envolvidos nos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) e Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF).

2.1 SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO (SEP)

A expansão segura do sistema elétrico é garantida por meio de estudos que adotam o critério "N-1", onde a estabilidade do sistema é assegurada caso haja o desligamento intempestivo de qualquer de seus elementos. Outros cenários não contemplados pelo critério, como a perda de múltiplos elementos ou elementos críticos para a estabilidade do SIN, são analisados por meio de estudos que determinam as ações de controle e proteção necessárias para a estabilização do sistema ou para minimização das consequências. Estas ações automáticas, de caráter operacional, compõem os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs).

O ONS define os SEPs como sistemas automáticos de controle e proteção que atuam quando identificada uma condição pré-determinada representativa de alguma operação anormal ou de múltiplas contingências, com o objetivo de amenizar os impactos no Sistema de Energia Elétrica (SEE); nele são englobados os esquemas de controle de emergência (ECE) e de controle de segurança (ECS) (ONS, 2020). A implementação dos SEPs abrange contingências não previstas nos estudos de planejamento ou contingências para situações não previstas da rede elétrica como ocorre quando há manutenções ou atrasos na expansão do SEE, e permite a utilização adequada e segura dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

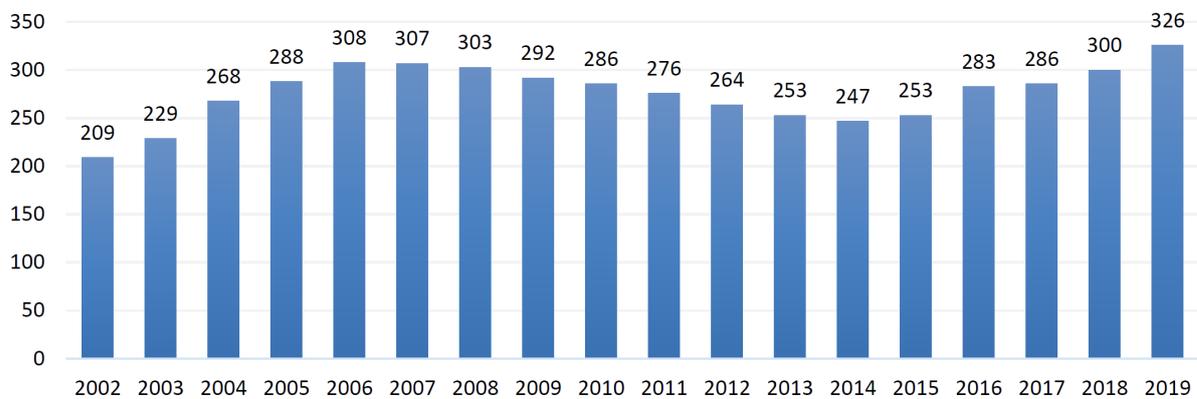
Segundo o (ONS, 2020), o Esquema de Controle de Segurança é um “sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas, realizar uma ação automática para evitar a propagação de distúrbios”. Já o Esquema de Controle de Emergência “objetiva, a partir da detecção de uma condição anormal de operação, realizar ação automática com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão” (ONS, 2020).

Dessa forma, os ECEs detectam os efeitos resultantes de distúrbios, como sobrecarga em transformadores e variações de frequência, e tomam medidas para evitar sua propagação e

preservar a integridade do SEE. Enquanto os ECSs comandam medidas corretivas baseadas no distúrbio em si, atuando em sequência à proteção convencional se necessário, como o corte emergencial de carga/geração ou mudanças na topologia da rede (ALMEIDA, 2002).

Ao final do ano de 2019, um total de 326 SEPs encontravam-se implantados no SIN, o que reforça a importância deste tipo de esquema de proteção sistêmica para o desempenho operacional do sistema elétrico brasileiro (ONS, 2019).

Figura 1 – Evolução do número de SEPs instalados no SIN no período de 2002 a 2019.



Fonte: (ONS, 2019a).

2.2 SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES (SMSF)

O Sistema de Medição Sincronizada de Fasores pode ser compreendido como um sistema de medição de grandezas elétricas em instalações distantes geograficamente, onde as medidas são sincronizadas no tempo e disponibilizadas na forma de fasores. Um SMSF é composto de Unidades de Medição Fasorial (PMUs) conectadas a um Concentrador de Dados Fasoriais (PDC), por meio de canais de comunicação, e de aplicações para monitoramento ou controle da operação em tempo real do sistema de energia (DECKER et al., 2006).

Quando empregado em sistemas elétricos de larga escala, o SMSF pode ser identificado como WAMS (*Wide Area Monitoring Systems*), WACS (*Wide Area Control Systems*), WAPS (*Wide Area Protection Systems*) ou WAMPACS (*Wide Area Measurement, Protection and Control Systems*), dependendo do contexto de sua aplicação. A seguir, serão apresentadas as definições encontradas em (OLIVEIRA; ALVES, 2020).

WAMS é um sistema de monitoramento de área ampla que fornece informações em tempo real sobre o estado operacional do sistema elétrico por meio de dados provenientes de

Unidades de Medição Fasoriais (PMUs). Ou seja, tem como foco a supervisão e o monitoramento do sistema elétrico.

WACS é um sistema de controle de área ampla que permite observar o estado dinâmico do sistema elétrico e tomar ações de controle em tempo real, como controle de fluxo de potência, de potência reativa e de amortecimento, a fim de estabilizar o sistema em caso de condições transitórias.

WAPS é um sistema de proteção de área ampla que usam dados de medição fasorial para detectar e proteger o sistema elétrico contra falhas e contingências.

WAMPACS é a mais completa configuração para supervisão de áreas amplas, integrando todos os sistemas anteriores, incluindo medição, controle e proteção. Pela sua finalidade, a infraestrutura para composição de WAMPACS requer serviços de comunicação altamente resilientes entre centros de controle (PDC) e subestações (PMUs), bem como a utilização de PMUs específicas para aplicações no contexto da proteção e controle.

Nas seções seguintes descritos os equipamentos básicos que compõem os SMSF.

2.2.1 Unidade de Medição Fasorial (PMU)

As Unidades de Medição Fasorial são dispositivos capazes de amostrar dados de tensão e corrente, de forma sincronizada, a fim de estimar os fasores correspondentes e transmiti-los para concentradores de dados. Os fasores são calculados com base em uma referência absoluta de tempo, utilizando sinal de sincronismo de um GPS. Dessa forma, todas as medidas, incluindo os ângulos dos fasores, registradas por diferentes PMUs de um sistema de monitoramento sincronizado estão referenciados a uma mesma base temporal. As medidas são transmitidas ao concentrador de dados com uma taxa típica de 60 fasores por segundo, e são etiquetadas com uma marca de tempo (UTC) que possibilita correlacionar as medidas de várias PMUs (PHADKE; THORP, 2017).

As normativas técnicas e requisitos de conformidade para medição fasorial e PMUs são descritos pelo IEEE. As normas são a IEEE C37.118.1 de 2011, que define classificações técnicas de PMUs, critérios de erro, requisitos de erro em regime permanente e dinâmico, e a IEEE C37.118.2 de 2011, que padroniza a comunicação e envio de dados. Segundo essas normas, as PMUs são separadas em duas classes: classe P, destinada à proteção, com maiores requisitos de velocidade de resposta, e classe M, destinada à medição, com requisitos de

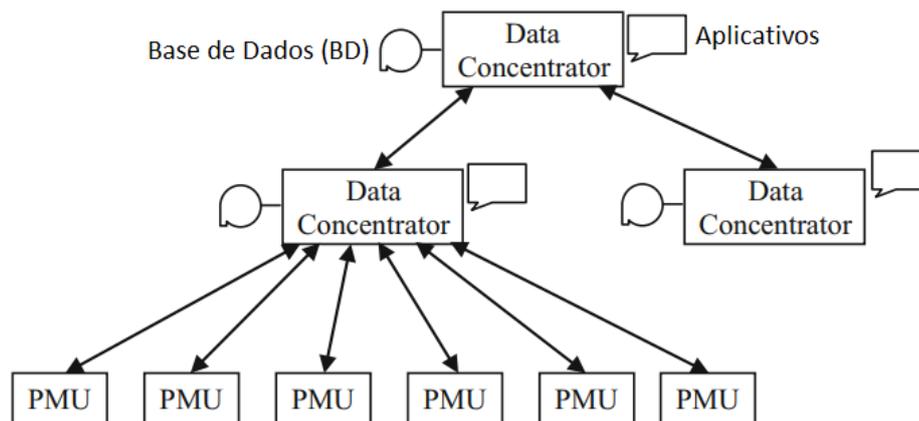
qualidade do sinal e faixas de operação. Para ser considerada conforme às normas, uma PMU deve atender a todos os requisitos especificados para sua classe. A escolha da classe da PMU deve considerar as características e requisitos da aplicação específica. Para uso em sistemas de proteção, é recomendável a utilização da classe P, em virtude da maior exigência de um prazo máximo para a PMU externalizar os dados.

2.2.2 Concentrador de Dados Fasorial (PDC)

As principais funções do PDC são receber os fasores enviados pelas PMUs, verificar eventuais erros de transmissão, correlacionar as medidas de acordo com suas etiquetas de tempo, armazenar os dados para uso futuro e disponibilizar fluxos de dados para aplicações em tempo real (PHADKE; THORP, 2017).

Os concentradores de dados também podem trocar dados entre si, o que possibilita a formação de diferentes arquiteturas onde os PDCs são hierarquizados, conforme exemplificado na Figura 2 . Embora as comunicações estejam todas indicadas como sendo bidirecionais, geralmente o fluxo de dados é direcionado a níveis acima na hierarquia. Exemplos de comunicações no sentido oposto são solicitações de dados e comandos de configuração.

Figura 2 – Exemplo de arquitetura hierarquizada de PDCs.



Fonte: Adaptado de (PHADKE; THORP, 2017).

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

As motivações principais para o desenvolvimento de aplicações no contexto dos WAMPACS são, em geral, decorrentes da necessidade do desenvolvimento de novas

estratégias de monitoramento, controle e proteção para os SEE de grande porte, face à sua crescente complexidade estrutural e operacional. Este é precisamente o caso do SIN, que opera com múltiplos elos de corrente contínua (HVDC) em configuração *multi-infeed* (MANTUANO FILHO et al., 2021) e que está sujeito a forte expansão de fontes de geração renovável não-convencional.

Neste sentido, no capítulo seguinte descreve-se a implementação de um SEP com base em medidas de sincrofasores, segundo os conceitos dos WAMPACS, no ambiente de simulação em escala real de tempo do ONS.

3 IMPLEMENTAÇÃO DO SEP-PMU NO SIMULADOR RTDS

Este capítulo é dedicado à apresentação da metodologia de desenvolvimento de um SEP baseado em sincrofasores e, também, de sua implantação em um ambiente de simulação em escala real de tempo. Inicialmente, nas seções 3.1 e 3.2 é apresentado o caso de estudo: a Lógica 3 do SEP, instalado e em operação no SIN, responsável pela desconexão de geradores na UHE Belo Monte em situações de contingências internas ao sistema HVDC associado a esta usina.

Na seção 3.3 é proposto um aprimoramento desse SEP convencional, tendo como foco a Lógica 3, com a substituição do uso da medida de fluxo de potência ativa da interligação Norte-Sudeste (FNS) por medidas sincrofasoriais de defasagem angular entre as estações conversoras Xingu, Estreito e Terminal Rio. Para tanto, são apresentadas as tabelas de referências advindas dos estudos realizados no programa Organon pelos demais pesquisadores do projeto SEP-PMU.

Por fim, a seção 3.4 traz as principais características do ambiente para a simulação em tempo real do ONS onde foi desenvolvida e validada a função de proteção sistêmica proposta, incluindo a descrição de hardwares e softwares que compõe a infraestrutura de medição, aquisição e processamento de dados de PMU. É importante destacar que a equipe do ONS foi responsável pela implementação e operação do simulador RTDS, enquanto o autor deste trabalho foi responsável pelos desenvolvimentos no PDC.

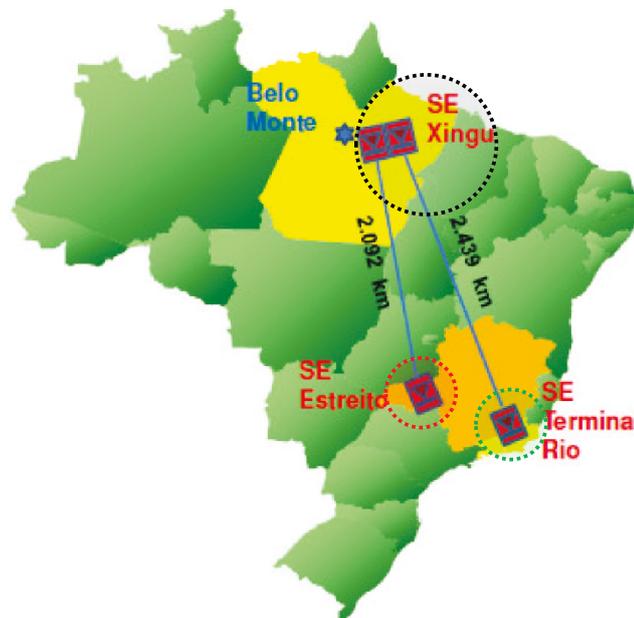
3.1 SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC ASSOCIADO À UHE BELO MONTE

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE BM), localizada no rio Xingu, estado de Pará, região Norte do Brasil, é uma usina fio d'água com 11,0 GW de capacidade instalada, composta por 18 unidades geradoras (conjunto turbina-gerador) de 611 MW, sendo a maior usina hidrelétrica inteiramente brasileira (REDAÇÃO ENGIE, 2022).

Devido à sua elevada capacidade instalada e alta variabilidade em sua geração ao longo do ano, em função das características das aflúncias do rio Xingu, a UHE Belo Monte promove mudanças no cenário energético e, conseqüentemente, nos intercâmbios de energia entre subsistemas do SIN para evitar a ocorrência de vertimentos turbináveis nas usinas da região Norte (P. C. V. ESMERALDO et al., 2013). A implantação da UHE BM motivou investimentos em projetos de transmissão para aumento da capacidade de intercâmbio de energia entre as regiões Norte e Sudeste, que resultaram na construção de dois bipolos em corrente contínua (D. S. CARVALHO; D. F. SOUZA; P. C. V. ESMERALDO, 2013).

O sistema de transmissão HVDC associado à UHE de Belo Monte traz a configuração em corrente contínua em ± 800 kV, constituído por dois bipolos, cada um com uma capacidade de transmissão de 4.000 MW. O primeiro possui comprimento de cerca de 2,1 mil km interligando as subestações de Xingu (PA) e Estreito (MG). O segundo bipolo apresenta cerca de 2,5 mil km de comprimento, interligando as subestações de Xingu (PA) e Terminal Rio (RJ). A Figura 3 apresenta as estações conversoras CA/CC, 500 kV / ± 800 kV, do sistema HVDC de Belo Monte.

