



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Igor Monteiro Bezerra Ulisses

Identificação de viabilidade do aprimoramento da seletividade do sistema especial de proteção da UHE de Belo Monte por meio da aplicação de dados de sincrofasores e de técnica de machine learning

Florianópolis
2023

Igor Monteiro Bezerra Ulisses

Identificação de viabilidade do aprimoramento da seletividade do sistema especial de proteção da UHE de Belo Monte por meio da aplicação de dados de sincrofasores e de técnica de machine learning

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Diego Issicaba, PhD.

Florianópolis

2023

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

Ulisses, Igor Monteiro Bezerra

Identificação de viabilidade do aprimoramento da seletividade do sistema especial de proteção da UHE de Belo Monte por meio da aplicação de dados de sincrofasores e de técnica de machine learning / Igor Monteiro Bezerra
Ulisses ; orientador, Diego Issicaba, 2023.

88 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Elos de Corrente Contínua. 3. Sistema Especial de Proteção . 4. Região de Segurança Dinâmica. 5. Machine Learning. I. Issicaba, Diego. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Igor Monteiro Bezerra Ulisses

Identificação de viabilidade do aprimoramento da seletividade do sistema especial de proteção da UHE de Belo Monte por meio da aplicação de dados de sincrofasores e de técnica de machine learning

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Raphael Benedito, Dr.
Universidade Federal Tecnológica do Paraná

Dr Guido Rossetto Moraes.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Eduardo Augusto Bezerra
Coordenador Em Exercício do Programa
de Pós-Graduação

Prof. Diego Issicaba, PhD.
Orientador

Florianópolis, 2023.

Este trabalho é dedicado a todos que de alguma forma,
direta ou indiretamente, de forma significativa ou sutil,
me ajudaram a trilhar este caminho até esse ponto.

AGRADECIMENTOS

Início este texto da única forma possível que é agradecendo a Deus pelo supervisão e fortalecimento diário que nos permite trilhar desde os mais iluminados até os mais espinhados caminhos.

Agradeço à minha esposa, Ohana Cortez, pela parceria, cuidado e companheirismo diário. Agradeço também a ela e a Deus pelo nosso Pedro Miguel que está a caminho e, em breve, estará em nosso convívio fora do confortável ventre da mãe.

Agradeço à minha mãe, Teresa Dalva, mulher forte e batalhadora que, mesmo com todas as dificuldades, lutou para prover toda a condição possível para que eu e minha irmã pudéssemos buscar nossos objetivos.

Agradeço ao meu pai, Fernando Rogério Ulisses (*in memoriam*), que, mesmo com relativo curto tempo de convivência, se fez tão presente através de seus exemplos que virou seu maior legado.

Agradeço à minha vó Iraci, meu Avô B. Costa e minha tia-avô Tata por terem estado sempre ao lado meu, da minha irmã e da minha mãe nos momentos bons e, principalmente, nos mais difíceis.

Agradeço aos meus orientadores Diego e Antonio Felipe por todo o conhecimento compartilhado durante esse anos de trabalho que tanto contribuíram no meu crescimento profissional e pessoal.

Agradeço ao INESC Brasil pela estrutura e suporte financeiro que me ajudaram durante todo o meu curso e foram essenciais para a realização deste trabalho.

RESUMO

A usina hidrelétrica Belo Monte possui um sistema especial de proteção, baseado na desconexão de geradores, que visa a manutenção da estabilidade eletromecânica do Sistema Interligado Nacional quando do bloqueio de um dos elos de corrente contínua que interligam as regiões Norte e Sudeste do Brasil, a partir da subestação Xingu. Para a seleção do número de geradores a serem desconectados, esse esquema de proteção sistêmica utiliza medidas não sincronizadas convencionais relativas ao fluxo de potência ativa em linhas de transmissão da interligação CA Norte – Sul, bem como nos elos CC. Apesar de funcional, é possível que variáveis elétricas adicionais possam agregar maior seletividade ao esquema de proteção sistêmica, evitando cortes de geração além do necessário para a manutenção da estabilidade do sistema. Tendo em vista que sistemas de medição sincrofasorial são atualmente aplicados para o monitoramento de sistemas de potência, este trabalho se propõe a realizar uma investigação dos possíveis ganhos que a utilização de medidas de sincrofasores poderiam ofertar à seletividade do sistema especial de proteção da UHE de Belo Monte. Para a realização desta investigação, foi proposta uma metodologia baseada na obtenção de regiões de segurança dinâmica, com o fim de realizar uma busca estruturada e abrangente de pontos de operação do sistema elétrico, com ênfase na caracterização dos estados operativos por diferenças angulares de tensão entre barramentos. Como resultado, obtém-se um conjunto de dados que apoiam o estabelecimento de relações entre pontos de operação do sistema elétrico com o montante de geração a ser desconectado da UHE para a manutenção da estabilidade transitória após bloqueio dos elos CC. Ademais, uma rede neural é treinada com a base de dados obtida, visando otimizar o dimensionamento da lógica de atuação do sistema de proteção a partir de medições de variáveis do sistema obtidas em regime pré-contingência.