Figura 3 – Estações conversoras do sistema HVDC de Belo Monte.



Fonte: (EPE, 2014).

A solução de planejamento descrita, com base em dois novos bipolos HVDC, foi adotada após a indicação dos estudos de que a injeção de potência em pontos separados do subsistema Sudeste proporcionaria benefícios para o desempenho do sistema, com redução nos custos de transmissão, maior segurança e confiabilidade, conforme demonstrado em (D. S. CARVALHO; D. F. SOUZA; P. C. V. ESMERALDO, 2013).

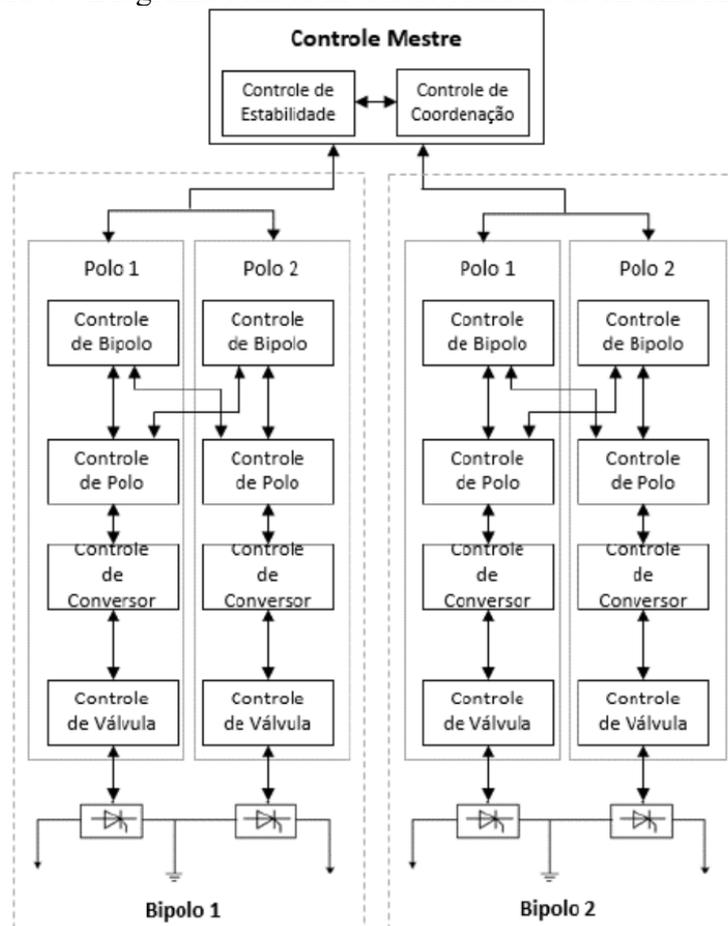
Com todas as estações conversoras presentes na mesma área síncrona, esses elos de corrente contínua são os únicos do tipo embutido no sistema CA (*embedded HVDC*) no SIN. Conseqüentemente, os bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio influenciam diretamente no comportamento da rede CA. Neste sentido, oferecem, além de suas principais funções de transferência da energia entre as regiões Norte e Sudeste, outras funções de

controle adicionais dentro da rede CA, tais como os controles de frequência sistêmico e de amortecimento de oscilações de potência (POD). Por outro lado, as contingências no sistema HVDC afetam a estabilidade das máquinas síncronas do SIN, sendo prevista a perda de sincronismo entre as regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste quando há o bloqueio de um dos bipolos sem a ação prevista pelos esquemas especiais de proteção (ONS, 2022b).

3.2 SEP IMPLANTADO NOS BIPOLOS XES E XTR

As funções de controle necessárias para operação do sistema HVDC são implementadas em uma estrutura hierarquizada com 5 níveis, conforme o diagrama apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Diagrama com os níveis de controle do sistema HVDC.



Fonte: (ONS, 2022b).

Em condições normais de operação, o objetivo principal desses controladores é manter a corrente na linha CC e a tensão no elo dentro de uma faixa especificada, a fim de proporcionar o despacho de potência determinado pelo ONS para cada bipolo. Para tanto, são

desenvolvidas tarefas em cada um dos controladores, conforme indicado a seguir: o Controle de Válvula promove o disparo de cada tiristor individual, com base no pulso de controle gerado no Controle de Conversor; o Controle de Conversor, por sua vez, é responsável por determinar o instante de disparo a partir da ordem de corrente definida pelo Controle de Polo. O cálculo da ordem de corrente de referência é feito de acordo com a ordem de potência informada normalmente pelo Controle de Bipolo para atender a ordem de potência estipulada pelo operador ou pelo Controle Mestre (ONS, 2019b).

Em cada nível de controle também se encontram diversas funções que têm como objetivo a melhoria do desempenho dinâmico do sistema elétrico, através da modulação na ordem de potência definida pelo operador. Tais funções de controle sistêmico garantem a operação segura e com a maior disponibilidade do sistema de corrente contínua em diferentes condições de operação dos bipolos, pela adoção de diferentes estratégias, conforme detalhado nos estudos pré-operacionais dos Bipolos Xingu – Estreito (ONS, 2018) e Xingu – Terminal Rio (ONS, 2019b).

Ações que demandam coordenação entre os bipolos, ou entre os sistemas CA e CC, são de responsabilidade, respectivamente, do Controle de Coordenação e do Controle de Estabilidade, de forma que ambos compõem uma unidade individual localizada na subestação Xingu denominada Controle Mestre. Neste nível de controle, está implantado um Sistema Especial de Proteção (SEP) composto de seis lógicas, cada uma responsável por tomar ações pré-determinadas a fim de restabelecer o estado seguro do sistema frente a contingências e condições específicas.

As lógicas foram propostas para garantir melhor uso dos recursos energéticos diante de contingências severas previstas pelo ONS em estudos de planejamento, tendo como foco a integração dos Bipolos Xingu – Estreito (XES) e Xingu – Terminal Rio (XTR) ao SIN ainda com problemas importantes decorrentes do atraso na expansão da rede CA em 500 kV. Nos estudos (ONS, 2018) e (ONS, 2019c), é constatado que no cenário Norte exportador, as contingências internas ao sistema de transmissão em corrente contínua, não compensadas pela elevação da ordem de potência dos polos remanescentes, podem levar à perda de sincronismo entre as máquinas da região Norte com relação às demais máquinas do SIN, com a consequente abertura das interligações Norte-Sudeste e Sudeste-Nordeste pela atuação das proteções de perda de sincronismo associadas.

A ação de Run-Up (elevação rápida de potência) e a capacidade de sobrecarga dos polos permite que o sistema suporte a perda de um dos polos. Contudo, no caso de perda de um dos bipolos, é possível que ocorra o esgotamento da capacidade de sobrecarga do outro bipolo – devido à limitação da transferência de potência entre os bipolos. Assim, existe a necessidade de corte de geração no subsistema Norte para garantir a estabilidade do sistema CA, conforme determinado pela Lógica 3 do SEP.

Dessa forma, o acionamento da Lógica 3 ocorre na condição de fluxo no sentido de Xingu para Estreito e Xingu para Terminal Rio, ou seja, no cenário Norte exportador para o Sudeste, quando há perda de um bipolo ou do último polo de um dos bipolos. A lógica comanda o corte de geração nas UHE Belo Monte e Tucuruí, em função da potência CC perdida e do FNS, conforme os valores apresentados na tabela a seguir.

Tabela 2 – Lógica 3: Montantes de Corte de Geração.

Potência CC Perdida (MW)	Corte de Geração (MW)		
	FNS ≤ 1500 MW	1500 < FNS ≤ 3000 MW	FNS > 3000 MW
MW ≤ 0	0	540	540
0 < MW ≤ 50	0	1080	1080
50 < MW ≤ 100	0	1080	1620
100 < MW ≤ 250	0	1620	2160
250 < MW ≤ 400	0	2160	2160
400 < MW ≤ 600	0	2160	3240
600 < MW ≤ 800	540	2700	3240
800 < MW ≤ 1000	540	3240	3780
1000 < MW ≤ 1200	1080	3780	3780
1200 < MW ≤ 1600	1620	3780	3780
1600 < MW ≤ 2000	2160	3780	3780
2000 < MW ≤ 2400	2700	3780	3780
2400 < MW ≤ 2800	3240	3780	3780
MW > 2800	3780	3780	3780

Fonte: (ONS, 2019c).

A potência CC perdida é definida pela diferença entre a potência perdida no bipolo bloqueado e a margem de Run-Up disponível no bipolo remanescente. O fluxo de potência total na interligação Norte – Sudeste (FNS) é o valor medido por dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) instalados na SE Serra da Mesa e na SE Serra da Mesa 2.

Todas as unidades geradoras sincronizadas como gerador da UHE Belo Monte estão aptas a serem desconectadas pela Lógica 3, independente de seu valor de geração, sendo efetuado o corte complementar de máquinas na UHE Tucuruí caso o número de UGs sincronizadas na UHE Belo Monte seja insuficiente.

O Controle Mestre utiliza medições prévias para pré-selecionar as unidades geradoras a serem desconectadas na UHE Belo Monte e, se necessário, na UHE Tucuruí, de modo que a desconexão dessas máquinas possa ser realizada em até 150 milissegundos após caracterizada a perda de um dos bipolos. Observa-se que o valor de 150 ms como tempo máximo para a tomada da ação corretiva (desconexão de geração) é um indicativo da elevada severidade da contingência para o desempenho dinâmico do SIN.

3.3 TABELAS DE REFERÊNCIA COM BASE EM DEFASAGENS ANGULARES

As referências apresentadas nesta seção têm como base uma das abordagens analisadas no âmbito do projeto SEP-PMU, conforme (MANTUANO FILHO et al., 2022). Essa primeira abordagem busca identificar possíveis benefícios da substituição do uso da medida do fluxo de potência ativa na interligação Norte-Sudeste (FNS) em favor da utilização das defasagens angulares entre barramentos, medidas por PMUs, para caracterização das condições de carregamento da rede CA na condição pré-falta do sistema.

A análise teve como base a Lógica 3 do SEP de Belo Monte, mas com novas referências para seleção de máquinas definidas em função de defasagens angulares e obtidas por meio de simulações realizada com o software Organon. Conforme indicado nas Tabelas 3 e 4, que se baseiam no trabalho apresentado nos artigos (MANTUANO FILHO et al., 2021) e (MANTUANO FILHO et al., 2022), o número de máquinas a serem desconectadas é determinado em função da potência perdida e de diferenças angulares entre os barramentos de 500 kV das estações conversoras Xingu, Estreito e Terminal Rio.

Tabela 3 – Tabela referência bloqueio Xingu – Estreito.

Potência Interrompida XES (MW)	Diferença Angular XES (graus)	Núm. Máquinas Desconectadas
2000	$\theta < 40$	0
2000	$40 \leq \theta < 50$	1
2000	$50 \leq \theta < 65$	2
2000	$65 \leq \theta < 75$	3
4000	$\theta < 15$	2
4000	$15 \leq \theta < 25$	3
4000	$25 \leq \theta < 35$	4
4000	$35 \leq \theta < 45$	5
4000	$50 \leq \theta < 60$	6
4000	$60 \leq \theta < 75$	7

Fonte:(MANTUANO FILHO et al., 2022).

Tabela 4 – Tabela referência bloqueio Xingu - Terminal Rio.

Potência Interrompida XTR (MW)	Diferença Angular XTR (graus)	Núm. Máquinas Desconectadas
2000	$\theta < 45$	0
2000	$45 \leq \theta < 60$	1
2000	$60 \leq \theta < 90$	2
4000	$60 \leq \theta < 70$	5
4000	$70 \leq \theta < 90$	6

Fonte: (MANTUANO FILHO et al., 2022).

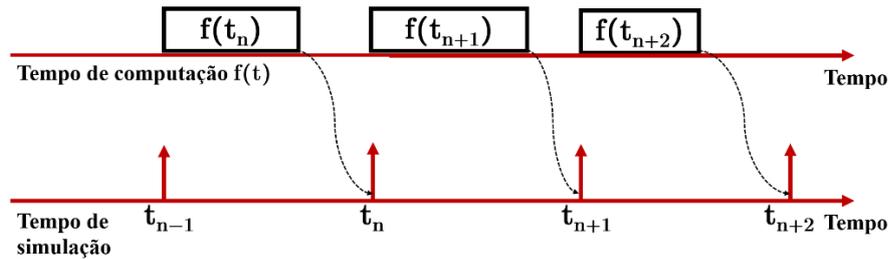
Conforme comentado anteriormente, o desenvolvimento de uma metodologia de proteção utilizando dados provenientes de PMUs busca oferecer alternativas aos esquemas especiais de proteção convencionais em uso pelo ONS, visando a ampliação da seletividade dos SEPs e o aumento da confiabilidade ao SIN. Neste sentido, os desenvolvimentos e implementações deste trabalho têm como base as tabelas de referência anteriormente apresentadas e os dados provenientes de PMUs disponíveis em ambiente de simulação em escala real de tempo do ONS, descrito na seção a seguir.

3.4 INFRAESTRUTURA DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO RSCAD/RTDS/PMU/PDC

A simulação digital tem um papel importante no contexto de sistemas elétricos de potência. No Brasil, é uma ferramenta utilizada por décadas no planejamento e operação do sistema elétrico, assim como no projeto e teste de seus equipamentos e funções de controle. É por meio da simulação que se pode avaliar a resposta de um sistema ou elemento modelado frente a muitas contingências e cenários, incluindo ensaios destrutivos ou de alto risco.

A simulação em escala de tempo real se dá quando o tempo de simulação é igual ao tempo real decorrido durante sua execução e implica que um evento no sistema que dura um segundo será simulado em um segundo. Para um simulador digital, adota-se um passo de integração (*time-step*) fixo, de modo que o tempo de computação deve ser menor ou igual a este período, conforme indicado na Figura 5. Após o processamento realizado, ainda existirá um tempo de espera antes de iniciar o próximo passo para garantir o sincronismo com o tempo real. Durante esse processamento devem ser realizadas todas as operações relevantes para o funcionamento do simulador, incluindo a leitura de entradas, a solução de equações matemáticas (associadas ao algoritmo adotado) e a geração dos comandos de saída (NOUREEN et al., 2017).

Figura 5 – Simulação digital em escala de tempo real.



Fonte: Adaptado de (NOUREEN et al., 2017).

Vale apontar que, para a simulação descrever a dinâmica do sistema modelado corretamente, é necessário que o passo de integração escolhido seja inferior à menor constante de tempo desse sistema. Essa escolha, juntamente com a complexidade e as dimensões do sistema, determinam o poder computacional necessário.

A principal vantagem na execução de simulações em tempo real é a capacidade de acoplar hardware externo ao simulador e testá-los em malha fechada, caracterizado as simulações *Hardware-in-the-loop* – HIL. Tal recurso permite observar a resposta de um dispositivo de proteção ou controle a um sinal imposto e conectar a resposta do dispositivo externo de volta à rede simulada. Dessa forma, oferece um método seguro e de baixo custo para testar dispositivos físicos, em comparação a testes envolvendo ensaios no campo. No contexto deste trabalho, em particular, há especial interesse na realização de simulações HIL com base nas réplicas dos cubículos de proteção e controle dos bipolos XES e XTR.

Nas seções a seguir serão discutidos os principais elementos da infraestrutura que constituem o chamado sistema RSCAD/RTDS/PMU/PDC, tendo enfoque nos aspectos mais relevantes para o desenvolvimento, teste e validação de um WAMPAC no ambiente de simulação em tempo real do ONS.

3.4.1 Simulador RTDS

O simulador em escala real de tempo é composto por hardware (RTDS) e software (RSCAD) especialmente projetados para estudar fenômenos relativos a transitórios eletromagnéticos (EMT) em tempo real. O RSCAD/RTDS se destaca pelas suas extensas bibliotecas de componentes do sistema elétrico de potência e de sistemas de controle, e por atingir as velocidades de computação necessárias para manter a operação contínua em tempo real, que possibilitam a implementação de sistemas de energia elétrica complexos e de grande

escala (RTDS, 2012). A arquitetura de processamento paralelo do simulador RTDS é uma característica importante. Ela permite aproveitar o conceito de subsistemas matematicamente isolados e conectados entre si para dividir a solução do sistema em partes que podem ser solucionadas em paralelo. Tipicamente, faz uso de modelos de linha de transmissão ou outros componentes adequados, como conversores HVDC, para separar a solução do sistema em partes menores. De modo que é possível representar sistemas de energia maiores sem afetar significativamente o passo de integração da simulação (RTDS, 2012).

As simulações realizadas durante o estudo foram executadas adotando um passo de integração de 70 microssegundos, permitindo analisar fenômenos do sistema de energia elétrico e a resposta do controle. Inclusive, pode ser usado para avaliar a estabilidade eletromecânica, prevendo se os geradores do sistema podem retornar à operação síncrona após serem submetidos a distúrbios como curtos-circuitos, perda de linhas, transformadores, geradores, etc. Neste trabalho de conclusão de curso, as contingências foram a perda do elemento de transmissão HVDC (polo ou bipolo), sem transferência de potência, seguido do desligamento de unidades geradoras na UHE Belo Monte, 150 milissegundos após o bloqueio.

No âmbito do desenvolvimento de um SEP destinado a fazer frente às contingências internas aos bipolos XES e XTR com base na aplicação da tecnologia de sincrofasores, destaca-se a implementação no RSCAD/RTDS do sistema de controle desses bipolos, da rede elétrica modelada, dos componentes que desempenham a função de PMU e de sua conexão com o PDC.

3.4.1.1 Réplicas dos painéis de Controle e Proteção dos bipolos XES e XTR

Para aproveitar as potencialidades de simulações tipo HIL, réplicas dos cubículos dos bipolos XES e XTR foram conectadas ao simulador RTDS. Tal estratégia possibilita a interação em malha fechada desses painéis de C&P com o sistema de energia elétrica simulado, a fim de termos a resposta fiel dos sistemas de controle e proteção desses bipolos durante a simulação, sem ser necessário modelar esses dispositivos. Além dos controles de cada conversor, polo e bipolo, também há o Controle Mestre que possui como uma de suas funções principais o SEP de Belo Monte, conforme descrito na Seção 3.2.

3.4.1.2 Rede elétrica modelada

O sistema elétrico de potência utilizado foi modelado pelo ONS no software RSCAD, a partir da configuração do SIN¹ referente ao ano 2020, seguindo a metodologia de redução de rede descrita em (JARDIM; LEITE DA SILVA, 2017). Em relação ao sistema completo, foram agrupadas em equivalentes dinâmicos (clusters de geração) as usinas de menor importância para o estudo da dinâmica do SIN frente a eventos de bloqueio dos bipolos XES e XTR. As características gerais do sistema estão na tabela abaixo.

Tabela 5 – Características gerais dos sistemas completo e equivalente.

	Sistema completo	Sistema equivalente
Número de barras	6.868	247
Número de circuitos	10.003	605
Número de geradores	710	193
Número de compensadores síncronos	39	15
Equivalentes dinâmicos	-	32

Fonte: (MANTUANO FILHO et al., 2022).

No trabalho (MANTUANO FILHO et al., 2022), os dados de maior relevância deste sistema equivalente implementado no RSCAD/RTDS foram apresentados. Serão destacados os principais aspectos a seguir:

- Adoção de uma representação trifásica da rede elétrica em corrente alternada, sem uso de fontes de tensão ideal (equivalentes de Thévenin), a fim de representar adequadamente a dinâmica do sistema diante de contingências severas, com risco de perda de sincronismo;
- Carga de 85,2 GW representada com base no modelo ZIP, considerando impedância constante para as parcelas ativa e reativa. O amortecimento da carga com a frequência foi representado, indiretamente, na geração, por meio do ajuste do amortecimento (D) dos clusters;
- Interligação CA entre as regiões Norte/Sudeste representada de forma completa;
- Representação detalhada dos bipolos Xingu Estreito e Xingu – Terminal Rio, incluindo os modelos para os transformadores conversores, filtros CA e CC, bancos de capacitores, pontes conversoras, linha de transmissão CC, reatores de

¹ Considerando a configuração do SEE existente no período de 2020 (SIN horizonte 2020).

alisamento; e também, com as funções de controle e proteção desses bipolos sendo desempenhadas por meio das réplicas dos painéis, conforme descrito na Seção 3.4.1.1.

3.4.1.3 *Infraestrutura de medição, aquisição e processamento de dados de sincrofasores*

A tecnologia de medição fasorial é uma parte necessária para o SEP proposto neste trabalho. Para a aquisição de dados sincrofasoriais do sistema de energia elétrico simulado foi utilizado o modelo de PMU presente na biblioteca de sistemas de controle do RSCAD. Deste modo, os dados das PMUs simuladas podem ser enviados para um servidor computacional destinado a suportar as funções de PDC e de controle de emergências.

A fim de emular o comportamento de uma PMU, o RTDS necessita de um conjunto de hardware especializado. Para tanto, foram instaladas a placa de sincronização GTSYNC (*Giga-Transceiver Synchronization Card*) e a placa de comunicação de rede GTNETx2 (*Giga Transceiver Network communication card*).

A placa de sincronização GTSYNC é utilizada para sincronizar o passo da simulação com uma referência de tempo externa, como um relógio GPS (RTDS, 2019). Nessa instalação, foi especificado o relógio referenciado por satélites, GPS e GLONASS, de modelo RT430 da GE/Reason para sincronização da placa GTSYNC através do protocolo IRIG-B.

A placa de comunicação de rede GTNETx2 permite o envio dos dados mensurados pelas PMUs virtuais ao PDC, por meio do protocolo IEEE C37.118. No RSCAD há dois componentes disponíveis para a implementação das PMUs; ambos utilizam o modelo de processamento de sinal encontrado no Anexo C da norma IEEE C37.118.1-2011 para PMU classe M ou P (RTDS, 2013), mas possuem diferentes limitações em sua configuração, conforme descrito nos parágrafos seguintes.

Por meio do componente GTNET-PMU8 é possível enviar medidas de até oito PMUs, com informações de componentes simétricos relacionadas a conjuntos de tensões e correntes trifásicas. A taxa de frames de cada PMU pode ser definida, individualmente, entre 1 e 240 frames por segundo (RTDS, 2013).

Pelo componente GTNET-PMU24 é possível enviar medidas de até vinte-quatro PMUs contendo apenas dados de sequência positiva. A taxa de frames definida para cada PMU está limitada a 60 frames por segundo (RTDS, 2013).

Com a configuração GTNET-PMU8, foram definidas 8 PMUs classe P (proteção) para envio das grandezas elétricas do lado AC dos polos associados ao sistema HVDC da

UHE Belo Monte. No Quadro 1 estão sintetizadas as informações relativas a essas PMUs, denominadas de acordo com sua localização: a sigla BM significa Belo Monte, seguida pela identificação do Bipolo XES (1) ou XTR (2), “P1” ou “P2” para o primeiro ou segundo polo de cada Bipolo e a abreviação indicando a subestação Xingu (XNG), Estreito (ESTR) ou Terminal Rio (TRIO). Cada uma das PMUs envia as medidas apresentadas a uma taxa de 60 frames por segundo por meio de um fluxo de dados exclusivamente UDP (*UDP-only method*), estabelecido entre a placa GTNETx2 e o PDC, em uma porta especificada (MANTUANO FILHO et al., 2022).

Quadro 1 – PMUs definidas no RSCAD/RTDS (configuração GTNET-PMU8).

Identificação	Terminal	Bipolo	Medidas	Porta UDP
PMU1BM1P1XNG	Xingu	XES (1)	Frequência; RoCoF; Módulo e ângulo das tensões trifásicas e de seq. positiva; Módulo e ângulo das correntes trifásicas e de seq. positiva; Qualidade temporal; Status.	4860
PMU2BM1P2XNG				4861
PMU3BM2P1XNG		XTR (2)		4862
PMU4BM2P2XNG				4863
PMU5BM1P1ESTR	Estreito	XES (1)		4864
PMU6BM1P2ESTR				4865
PMU7BM2P1TRIO	Terminal Rio	XTR (2)		4866
PMU8BM2P2TRIO				4867

Fonte: (MANTUANO FILHO et al., 2022).

Posteriormente, o monitoramento foi expandido por meio da inserção de 8 novos pontos de medição fasorial no sistema elétrico equivalente, durante ensaios que buscavam verificar a aderência entre os sistemas modelados no RTDS e no Organon. Destes novos pontos de monitoramento, três estão localizados nas barras terminais das usinas Angra 2, Furnas e Tucuruí e os outros cinco estão posicionados em clusters de geração escolhidos para apoiar na identificação dos modos de oscilação eletromecânica interárea do sistema equivalente. Os resultados encontrados são discutidos em (MANTUANO FILHO et al., 2022) e mostram aderência satisfatória entre os sistemas de transmissão modelados nos dois ambientes de simulação. No Quadro 2 estão sintetizadas as informações relativas a esta configuração de medição, constituído por 16 PMUs, classe P, operando com taxa de 60 frames por segundo, porém, exclusivamente com fasores de sequência positiva para correntes e tensões.

Quadro 2 – PMUs definidas no RSCAD/RTDS (configuração GTNET-PMU24).

Identificação	Terminal	Medidas	Porta UDP
PMU1BM1P1XNG	Xingu	Frequência; RoCoF; Módulo e ângulo das tensões de seq. positiva; Módulo e ângulo das correntes de seq. positiva; Qualidade temporal; Status.	4860
PMU2BM1P2XNG			4861
PMU3BM2P1XNG			4862
PMU4BM2P2XNG			4863
PMU5BM1P1ESTR	Estreito		4864
PMU6BM1P2ESTR			4865
PMU7BM2P1TRIO	Terminal Rio		4866
PMU8BM2P2TRIO			4867
PMU09ANGRA2	Angra 2		4868
PMU10FURNAS	Furnas		4869
PMU11TUCURUI	Tucuruí		4870
PMU12CL10013	Cluster 10013 (região SE)		4871
PMU13CL10015	Cluster 10015 (região SE)		4872
PMU14CL10009	Cluster 10009 (região NE)		4873
PMU15CL10018	Cluster 10018 (região SE)		4874
PMU16CL10021	Cluster 10021 (região AC/RO)		4875

Fonte: (MANTUANO FILHO et al., 2022).

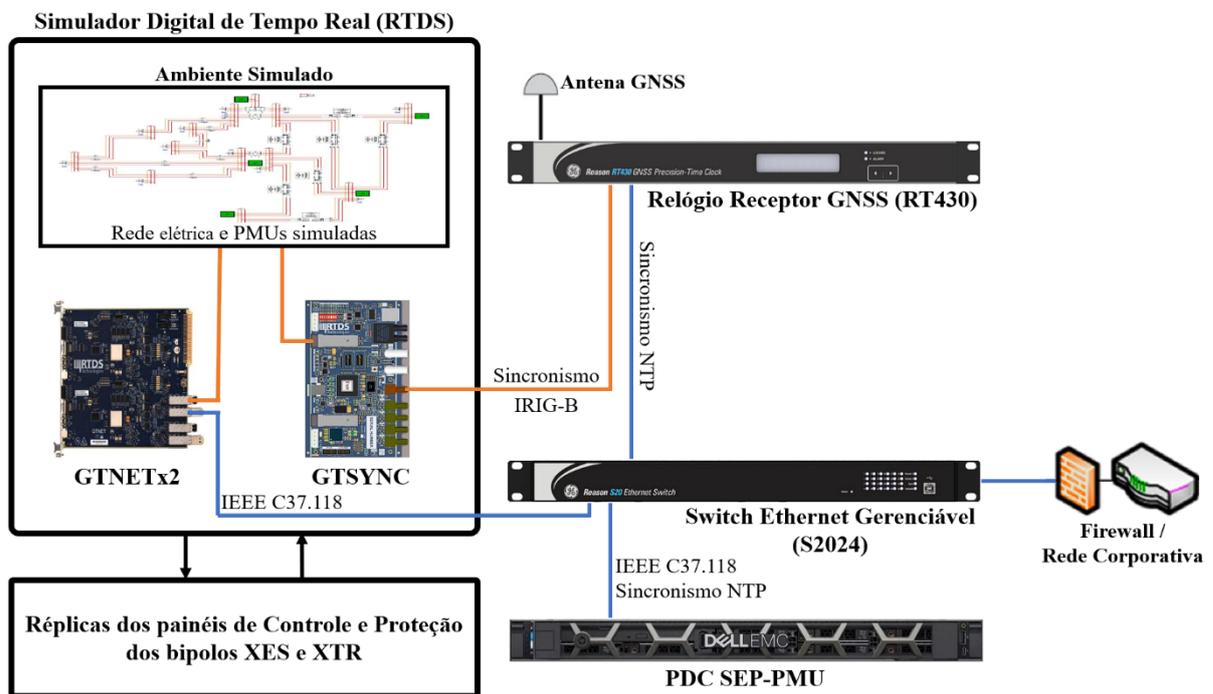
A função de proteção proposta neste trabalho seleciona o número de geradores a serem desconectados com base nos valores de defasagens angulares entre os terminais Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio e das potências injetadas em cada polo nas estações retificadoras e inversoras do sistema HVDC associado a UHE Belo Monte. Para tanto, é possível utilizar apenas os fasores de sequência positiva das PMUs 1 a 8, presentes nas duas configurações e, portanto, ambas implementações são compatíveis com a função proposta.

3.4.2 Concentrador de Dados (PDC)

Para realizar as funções de concentrador de dados no âmbito do projeto SEP-PMU, foi adquirido, pelo ONS, um servidor Dell PowerEdge R640 com sistema operacional Windows Server 2019. Este servidor possui dois processadores Intel Xeon Silver 4215 (8 núcleos de 2.5GHz), 64 GB de RAM, 2 placas de rede de 1.000 Mbps e capacidade de armazenamento de 8 TB.