Palavras-chave: Sistemas Especial de Proteção. WAMPACS. Elos de Corrente Contínua. Estabilidade Transitória. Região de Segurança Dinâmica. Rede Neural. Seletividade.

ABSTRACT

The Belo Monte Hydroelectric Power Plant has a special protection system, based on the generation rejection, which aims to maintain the electromechanical stability of the electrical system during the blocking of one of the direct current links that connect the North and Southeast regions of Brazil. In order to select the number of generators to be rejected, the special protection scheme uses conventional non-synchronized measures associated to the active power flow through the transmission lines of the North-South AC interconnection, as well as through the DC links. Although the current special protection system is working properly, it is possible that complementary electrical variables in the system can add greater selectivity to the protection scheme, avoiding sizing generation rejection beyond required to maintain system stability. In this context, this work proposes to carry out an investigation of the possible gains provided by the application of synchrophasor measurements to the selectivity of the special protection system operating in the Belo Monte hydroelectric power plant. To carry out this analysis, a methodology has been proposed with the support of dynamic security region analysis aiming at a structured and more comprehensive investigation of the operating points of the electrical system, with emphasis on the characterization of the operating states by angular differences between system buses. As a result, a set of data is obtained to support the setting of relationships among operating points of the electrical system with the amount of generation to be disconnected from the power plant to maintain stability after blocking the DC links. Furthermore, a neural network is trained with the produced data base, aiming to optimize the sizing of protection system using synchronized measurements acquired in the pre-contingency stage.

Keywords: Special Protection System. WAMPACS. HVDC links. Transient Stability. Dynamic Security Region. Neural Network. Selectivity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização geográfica dos bipolos HVDC do UHE de Belo Monte.	20
Figura 2 – Categorização da estabilidade de sistemas de potência	23
Figura 3 – Resposta do ângulo de rotor à distúrbio transitório no SEP.	25
Figura 4 – Aplicação de um SEP em sistemas de potência.	26
Figura 5 – Condições críticas de sistemas de potência e suas respectivas ações de controle.	27
Figura 6 – Faixa típica de influência e escala de tempo para a qual os esquemas de proteção do sistema são usados para mitigar perturbações do sistema	28
Figura 7 – Diagrama representativo das etapas do processo de atuação de um sistema especial de proteção.	29
Figura 8 – Convenção para a representação de sincrofasores.	32
Figura 9 – Sinal sinusoidal com frequência $f > f_0$ é observada em instantes separados por T_0 segundos.	33
Figura 10 – Estrutura básica da arquitetura WAMS.	34
Figura 11 – Exemplo de sistema de monitoramento sincrofasorial com aplicação em sistemas de controle e proteção de sistemas elétricos — WAMPAC.	36
Figura 12 – Categorização dos diferentes tipos de algoritmos de <i>machine learning</i>	37
Figura 13 – Unidade base de uma rede neural artificial: perceptron ou neurônio.	39
Figura 14 – Estrutura básica de uma rede neural MLP.	40
Figura 15 – Funções de ativação aplicadas em camadas ocultas de algoritmos de MLP.	40
Figura 16 – Fluxograma do algoritmo <i>feedforward backpropagation</i>	42
Figura 17 – Visão geral da arquitetura do sistema piloto de SEP baseado em PMUs.	45
Figura 18 – Disposição dos principais clusters no SIN.	47
Figura 19 – RS relativa aos grupos de geração 1 e 2.	50
Figura 20 – Localização das usinas/clusters representativos dos grupos de geração G1, G2 e G3 e dos bipolos Xingu – Estreito e Xingu - Terminal Rio	51
Figura 21 – Arquivo csv referente aos pontos de operação que compõem a fronteira das regiões de segurança.	53
Figura 22 – Arquivo csv referente aos pontos de operação internos às regiões de segurança.	54
Figura 23 – Distribuição de pontos de operação através do uso de RS <i>software</i> Organon.	55