O servidor foi instalado junto ao simulador RTDS de modo a formar o ambiente de simulação em escala real de tempo do ONS denominado de RSCAD/RTDS/PMU/PDC. Os elementos de maior interesse desse ambiente, com enfoque na implantação do SEP baseado em sincrofasores, estão ilustrados na Figura 6. As conexões de comunicação entre os equipamentos, ilustradas em laranja e em azul, são feitas, respectivamente, por meio de cabos ópticos e por cabos de rede de par trançado com conectores RJ-45.

Figura 6 – Diagrama simplificado da arquitetura do sistema RSCAD/RTDS/PMU/PDC.



Fonte: Adaptado de (MANTUANO FILHO et al., 2022).

Destaca-se que o Windows Server mantém seu relógio sincronizado por meio do protocolo NTP, com o mesmo relógio GNSS² (Sistema Global de Navegação por Satélite) utilizado para sincronização da placa GTSYNC, de modo a garantir que o PDC utilize a mesma referência de tempo das PMUs simuladas no RTDS. Quando necessário, também é possível utilizar outras fontes de tempo NTP disponíveis dentro da rede corporativa do ONS.

O servidor e a placa GTNETx2 estão conectados entre si por um switch de comunicação *GE/Reason* modelo S2024. O switch se encarrega de fazer uma ligação direta entre os dois, de modo a garantir maior desempenho no canal de comunicação utilizado para envio dos dados sincrofásoriais.

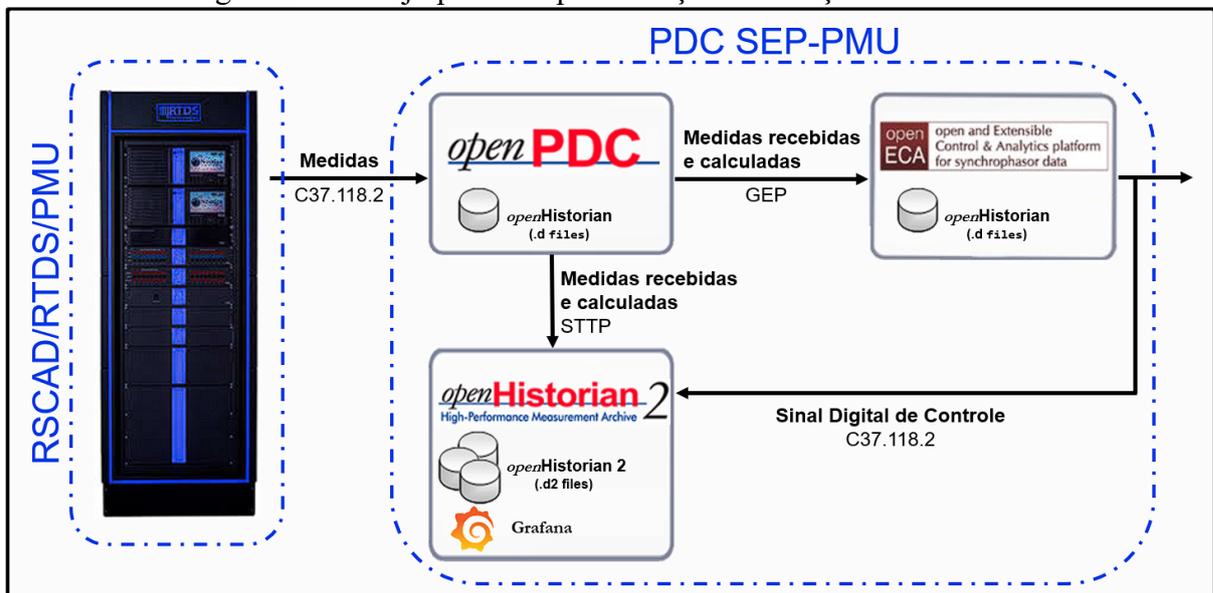
Para conferir a funcionalidade de Concentrador de Dados (PDC) para este servidor, foram instalados um conjunto de aplicativos de código-fonte aberto (*open-source software*) disponibilizados pela GPA (*Grid Protection Alliance*). Os softwares e versões adotados são:

² Relógios GNSS que se referenciam aos satélites GPS (Sistema de Posicionamento Global) e GLONASS (Sistema de Navegação Global por Satélite) para a sincronização temporal.

openPDC v2.8, *openHistorian* v2.7 (incluindo o Grafana 6.6.2) e *openECA* v1.2. Esses aplicativos da GPA possuem as funcionalidades básicas de um concentrador de dados sincrofasoriais (de receber as medidas, correlacioná-las de acordo com suas etiquetas de tempo, armazená-las), e também podem trocar dados entre si, o que possibilita a formação da arquitetura apresentada na Figura 7. Tal arquitetura foi concebida durante a execução do Projeto SEP-PMU, com o intuito de criar um ambiente de desenvolvimento mais completo para a implementação das funções de controle.

Vale ressaltar que até o momento, o ambiente de PDC não recebe os sinais de bloqueio dos bipolos provenientes dos painéis de controle e proteção dos bipolos, a exemplo do que é feito no SEP existente e esperado para a implantação no campo. Portanto, no estágio atual da implementação no simulador é necessário detectar e identificar o bloqueio dos bipolos XES e XTR com base nas potências calculadas com dados provenientes das PMUs. Além disso, o sinal digital de controle resultante do algoritmo implementado no PDC indica o número de unidades geradoras que precisam ser desconectadas na UHE Belo Monte, mas – na implementação atual – não promove ação de controle no RTDS.

Figura 7 – Arranjo para a implementação das funções de controle.



Fonte: Adaptado de (MANTUANO FILHO et al., 2022).

Os softwares mencionados acima terão suas configurações e funções detalhadas nas seções seguintes. No item 3.4.2.1 será apresentada a configuração do *openPDC*, o item 3.4.2.2 tratará das capacidades do *openHistorian* e no item 3.4.2.3 serão abordados os elementos relevantes para implementação da função de proteção sistêmica no *openECA*.

3.4.2.1 *openPDC*

O *openPDC* é responsável pela recepção dos fluxos de dados provenientes da placa GTNETx2. Para cada PMU definida no RSCAD/RTDS é adicionado um dispositivo de protocolo IEEE C37.118.2-2011 no *openPDC* com os devidos IP, porta e código de identificação da PMU. Depois de configurado, o *openPDC* pode iniciar o contato com as PMUs e controlar a transmissão de dados fasoriais.

Um conjunto de estatística de desempenho é gerado automaticamente a cada 10 segundos, para cada um dos fluxos configurados. Entre essas métricas estão a latência do fluxo e indicadores de qualidade e perda de dados (GRID PROTECTION ALLIANCE, 2014). A partir do monitoramento contínuo dessas estatísticas, torna-se possível a implementação de um ambiente de acompanhamento operacional do sistema de medição sincronizada de fasores.

O armazenamento de dados primários (medidas) e estatísticos é feito no banco de dados, chamado “*openHistorian 1.0*”, que está disponível no pacote *openPDC*. O *openPDC* ainda possui a capacidade de introduzir novas medidas calculadas a partir dos dados recebidos da PMU. Por meio do recurso denominado “*Dynamic calculator*” é possível realizar diversas operações matemáticas e comparações lógicas (função “*if*”) frame a frame, de modo que é possível calcular as grandezas elétricas de interesse em tempo real, a uma taxa de 60 frames por segundo.

Para o uso subsequente na função de proteção implementada no *openECA*, são obtidas no *openPDC* as defasagens angulares entre as subestações Xingu e Estreito (XES) e entre as subestações Xingu e Terminal Rio (XTR), com base nos ângulos das tensões de sequência positiva das “PMU1BM1P1XNG” e “PMU5BM1P1ESTR” (Xingu – Estreito), e “PMU3BM2P1XNG” e “PMU7BM2P1TRIO” (Xingu – Terminal Rio). Também são calculadas as potências ativas injetadas em cada polo localizado em Xingu, com base nas correntes e tensões de sequência positiva das “PMU1BM1P1XNG”, “PMU2BM1P2XNG”, “PMU3BM2P1XNG” e “PMU4BM2P2XNG”.

As medidas recebidas e grandezas calculadas são enviadas ao *openHistorian 2* e ao *openECA* por meio do protocolo STTP (*Streaming Telemetry Transport Protocol*) e GEP (*Gateway Exchange Protocol*).

3.4.2.2 *openHistorian 2*

O *openHistorian 2*, comumente referido apenas por “*openHistorian*”, é um sistema projetado para arquivar com eficiência dados de SCADA, sincrofases e outros dados de controle de processo para dar suporte a operações de rede em tempo real e análise pós-operação (GRID PROTECTION ALLIANCE, 2022). Foi a solução adotada devido à sua capacidade de escrever e ler um grande volume de dados com alta velocidade e, também, pelas diversas ferramentas de visualização e exportação desses dados.

Entre as ferramentas de visualização inclusas, se destaca o Grafana cuja integração é feita a partir da extensão de Fonte de Dados (*Data Source plugin*) desenvolvido pela GPA, disponível em: (GRID PROTECTION ALLIANCE, 2020). Por meio dessa extensão, é possível configurar o acesso às bases de dados no padrão *openHistorian 1.0* e *openHistorian 2.0*, de modo a possibilitar a consulta dos dados armazenados no *openPDC*, *openHistorian* e *openECA* a partir dos diversos painéis (*panels*) disponíveis no Grafana.

A partir da organização de um conjunto de painéis é definido um *dashboard*, também conhecido como painel de informações ou painel de gestão, com diferentes finalidades. No âmbito do projeto SEP-PMU, destacam-se os *dashboards* criados para monitoramento operacional do sistema RSCAD/RTDS/PMU/PDC e para visualização dos resultados das simulações de eventos, apresentados, respectivamente, nas Seções 4.1 e 4.2.

3.4.2.3 *openECA*

O ambiente de desenvolvimento das estratégias de controle é o *openECA (Open and Extensible Control and Analytics)*, uma plataforma projetada para simplificar a implementação de algoritmos de análise e controle utilizando fluxos de dados em tempo real. Há uma facilidade na implantação dessa plataforma devido à forte integração com outros produtos da GPA e na implementação dos algoritmos, escritos na linguagem de programação C#, devido à simplificação dos procedimentos de modelagem dos dados e de interface entre o aplicativo de análise e o concentrador de dados.

A seguir, são abordados os aspectos principais da estrutura do software *openECA* e os procedimentos necessários para o mapeamento dos dados de entrada e saída na aplicação, a fim de viabilizar o uso do *openECA* nos processos de tomada de decisão do SEP.

Uma vez que a recepção dos fluxos foi configurada por meio do *openECA Manager* (gerenciador do serviço de dados), o *openECA Client* (gerenciador de modelagem de dados) é utilizado para criar o projeto da aplicação externa onde a função de proteção será executada.

Neste caso, é necessário definir a estrutura dos dados (float, double, bool, etc) e mapear as variáveis de entrada e saída de acordo com as medidas disponíveis.

Para a função de proteção sistêmica proposta, foi definida a estrutura de entrada prevendo o uso das defasagens angulares (DifAngXES e DifAngXTR) e potências ativas (BM1P1XNG_Pot, BM1P2XNG_Pot, BM2P1XNG_Pot, BM2P2XNG_Pot) calculadas pelo *openPDC*. Utiliza-se uma variável escalar do tipo “Double” para as potências e uma variável vetorial do tipo “Double” para as defasagens. Na Figura 8 está apresentada essa estrutura, conforme definido no gerenciador de modelagem de dados.

Figura 8 – Estrutura definida para entrada no *openECA*.

```

Estrutura definida para entrada (User-defined type )
category GPA
MyType {
    FloatingPoint Double BM1P1XNG_Pot
    FloatingPoint Double BM1P2XNG_Pot
    FloatingPoint Double BM2P1XNG_Pot
    FloatingPoint Double BM2P2XNG_Pot
    FloatingPoint Double[] DifAngXES
    FloatingPoint Double[] DifAngXTR
}

```

Fonte: Do Autor.

A partir da estrutura definida, é necessário mapear os sinais presentes no *openECA* Server de acordo com seu identificador. Durante o mapeamento também é definido o tempo relativo de cada variável. Na Figura 9 estão identificados, de forma genérica, os sinais utilizados pelas variáveis de entrada. Quanto ao tempo relativo especificado, são utilizados o valor mais recente para os sinais de potência, e uma janela de 20 pontos de duração/dimensão atrasada em 60 pontos (1 segundo) para uso de medidas prévias das defasagens angulares, para caracterização das condições operacionais pré-falta.

Figura 9 – Mapeamento dos sinais de entrada no *openECA*.

```

Mapeamento da entrada (Type mapping)
MyType MyMapping {
    BM1P1XNG_Pot: { Sinal1 }
    BM1P2XNG_Pot: { Sinal2 }
    BM2P1XNG_Pot: { Sinal3 }
    BM2P2XNG_Pot: { Sinal4 }
    DifAngXES: { Sinal5 } from 61 points ago for 20 points
    DifAngXTR: { Sinal6 } from 61 points ago for 20 points
}

```

Fonte: Do Autor.

Na Figura 10 está ilustrada a forma na qual estão disponibilizadas as variáveis de entrada, de acordo com a configuração apresentada, e o deslocamento do “Frame Atual” durante a execução do aplicativo³. No instante representado, o algoritmo dispõe dos frames demarcados em azul, que funcionam como uma janela deslizante. Portanto, a lógica da função de proteção será aplicada com base neste conjunto de dados. A estrutura permanece com o passar do tempo, mas ao final de cada execução da lógica, a janela desliza para o próximo frame e o algoritmo é executado novamente, resultando em uma atualização na saída. Esse é um processo contínuo que ocorre em tempo real e se repetirá a cada 16 milissegundos⁴.

Figura 10 – Janela deslizante associada às variáveis de entrada mapeadas para uso na aplicação externa.



Fonte: Adaptado de (WILLS, 2016).

Para as variáveis de saída do algoritmo também é necessário definir as estruturas e mapear essas variáveis para sinais criados no *openECA* para tal propósito. Nessa

³ Desconsiderando cenários com perda de dados.

⁴ Com base na taxa de amostragem de 60 fasores por segundo (*DefaultSampleRate* = 60.0M).

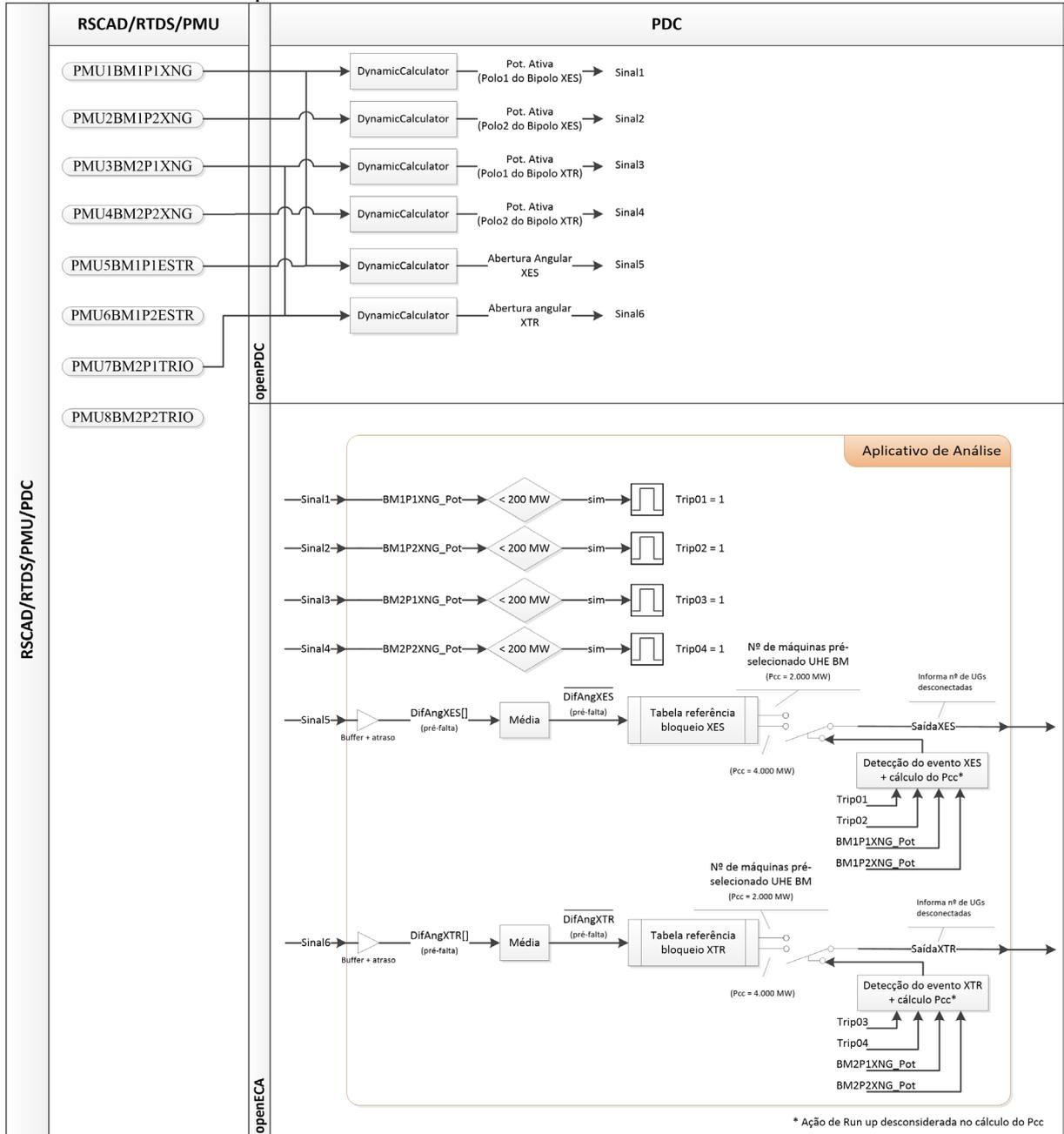
implementação, além do sinal indicando o número de unidades geradoras a serem desconectadas, foram utilizadas saídas adicionais para indicar o número pré-selecionado de unidades geradoras, mais os sinais de “*trip*” usados para identificação da perda do polo ou bipolo.

O *openECA* fornece modelos de projetos iniciais que podem usar várias linguagens de programação. Para este trabalho em particular, a linguagem C# foi escolhida para gerar o projeto. Assim, foi criado o projeto a partir de um *template* com as estruturas e mapeamentos já definidos, para um aplicativo externo onde se implementou a função de proteção conforme especificado. Um arquivo de solução (.sln) é gerado contendo cinco projetos relacionados com as estruturas de programação utilizadas para a interface entre o aplicativo (*Subscriber*) e o serviço de dados do *openECA* (*Publisher*). O algoritmo desenvolvido será incluído em uma seção específica do código no arquivo “Algorithm.cs”.

O algoritmo implementado fornece decisões de controle de malha aberta utilizando as grandezas calculadas com base nas medidas sincrofásorias. No diagrama apresentado na Figura 11, as principais operações realizadas em tempo real no ambiente RSCAD/RTDS/PMU/PDC para a função de proteção sistêmica estão representadas em sequência. Parte do envio das medidas pelas PMUs no RSCAD/RTDS e, dentro do PDC, são primeiramente realizados o cálculo das defasagens angulares e potências ativas no openPDC, de modo que os 6 sinais resultantes são utilizados para a entrada do aplicativo externo.

Nesta implementação, o acionamento do SEP e a identificação do bloqueio do polo ou bipolo é feito a partir das potências ativas injetadas pelas estações conversoras em Xingu, considerando a potência mínima de operação dos elos (200 MW). O número de unidades geradoras a serem desconectadas é definido a partir das medidas prévias de diferença angular (XES e XTR), de acordo com as tabelas de referências (Tabela 3 e Tabela 4) para cada faixa de potência interrompida (P_{cc}) considerada. Com o acionamento, o valor da saída é alterado para o número pré-selecionado de UGs adequado para o evento identificado.

Figura 11 – Diagrama simplificado da função de Corte de Geração na UHE Belo Monte implementada no ambiente RSCAD/RTDS/PMU/PDC.



Fonte: Do Autor.

A ação final da função é indicar o número de unidades geradoras a serem desconectadas no caso de bloqueio de polo ou bipolo a partir da “SaídaXES” ou da “SaídaXTR”, quando de contingências no bipolo XES ou XTR.

Todas saídas do algoritmo são associadas a medidas de um dispositivo virtual criado no *openECA*, de forma a possibilitar a inclusão do resultado da lógica em um fluxo de saída seguindo o protocolo IEEE C37.118, com uma taxa de envio de 60 frames por segundo. O envio desse fluxo é destinado a uma porta UDP do próprio servidor, onde é recebido pelo

openHistorian2 para ser armazenado. A presença da etiqueta de tempo em cada frame, junto as saídas, facilita a análise de desempenho de uma possível atuação da lógica em um outro equipamento capaz de receber e decodificar esse fluxo.

4 RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos com a implementação do sistema RTDS/PDC/PMU e do SEP descritos na seção 3.3. Fazem parte desses resultados: (i) o ambiente implementado no simulador em escala real de tempo do ONS, no qual o PDC adquire dados de sincrofasores (PMU) provenientes do simulador RTDS; (ii) a demonstração da atuação da lógica especificada para o SEP baseado em dados de PMU, em diferentes eventos simulados; e (iii) a análise do desempenho do SEP, tendo como foco o tempo total de atuação.

4.1 AMBIENTE DE MONITORAMENTO OPERACIONAL IMPLEMENTADO

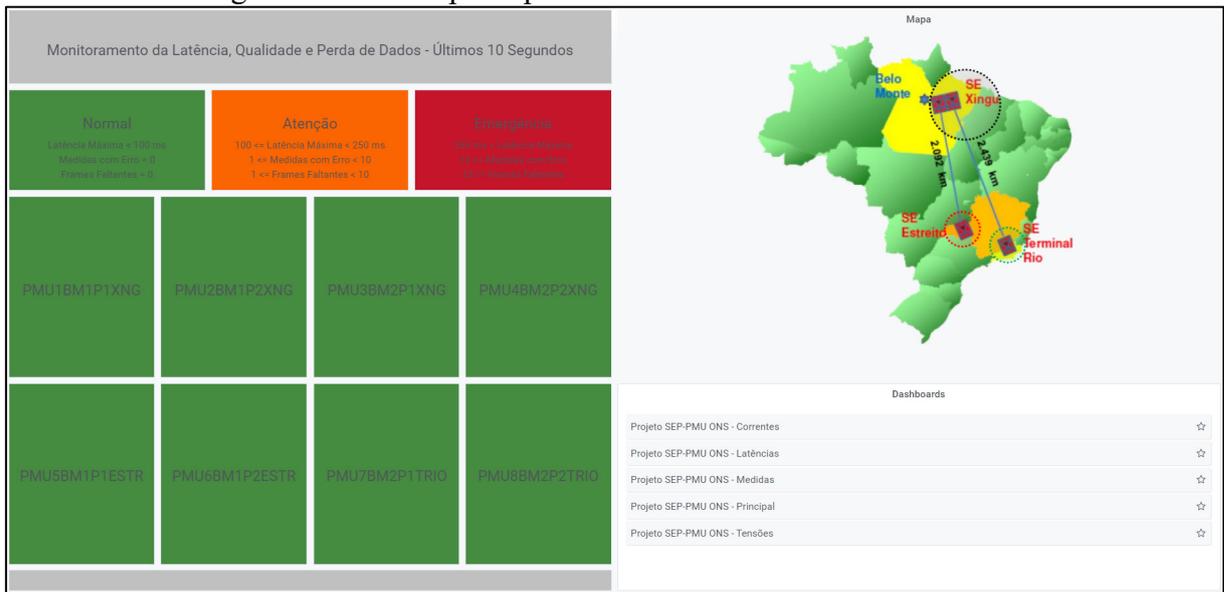
Com objetivo de viabilizar a validação e o monitoramento operacional do sistema formado pelo simulador RTDS, PDC e PMUs, foi implementado no Grafana um ambiente composto por cinco diferentes painéis conectados às bases de dados primários e de estatísticas disponibilizadas pelo PDC. O ambiente permite a visualização de diversos indicadores de estado e gráficos, de dados atuais e históricos, exibindo até 60 valores por segundo, para os dados primários, ou 1 valor a cada 10 segundos, para os dados estatísticos.

A fim de auxiliar a apresentação desse ambiente, optou-se por dividir esta seção em cinco partes, referentes a cada um dos painéis.

4.1.1 Parte I – Painel principal

O painel principal é a página inicial desse ambiente e indica, de forma online, o estado em que se encontram as PMUs do sistema, de acordo com os critérios de latência, qualidade e perda de dados exibidos na metade esquerda superior da Figura 12. A metade direita contém um mapa com as estações conversoras do sistema HVDC de Belo Monte representadas e uma lista de links para o acesso aos demais painéis.

Figura 12 – Painel principal: monitoramento online do sistema.

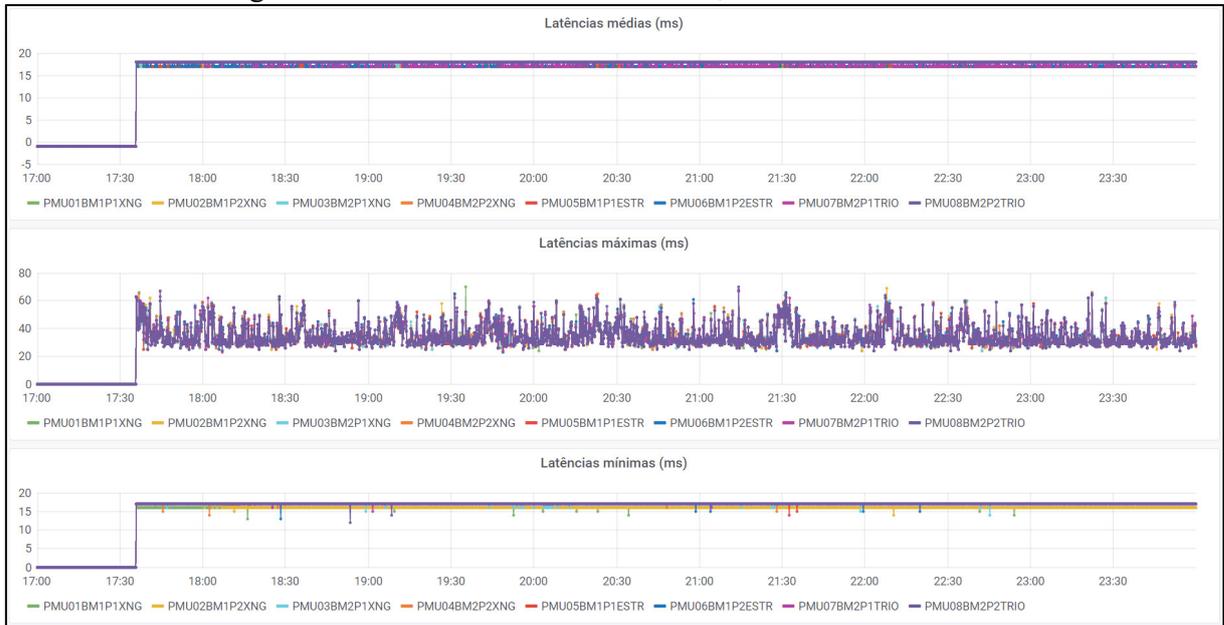


Fonte: Do Autor.

4.1.2 Parte II – Painel de latências

As latências presentes no painel ilustrado na Figura 13 são obtidas a partir da comparação entre a etiqueta de tempo dos frames de dados originados nas PMUs e a hora local no PDC quando esses frames são recebidos, sendo contabilizados a cada 10 segundos seus valores mínimo, médio e máximo. Na Figura 13 apresentam-se os gráficos dessas estatísticas. Destaca-se um primeiro momento, antes das PMUs entrarem em operação, onde foram registradas latências de -1 ms. Num segundo momento, após iniciado o recebimento dos dados, são observados valores médios, máximos e mínimos típicos para o ambiente de simulação considerando os baixos atrasos no processo de medição das PMUs de classe P e na comunicação entre as PMUs e o PDC, conectados diretamente por meio do switch S20.

Figura 13 – Painel de latências médias, máximas e mínimas.



Fonte: Do Autor.

4.1.3 Parte III – Painel dos módulos de corrente

O painel dos módulos de corrente foi concebido para monitorar os valores das correntes trifásicas e de sequência positiva registradas pelas 8 PMUs. Para fins de ilustração, na Figura 14 são exibidos esses valores para um período selecionado onde foi simulada, no RTDS, a entrada em operação dos bipolos, seguido pela perda do Bipolo XTR. A ocorrência da contingência no bipolo fica evidenciada pelas correntes registradas pelas PMUs 3, 4, 7 e 8; a transferência de potência para o bipolo remanescente pode ser verificada com base nas correntes registradas pelas demais PMUs.

Figura 14 – Painel dos módulos de corrente.