Figura 24 – Script para geração de pontos de operação uniformemente distribuídos utilizando Região de Segurança Estática (RSE) do <i>software</i> ANAREDE.	56
Figura 25 – Distribuição de pontos de operação através do uso de RS <i>software</i> Organon.	57
Figura 26 – Diagrama esquemático de uma rede neural.	58
Figura 27 – Grupo de dados binários desbalanceados.	60
Figura 28 – Grupo de dados balanceados aplicando a técnica SMOTE.	61
Figura 29 – Imagem representativa da tabela de resultados da camada de saída da rede neural.	63
Figura 30 – Processo de envio de medidas sincrofasoriais e processamentos de dados por meio de modelo de aprendizado de máquina.	64
Figura 31 – Classificação dos pontos de operação obtidos via Região de Segurança Dinâmica (RSD) do <i>software</i> Organon.	65
Figura 32 – Pontos de operação adicionais obtidos via função de RS estática do Anarede	66
Figura 33 – Mapeamento e classificação de pontos de operação variando despachos das usinas de Belo Monte e de Tucuruí para o evento de bloqueio do bipolo XES (4000 MW).	66
Figura 34 – Representação da relação entre FNS e número de máquinas desconectadas (potência bloqueada = 4.000 MW)	67
Figura 35 – Representação da relação entre diferença angular (XES) e número de máquinas desconectadas (potência bloqueada = 4000 MW).	68
Figura 36 – Relação entre diferença angular (XES), FNS e número de máquinas desconectadas (potência bloqueada = 4000 MW).	68
Figura 37 – Representação do plano diferença angular vs. FNS com indicação de máquinas desconectadas por código de cores (potência bloqueada = 4000 MW).	69
Figura 38 – Representação do plano diferença angular vs. FNS com retas fronteiriças.	69
Figura 39 – Ampliação de uma região fronteiriças e sua respectiva reta.	70
Figura 40 – Evolução da acurácia de treinamento e validação da rede neural.	72
Figura 41 – Evolução do cálculo da perda calculada pela função de perda do algoritmo durante treinamento e validação da rede neural.	73
Figura 42 – Resultado parcial da aplicação da rede neural ainda sem análise de risco: pontos classificados pelo <i>software</i> Organon x pontos classificados pela rede.	73
Figura 43 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS ainda sem gestão de risco.	74

Figura 44 – Resultado da rede neural com gerenciamento de risco aplicado (40%). Pontos classificados pelo <i>software</i> Organon x pontos classificados pela rede.	75
Figura 45 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (40%).	75
Figura 46 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (10%).	77
Figura 47 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (5%).	77
Figura 48 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (1%).	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características gerais dos casos completo e equivalente 2020. . . .	47
Tabela 2 – Contabilização de pontos de sobreposição para as diferentes estratégias.	70
Tabela 3 – Tabela do quantidade de dados por número de máquinas desconectadas.	71
Tabela 4 – Resultados da rede neural para diferentes valores de limiar para gerenciamento de risco.	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AESO	<i>Alberta power system</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CS	Compensador Síncrono
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FNS	Fluxo de Potência Norte Sul
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HVAC	High Voltage Alternate Current
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IA	Inteligência Artificial
LT	Linha de Transmissão
ML	<i>Machine Learning</i>
MLP	<i>Multilayer Perceptron</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurements Unit</i>
PPS	Proteção para Perda de Sincronismo
ReLU	<i>Rectified Linear Unit</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RNA	Rede Neural Artificial
ROCOF	<i>Rate Of Change Of Frequency</i>
RS	Região de Segurança
RSD	Região de Segurança Dinâmica
RSE	Região de Segurança Estática
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SE	Subestação Elétrica
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIME	<i>Single Machine Equivalent</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIPS	<i>System Integrity Protection Schemes</i>
SMOTE	<i>Synthetic Minority Oversampling Technique</i>
SMSF	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores
SPS	<i>Special Protection Scheme</i>
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica