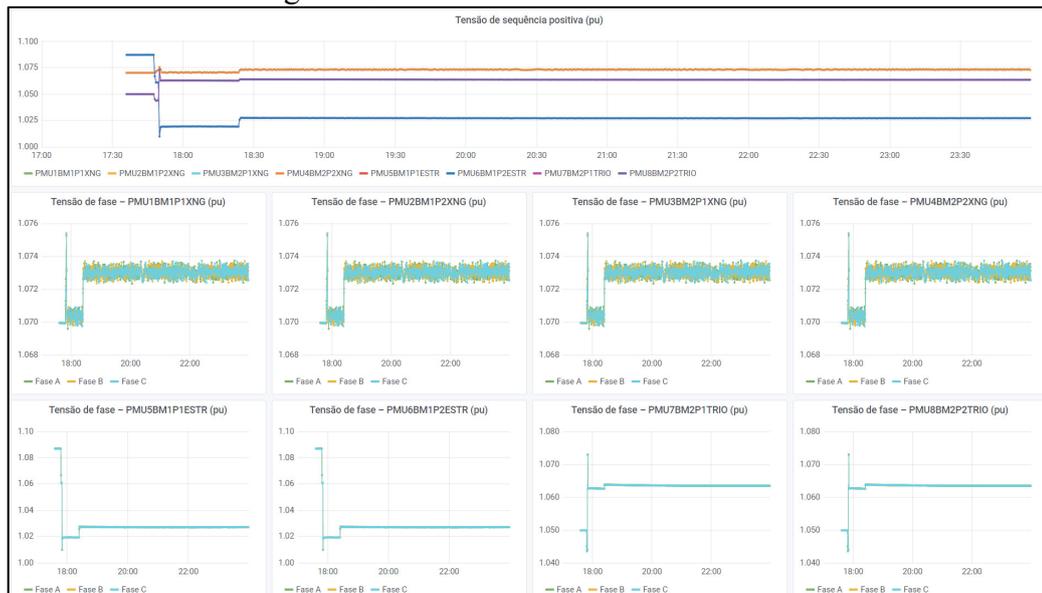


Fonte: Do Autor.

4.1.4 Parte IV – Painel dos módulos de tensão

O painel dos módulos de tensão foi concebido para monitorar os valores das tensões trifásicas e de sequência positiva registradas pelas 8 PMUs. Na Figura 15 são mostradas as tensões nas subestações Xingu, Estreito e Terminal Rio em pu, tomando como base 500 kV, verificadas durante o mesmo período comentado para o painel dos módulos de corrente.

Figura 15 – Painel dos módulos de tensão.



Fonte: Do Autor.

4.1.5 Parte V – Painel de medidas recebidas e grandezas calculadas

O painel de medidas recebidas e grandezas calculadas traz a frequência, tensão e corrente de sequência positiva registrada por cada PMU. Também é possível visualizar as defasagens angulares da tensão nas subestações Estreito e Terminal Rio em relação à SE Xingu e as potências ativas calculadas pelo PDC. O painel possibilita uma análise expedita dos casos simulados no RTDS. Para exemplificar, na Figura 16 são apresentados esses gráficos para o caso de bloqueio do Bipolo Xingu – Estreito, com desconexão de 6 unidades geradoras após 150 ms.

Figura 16 – Painel de medidas recebidas e grandezas calculadas.



Fonte: Do Autor.

4.2 RESULTADOS DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO SISTÊMICA IMPLEMENTADA

Nesta seção são apresentados os resultados da função de proteção sistêmica proposta na seção 3.4.2.3 e implementada no PDC. As simulações realizadas no RTDS foram de 4 contingências no sistema HVDC, avaliadas previamente por meio de simulações de transitórios eletromecânicos realizadas no Organon e que originaram as tabelas de referências empregadas.

4.2.1 Ponto de operação do sistema em regime permanente pré-contingência

Inicialmente, será apresentado o ponto de operação do sistema em regime permanente pré-perturbação, para os 4 casos selecionados. Tal condição caracteriza-se pelo despacho pleno nos bipolos (4.000 MW) com o sentido do fluxo de potência ativa no sistema HVDC de Xingu para Estreito/Terminal Rio, e pelo carregamento do sistema de transmissão de corrente alternada, caracterizado pelas defasagens angulares XES e XTR, de 54° e 78° respectivamente, indicativo do cenário de interesse (Norte exportador com alto FNS).

Outras grandezas elétricas não medidas pelas PMUs e de relevância para a representação do estado do sistema na condição pré-contingência são o fluxo de potência na interligação Norte e Sudeste (FNS), medido entre Miracema e Gurupi, a potência gerada pelas usinas de Belo Monte, Tucuruí, e pelos clusters do sistema equivalente 2020. Apresenta-se na Tabela 6 os valores dessas grandezas durante o regime pré-contingência.

Tabela 6 – Ponto de operação do sistema em regime pré-contingência.

Defasagem angular (°)		Fluxo CC (MW)		FNS (MW)	Potência Gerada (MW)		
XES	XTR	XES	XTR	Fluxo Ativo	BM	Tucuruí	Clusters
54	78	4.000	4000	1.600	10.610	7.482	47.874

Fonte: Do Autor.

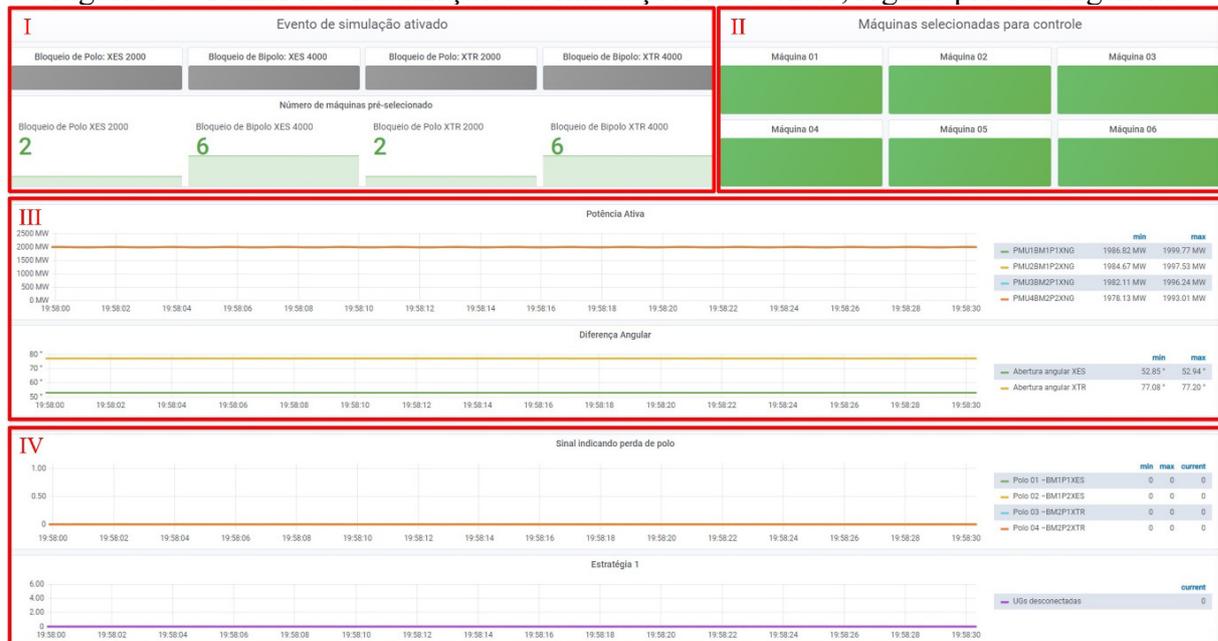
Para acompanhar o resultado da lógica implementada, foi construído no Grafana o painel de visualização das simulações de eventos apresentado na Figura 17. Este painel mostra em sua parte central (III) a evolução no tempo das grandezas elétricas utilizadas como variáveis de entrada da lógica, a potência ativa de cada polo e as defasagens angulares da tensão entre os terminais das estações conversoras XES e XTR.

Na parte inferior (IV) estão os dois gráficos com os sinais de saída da lógica, o primeiro indica o instante de tempo em que for detectado um bloqueio em um dos polos – de acordo com a potência ativa – e é utilizado para identificação do evento simulado. O segundo, representa a sinalização para desconexão das unidades geradoras, de acordo com o número pré-selecionado e com o evento identificado.

Na parte superior esquerda (I) é sinalizado se um dos quatro eventos de simulação implementados foi identificado e o número de máquinas pré-selecionadas para desconexão em cada caso – de acordo com a defasagem angular e a tabela de referência. A parte superior

direita (II) é composta pelos indicadores de estado (que sinalizam a desconexão no período em análise) para cada uma das seis unidades de geração em Belo Monte disponíveis para esta ação de controle.

Figura 17 – Painel de visualização das simulações de eventos, regime pré-contingência.



Fonte: Do Autor.

Nas seções a seguir são apresentados a atuação do SEP no caso de perda de polo e bipolo nos elos HVDC XES e XTR, com aplicação de curto-circuito prévio na linha de corrente contínua, de baixa severidade e curta duração⁵, considerando as condições iniciais⁶ descritas previamente, sem transferência de potência entre os polos e bipolos e com alívio de geração em Belo Monte 150 milissegundos após o bloqueio.

4.2.2 Perda de um dos polos do Bipolo Xingu – Estreito (2.000 MW)

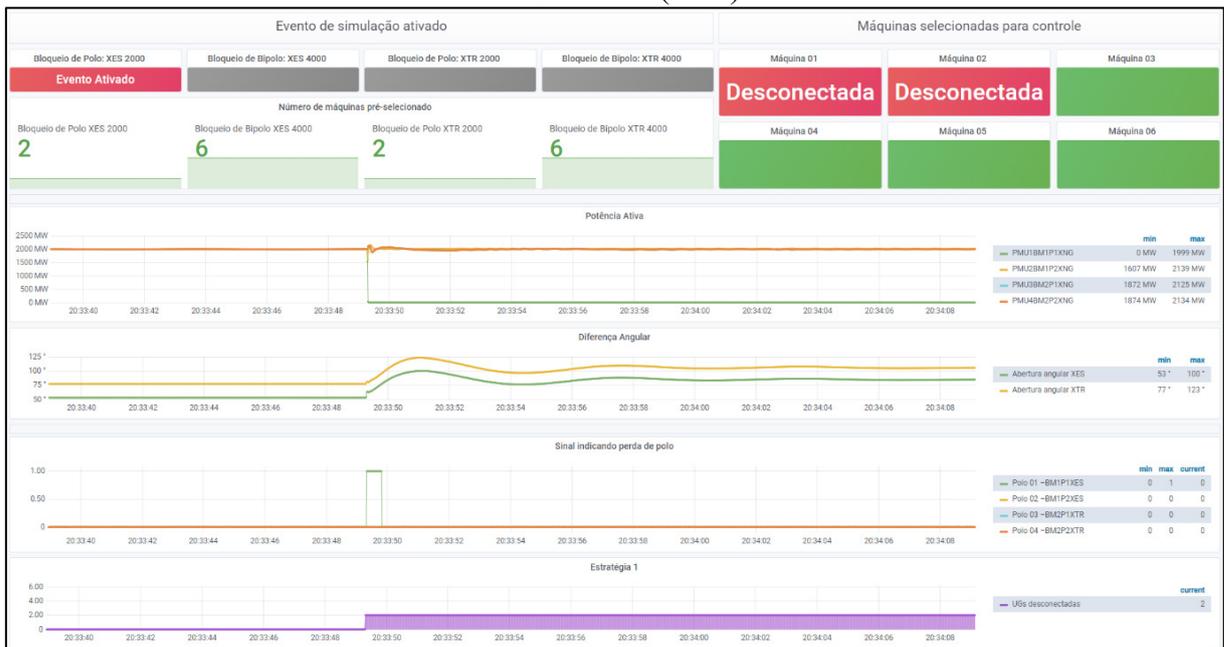
Na Figura 18 são apresentados resultados correspondentes à atuação do SEP para o bloqueio de um dos polos do Bipolo XES, com despacho de 2.000 MW por polo, sem transferência de potência para os polos remanescentes e desconexão de duas unidades de geração em Belo Monte.

⁵ as simulações de bloqueio de polos/bipolos foram iniciadas com a aplicação de um curto-circuito na casa de válvulas, de curta duração (10ms) e considerando uma impedância de falta de 400 ohms.

⁶ as condições de regime permanente pré-contingência apresentam pequenos desvios entre as diferentes simulações devido às características particulares do RTDS (e a rotina de inicialização de cada caso).

Pelos gráficos das diferenças angulares, observa-se ser um caso estável com um incremento máximo entre as aberturas angulares XES e XTR, durante o regime transitório (primeira oscilação), de 46,7° e 45,8°, respectivamente.

Figura 18 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 2.000 MW (XES).



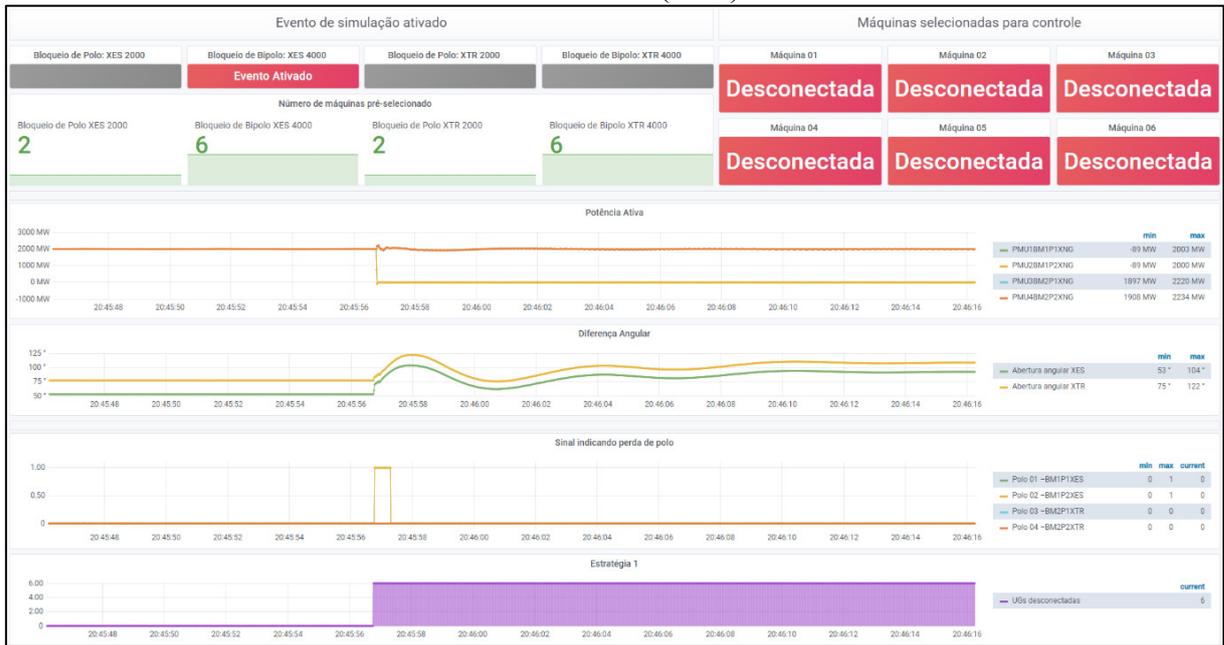
Fonte: Do Autor.

4.2.3 Perda do Bipolo Xingu – Estreito (4.000 MW)

Na Figura 19 estão apresentados os resultados referentes à atuação do SEP para o bloqueio do Bipolo XES, com despacho de 2.000 MW por polo, sem transferência de potência para os polos remanescentes e desconexão de seis unidades de geração em Belo Monte.

Pelos gráficos das diferenças angulares, observa-se ser um caso estável com um incremento máximo entre as aberturas angulares XES e XTR, durante o regime transitório, de 50,5° e 45,0°, respectivamente.

Figura 19 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 4.000 MW (XES).



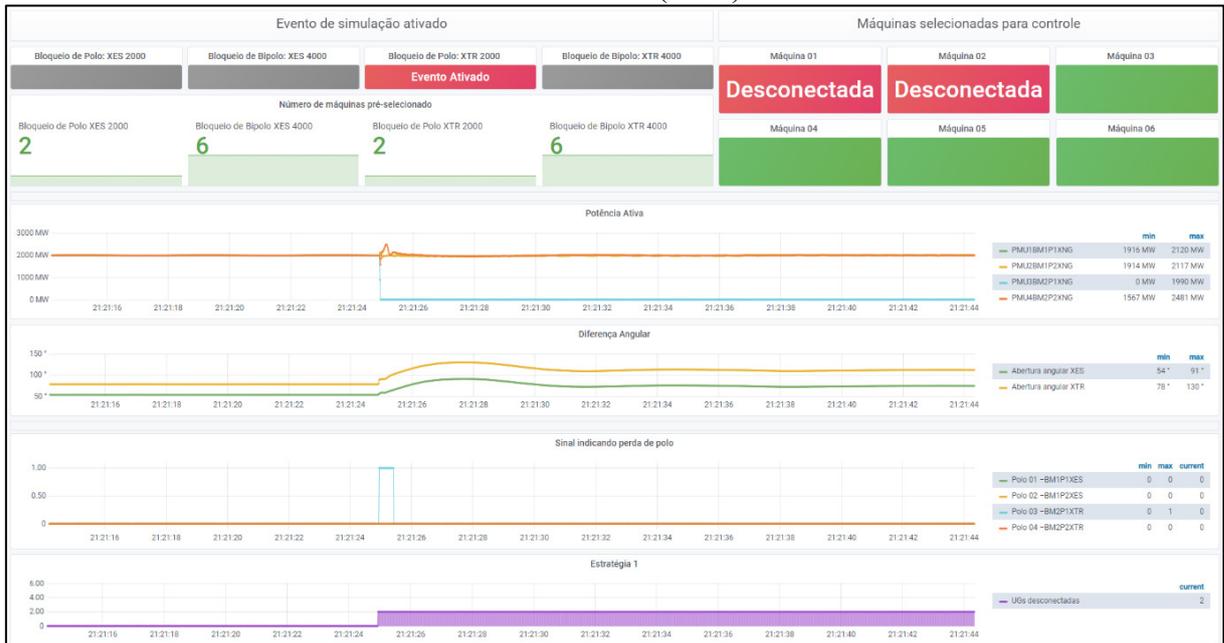
Fonte: Do Autor.

4.2.4 Perda de um dos polos do Bipolo Xingu – Terminal Rio (2.000 MW)

Na Figura 20 são apresentados os resultados correspondentes à atuação do SEP para o bloqueio de um dos polos do Bipolo XTR, com despacho de 2.000 MW por polo, sem transferência de potência para os polos remanescentes e desconexão de duas unidades de geração em Belo Monte.

Pelos gráficos das diferenças angulares, observa-se ser um caso estável com um incremento máximo entre as aberturas angulares XES e XTR, durante o regime transitório, de 36,9° e 51,8°, respectivamente.

Figura 20 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 2.000 MW (XTR).



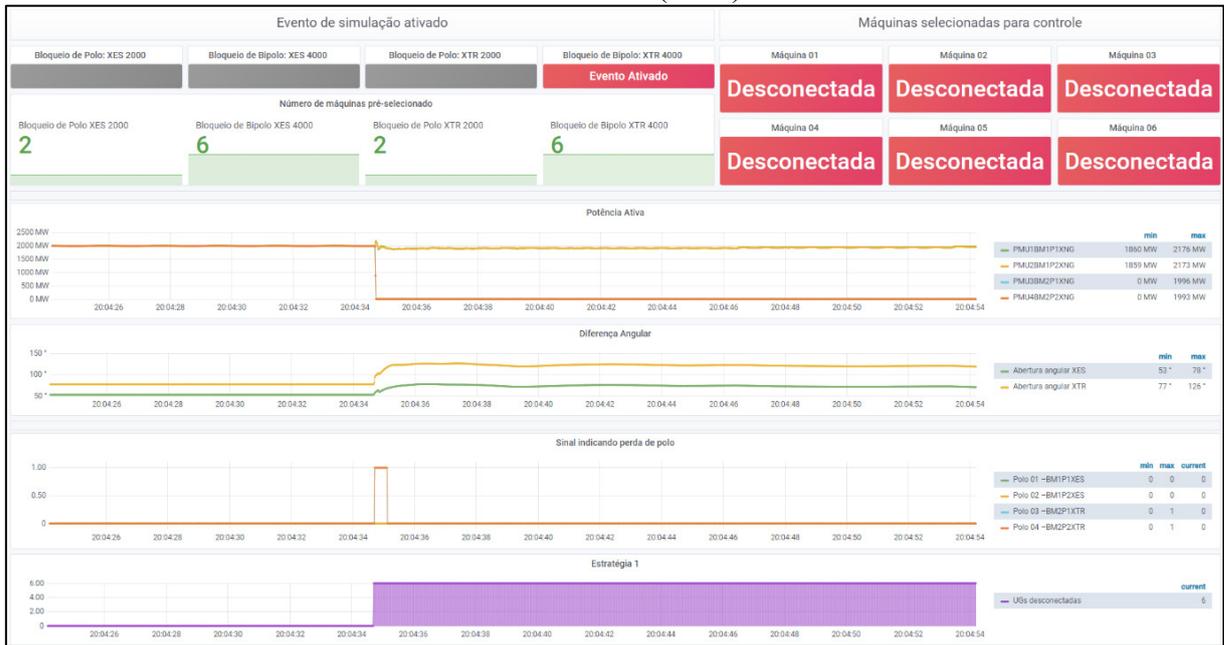
Fonte: Do Autor.

4.2.5 Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio (4.000 MW)

Na Figura 21 são apresentados os resultados relativos à atuação do SEP para o bloqueio do Bipolo XTR, com despacho de 2.000 MW por polo, sem transferência de potência para os polos remanescentes e desconexão de seis unidades de geração em Belo Monte.

Pelos gráficos das diferenças angulares, observa-se ser um caso estável com um incremento máximo entre as aberturas angulares XES e XTR, durante o regime transitório, de 24,8° e 49,1°, respectivamente.

Figura 21 – Painel de visualização das simulações de eventos, atuação do SEP para o bloqueio de 4.000 MW (XTR).



Fonte: Do Autor.

4.2.6 Comentários

Observou-se a estabilidade do sistema para os casos selecionados, em conformidade com as referências obtidas pelas simulações dinâmicas *off-line* (Organon).

Reitera-se que pela natureza da simulação em malha aberta, as ações tomadas pelo SEP implantado no PDC não afetam a simulação no RTDS, mas foram identificados corretamente, e em tempo real, o evento simulado e a ação a ser tomada pelo SEP.

4.3 LATENCIAS DO AMBIENTE IMPLEMENTADO

O objetivo desta seção é avaliar os atrasos envolvidos na atuação da lógica implementada no ambiente RTDS/PMU/PDC. Para realizar a medição das latências foi utilizado um programa de análise de tráfego de rede, chamado Wireshark, capaz de monitorar a entrada e saída de dados do servidor computacional. Além da captura dos pacotes de interesse pela utilização de filtros, também é decodificado o conteúdo dos pacotes de acordo com o protocolo IEEE C37.188 e exportado os dados de cada frame para análise *off-line* (através do uso da linguagem Python).

Como o Wireshark registra o instante aproximado em que cada pacote é capturado, pode ser feita a comparação desse momento com a etiqueta de tempo presente dentro de cada

frame de dados, conforme determinado pela norma IEEE C37.118.2, para se obter a latência do recebimento ou envio dos dados no PDC.

4.3.1 Teste e validação do Wireshark como ferramenta de monitoramento de latências

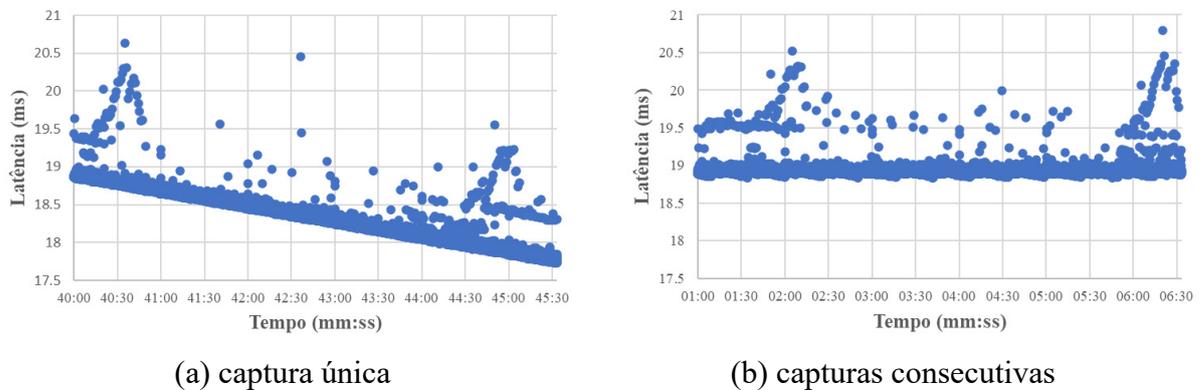
Para utilizar o Wireshark como ferramenta na medição de latências foi necessário avaliar seu funcionamento em relação à precisão dos instantes de tempo registrados na captura de cada pacote.

Por padrão, o *driver* que realiza a captura é sincronizado com o relógio do sistema operacional apenas no começo da captura de pacotes e, posteriormente, mede a passagem de tempo de acordo com os ciclos de *clock* da CPU. Por consequência, é observado um constante desvio entre o horário utilizado no Wireshark e o relógio do computador, podendo diferir por alguns milissegundos dependendo de fatores como a utilização da CPU e a duração da captura.

Para garantir um erro menor que 0,25 milissegundos com o servidor operando em condições normais, foi limitado o tempo das capturas em aproximadamente 25 segundos, sendo iniciada de forma automática uma nova captura após esse período com a finalidade de promover a resincronização do horário do Wireshark com o relógio do sistema operacional. Posteriormente, para análise de períodos maiores, várias capturas consecutivas são unidas e exportadas para um único arquivo.

A fim de ilustrar o desvio no instante de captura descrito acima e o efeito da correção proposta, apresenta-se na Figura 22 as latências para dois casos. No caso “a” onde foi realizada uma única captura com 5,5 minutos de duração, sendo possível visualizar um desvio de alguns milissegundos no valor médio da latência. No caso “b” foram realizadas 16 capturas consecutivas durante um intervalo de 5,5 minutos, de modo que o desvio observado na média não é significativo.

Figura 22 – Desvio observado nas latências medidas via Wireshark.



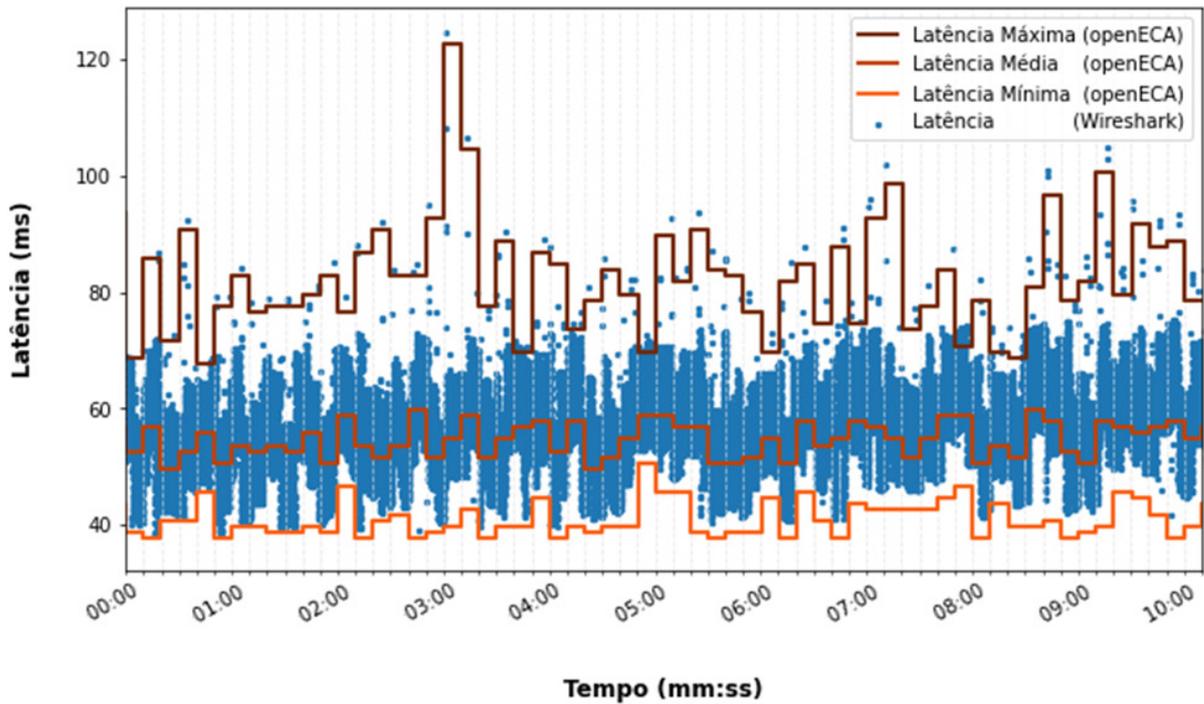
Fonte: Do Autor.

Existem outros métodos utilizados pelo Wireshark para o registro dos instantes de captura⁷. Foi avaliado o uso de um modo alternativo, denominado de “modo sincronizado”, onde com o registro de cada pacote é executado o comando que consulta a hora local da máquina. Desta forma, cada etiqueta de tempo criada pelo Wireshark é sincronizada com o relógio do sistema operacional, não havendo desvio no tempo para capturas de qualquer duração. Porém, ao analisar seu comportamento em relação à precisão das medidas, percebeu-se que este modo possui um maior uso de recursos do sistema, havendo impacto na performance da função de proteção evidenciado por valores de latência máxima elevadas e, portanto, seu uso/adoção foi descartado para o monitoramento das latências.

As medidas de latência obtidas pelo Wireshark, adotando o modo “não sincronizado” e o método de capturas consecutivas, foram validadas tendo como referência os valores de latência mínima, média e máxima calculadas em intervalos de 10 segundos, via software *openECA*. A partir dessas métricas, coletadas durante um período de 10 minutos conforme apresentado na Figura 23, considera-se que se dispõe de uma precisão adequada com o Wireshark para medida da latência de cada frame de dados transmitido nesse ambiente de simulação.

⁷ Seleccionáveis através de um parâmetro chamado “TimestampMode”.

Figura 23 – Latências referentes ao envio do sinal de controle, medidas via Wireshark e openECA.

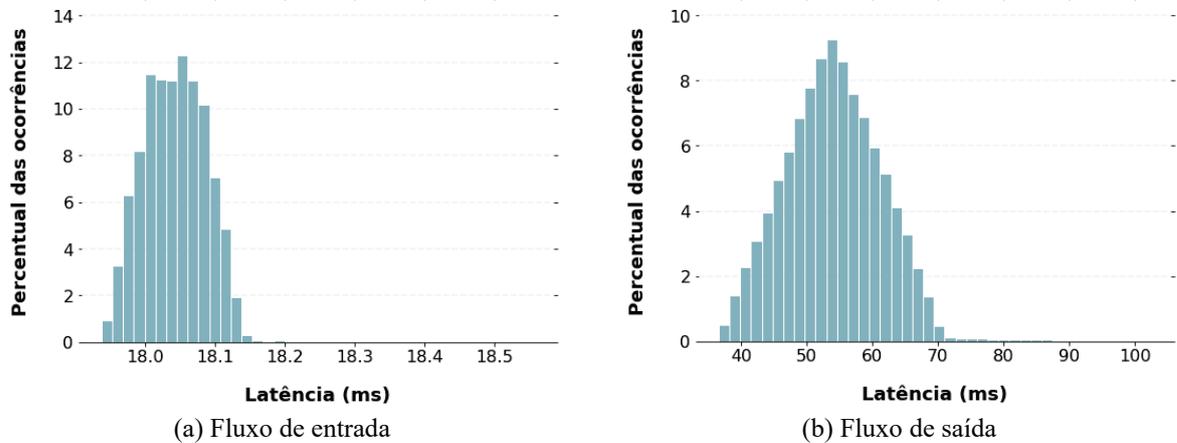


Fonte: Do Autor.

4.3.2 Ensaio realizado para análise de desempenho do SEP

O ensaio realizado para determinar as latências teve duração total de aproximadamente 10 minutos, sendo capturados simultaneamente no PDC um dos fluxos de entrada e o fluxo de saída criado para envio do sinal de controle. Cada captura, contendo 36000 frames de dados, foi tratada com Python, a fim de obter as distribuições estatísticas das latências apresentadas na Figura 24, na forma de histogramas. Reitera-se que ambos os fluxos utilizam o protocolo de comunicação UDP/IP para envio de dados no formato definido pela norma IEEE C37.118.2 a uma taxa de 60 frames por segundo.

Figura 24 – Histograma dos valores de latência medidas para o recebimento das medidas e para o envio do sinal de controle.



Fonte: Do Autor.

Os percentis desses valores são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Latências de recebimento das medidas e de envio do sinal de controle.

Percentil	Latências de recebimento	Latências de envio
	(ms)	(ms)
50,0°	18,04	53,92
98,0° percentil	18,12	68,10
99,0° percentil	18,13	69,28
99,9° percentil	18,15	81,73

Fonte: Do Autor.

A latência do fluxo de entrada possui valores característicos da PMU classe P, sendo um primeiro aspecto relativo ao processo de medição, que inclui o intervalo de metade da janela de amostragem de 2 ciclos (16,67 ms) mais o tempo necessário para a unidade de medição processar as medidas. O segundo aspecto é a comunicação dos dados da PMU para o PDC, incluindo o tempo para enviar cada bit da mensagem, a distância e o tipo de comunicação e vários processos de buffer, multiplexação e conversão de comunicação (IEEE, 2011).

Como a implementação das PMUs no simulador RTDS segue o algoritmo apresentado no Anexo C da IEEE C37.118.1-2011, mas sem uso do filtro *anti-aliasing* (RTDS, 2013), temos um menor atraso no processo de medição e, portanto, para a implementação em campo é esperado um atraso adicional de alguns milissegundos devido à necessidade da filtragem das medidas.

A latência do fluxo de saída engloba o atraso do fluxo de entrada somado aos tempos necessários para o recebimento das medidas no concentrador de dados, cálculo das potências ativas e defasagens, repasse desses dados para o processo em que é executado a função de proteção, execução do algoritmo, preparo e envio do pacote no formato IEEE C37.118.2 contendo a saída da lógica.

Pela Figura 24, nota-se que as latências do fluxo de saída apresentam uma maior variabilidade, decorrente das operações realizadas no PDC, mas o valor de percentil 99,9 indica que o envio é suficientemente rápido para ação de controle prevista, mesmo considerando os atrasos adicionais para transmissão do sinal e abertura dos disjuntores das unidades geradoras, sendo que no SEP de Belo Monte o intervalo de tempo entre a perda de bipolo e o corte de geração é de 150 ms. Ressalta-se, ainda, que a infraestrutura a ser implementada no campo no contexto do Projeto SEP-PMU permitirá medir, no futuro, os atrasos relativos à transferência dos dados de sincrofasores das subestações Estreito e Terminal Rio para a subestação Xingu.

Esta etapa de análise das latências é importante porque além de mostrar que a função de proteção proposta é factível, também instrumenta ensaios similares no desenvolvimento de outras funções de proteção que venham a se servir de medidas sincrofasoriais. É o caso, por exemplo, de estratégias que se apoiem em medidas de PMU obtidas durante os eventos como insumos para a tomada de decisão, e que, portanto, possuem requisitos mais exigentes em relação às latências.

5 CONCLUSÃO

As motivações para a pesquisa e o desenvolvimento de aplicações WAMPACS decorrem, em geral, da necessidade do desenvolvimento de novas estratégias de monitoramento, controle e proteção para os sistemas de energia elétrica, face à sua crescente complexidade estrutural e operacional. Este é precisamente o caso do sistema elétrico brasileiro, composto por seis bipolos de corrente contínua operando em configuração *multi-infeed* e sujeito a forte expansão de fontes de geração renovável não-convencional.

Por iniciativa do ONS, estão sendo estudadas metodologias de proteção sistêmica para o SIN com base em dados de PMUs, buscando oferecer alternativas aos esquemas especiais de proteção convencionais em uso pelo ONS e potenciais ganhos de seletividade e confiabilidade ao SIN.

Para tais desenvolvimentos, foi adotado como referência o sistema de transmissão HVDC associado à UHE Belo Monte, formado por dois bipolos de corrente contínua de potência nominal igual a 4.000 MW cada. Destaca-se que contingências nestes bipolos figuram entre as mais severas para o desempenho dinâmico do SIN.

Neste trabalho foram descritos os detalhes relativos à plataforma de aquisição e processamento de dados em tempo real implementada no simulador em escala real de tempo do ONS, destinada à validação experimental de conceitos e técnicas relativas a aplicações da tecnologia de sincrofasores em SEPs (WAMPACS), tendo como foco as contingências no sistema HVDC associado à UHE Belo Monte.

As simulações de contingências na infraestrutura implementada no ambiente do simulador em escala real de tempo do ONS permitiram a verificação do funcionamento correto da arquitetura e funções de proteção implementadas. Adicionalmente, os resultados das medições realizadas indicaram que as latências correspondentes à aquisição e ao processamento dos dados de PMUs classe P mostram-se compatíveis com a aplicação de proteção sistêmica estudada, com base na utilização de sincrofasores correspondentes ao período pré-falta. Considera-se, ainda, que o desempenho obtido é também compatível com aplicações baseadas na utilização de sincrofasores correspondentes ao comportamento dinâmico do sistema no período pós contingência.

Os resultados obtidos em ambiente de simulação são promissores e serão adotados como referência para as próximas etapas do desenvolvimento, que incluem a implantação de infraestrutura e testes em instalações de transmissão do SIN.

Em relação a função de proteção implementada, uma proposta para trabalhos futuros seria a de melhorar a detecção e identificação de eventos. A detecção atual, baseada em um limite estabelecido para potência ativa calculada da componente de sequência positiva não exclui fenômenos como falha de comutação e pode, portanto, resultar em uma atuação indevida do SEP. Utilizar indicadores derivados das correntes de sequência negativa e zero poderia melhorar este aspecto.

Ainda no contexto da simulação em escala real de tempo, seria desejável explorar as capacidades do ambiente de simulação RSCAD/RTDS/PMU/PDC, procurando enviar o sinal de controle gerado no PDC para o simulador RTDS, com o objetivo de fechar esta malha de controle.

O resultado deste trabalho pode ser visto como a primeira etapa do projeto piloto SEP-PMU. Entre os próximos passos planejados está a implementação de diferentes metodologias de proteção baseadas em sincrofasores, incluindo o uso de sincrofasores e medidas convencionais com base em um conjunto ampliado de medições; a utilização de um sistema equivalente reduzido, com identificação on-line de parâmetros; e a utilização de sincrofasores relacionados à dinâmica durante perturbações, todos testados no ambiente de simulação RSCAD/RTDS/PMU/PDC. A implementação do ambiente de experimentação em campo também é discutida, no contexto do projeto, para validar os resultados obtidos no ambiente simulado, levando em consideração questões adicionais, como atrasos maiores da infraestrutura de rede, a maior necessidade da análise de qualidade dos dados devido à indisponibilidade de informações (perda de pacotes e interrupção dos fluxos de dados) e de qualidade da referência temporal.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, P. C. **Esquemas de proteção de sistemas de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2002.
- D. S. CARVALHO; D. F. SOUZA; P. C. V. ESMERALDO. Planning conceptions for a ± 800 kV HVDC transmission system in Brazil. In: **Cigre CE B4 Colloquium in HVDC and Power Electronic to Boost Network Performance, Brasília, Brazil**. 2013.
- DECKER, I. C. et al. Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system. In: **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. IEEE, 2006. p. 8 pp.
- EPE. Ministério de Minas e Energia. **Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste - Elo de Corrente Contínua ± 800 kV Xingu – Terminal Rio**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-623/EPE-DEE-RE-136_2014-rev0%20\(Bipolo%20800%20kV%20Xingu-TRio\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-623/EPE-DEE-RE-136_2014-rev0%20(Bipolo%20800%20kV%20Xingu-TRio).pdf)>. Acesso em: 26 set. 2022.
- GRID PROTECTION ALLIANCE. **openPDC - Data Quality Reporting**. 2014. Disponível em: <<https://gridprotectionalliance.org/docs/products/openpdc/brochure20.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2022
- GRID PROTECTION ALLIANCE. **openHistorian plugin for Grafana**. 2020. Disponível em: <<https://grafana.com/grafana/plugins/gridprotectionalliance-openhistorian-datasource/>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- GRID PROTECTION ALLIANCE. **openHistorian Documentation**. 2022. Disponível em: <<https://www.gridprotectionalliance.org/phasor-Historian.html>>. Acesso em: 20 out. 2022.
- IEEE. **IEEE std. c37. 118.2-2011, IEEE standard for synchronophasor data transfer for power systems**. Tech. Rep., Revision of the IEEE Std, 2011.
- JARDIM, J. L.; LEITE DA SILVA, A. M. A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 143, p. 513–521, 2017.
- MANTUANO FILHO, S. et al. Aplicação piloto de sincrofasores em sistemas especiais de proteção. In: **XV SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE (XV STPC)**. Rio de Janeiro, Brasil, 2021.
- MANTUANO FILHO, S. et al. Desenvolvimento de sistema especial de proteção baseado em sincrofasores para a UHE Belo Monte. In: **XXVI SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (XXVI SNPTEE)**. Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

NOUREEN, S. et al. Real-Time Digital Simulators: A Comprehensive Study on System Overview, Application, and Importance. **International Journal of Research and Engineering**, v. 4, p. 266–277, 13 dez. 2017.

OLIVEIRA, D. B. DE; ALVES, T. M. T. DE S. **Aspectos de segurança relacionados à operação do sistema interligado nacional : sistemas especiais de proteção e proteções de caráter sistêmico**. São Paulo: Artliber Editora LTDA, 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-SEGURAN%C3%87A-SIST%C3%8AMICA.pdf>. Acesso em: 11 nov. 2021.

ONS. **Estudos pré-operacionais para integração do bipolo Xingu - Estreito ao sistema interligado nacional**. Rio de Janeiro: ONS, 2018.

ONS. **DPL-REL-0158/2020 - Testes de Desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção Ano 2019**. Rio de Janeiro: ONS. 2019

ONS. **Estudos pré-operacionais para integração do bipolo Xingu - Terminal Rio ao sistema interligado nacional: Volume 4 – diretrizes para a operação elétrica**. Rio de Janeiro: ONS. 2019b.

ONS. **Estudos pré-operacionais para integração do bipolo Xingu - Terminal Rio ao sistema interligado nacional: Volume 1 – sistema especial de proteção SEP tendo como foco a integração do Bipolo Xingu – Terminal Rio**. Rio de Janeiro: ONS. 2019c.

ONS. **Glossário dos Procedimentos de Rede**. Rio de Janeiro: ONS. 2020.

ONS. **NT-ONS DPL 0090-2021 – Adoção de critérios flexibilizados para suprimento eletroenergético do SIN**. Rio de Janeiro: ONS. 2021. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200090-2021%20-%20ADO%C3%87%C3%83O%20DE%20CRIT%C3%89RIOS%20FLEXIBILIZADOS%20PARA%20SUPRIMENTO%20ELETROENERG%C3%89TICO%20DO%20SIN.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2023

ONS. **Sobre o SIN – O Sistema em Números**. 2022a. Disponível em: <http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 3 jan. 2023a.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulo 5.12 “Esquemas Especiais da Interligação em Corrente Contínua de Xingu”**. Rio de Janeiro: ONS. 2022b. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.2.%20Esquemas%20Especiais%2F3.1.2.1.%20Interliga%C3%A7%C3%A3o%20entre%20Regi%C3%B5es%2FIO-EE.8XG_Rev.27.pdf. Acesso em: 24 set. 2022

P. C. V. ESMERALDO et al. Long distance transmission interconnections expansion in Brazil impacted by Belo Monte power plant. **Cigré CE B4 Colloquium in HVDC and Power Electronic to Boost Network Performance**, 2 out. 2013.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. New York: Springer, 2017.

REDAÇÃO ENGIE. **Brasil tem três das dez maiores hidrelétricas do mundo**. 2022. Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/brasil-tem-tres-das-dez-maiores-hidreletricas-do-mundo/>>. Acesso em: 20 nov. 2022.

RTDS. **Real Time Digital Simulator – Power System Users Manual**. 2012.

RTDS. **Real Time Digital Simulator – Control System Users Manual**. 2013.

RTDS. **GTSYNC Card**. 2019. Disponível em: <<https://knowledge.rtds.com/hc/en-us/articles/360034815433-GTSYNC-Card>>. Acesso em: 13 nov. 2022.

WILLS, S. C. **Sliding Windows, openECA Documentation**. 2016. Disponível em: <<https://github.com/GridProtectionAlliance/openECA/blob/master/Source/Documentation/SlidingWindows.vsd>>. Acesso em: 1 nov. 2022.