UTC	<i>Coordinated Universal Time</i>
WAMPAC	<i>Wide-Area Monitoring, Protection and Control</i>
WAMS	<i>Wide Area Measurement Systems</i>
XES	Xingu-Estreito
XTR	Xingu-Terminal Rio

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	16
1.2	HIPÓTESES E QUESTÕES DE PESQUISA	19
1.3	OBJETIVOS	21
1.4	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	21
2	FUNDAMENTOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	22
2.2	SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO (SEP)	25
2.3	SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	30
2.3.1	Contexto Histórico	30
2.3.2	Fundamentos dos Sincrofasores	31
2.3.3	Sistemas de Monitoramento WAMS e Aplicações em Proteção e Controle de Sistemas Elétricos (WAMPAC)	33
2.4	ALGORITMOS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL BASEADOS EM <i>MACHINE LEARNING</i>	36
2.5	DISCUSSÕES ACERCA DO ESTADO DA ARTE	43
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
3	DESENVOLVIMENTOS E RESULTADOS OBTIDOS	45
3.1	HIPÓTESE SOBRE ARQUITETURA DE MEDIÇÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS	45
3.2	DEFINIÇÃO DE CENÁRIO BASE PARA A AVALIAÇÃO DO SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO	46
3.3	COMPOSIÇÃO DE UM ESPAÇO DE ESTADOS ESTRUTURADO PARA A AVALIAÇÃO DO SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO	48
3.3.1	Composição de regiões de segurança dinâmica para a continência correspondente ao bloqueio de bipolo	49
3.3.2	Dimensionamento de ação de proteção para cada ponto de operação analisado na construção das regiões de segurança	52
3.4	DESENVOLVIMENTO DE REDE NEURAL PARA O DIMENSIONAMENTO DE AÇÃO DE PROTEÇÃO SISTÊMICA	57
3.4.1	Gerenciamento de risco para as previsões da rede neural	61
3.4.2	Aspectos da viabilidade de implementação da rede neural no processamento da ação de proteção sistêmica	63
3.5	AVALIAÇÃO DOS POTENCIAIS GANHOS DE SELETIVIDADE DEVIDO À UTILIZAÇÃO DE MEDIDAS SINCRÓFASORIAIS	65

3.6	AVALIAÇÃO DOS POTENCIAIS GANHOS DE SELETIVIDADE DE- VIDO À UTILIZAÇÃO DE MEDIDAS SINCRÓFASORIAS E TÉCNICA DE ML	71
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
4.1	CONCLUSÕES	79
4.2	LIMITAÇÕES DO TRABALHO	80
4.3	SUGESTÕES DE TRABALHO FUTURO	80
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados o contexto, a motivação, as questões de pesquisa, os objetivos e a estrutura do trabalho desenvolvido.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

O desenvolvimento econômico e tecnológico da sociedade mundial como um todo vem acompanhado por um crescimento da demanda de energia elétrica. Para supri-la, é necessário que novas fontes de geração sejam conectadas aos sistemas elétricos, visando aumentar a oferta de energia elétrica. Conseqüentemente, faz-se necessária a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica com o intuito de transportar a energia desde o local de geração até os centros consumidores e viabilizar a interligação eletroenergética entre subsistemas. Todos esses fatores, somados à tendência cada vez mais intensa de inserção de fontes de geração renovável não convencional (solar fotovoltaica, eólica), de *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTSs) e de elos de transmissão de corrente contínua, deixa a operação do sistema elétrico mais eficiente, porém, também mais complexa.

Apesar de necessária, a expansão do sistema de transmissão é dificultada por diversos fatores. Primeiramente, destacam-se os problemas ambientais, pois a construção de uma nova Linha de Transmissão (LT) tem impacto ambiental considerável, fazendo com que órgãos de preservação do meio ambiente e mesmo a sociedade pressionem pela redução da construção de novos empreendimentos. Outro ponto importante é o fator econômico que, por diversas vezes, sobrepuja a relevância técnica de se construir novas LTs com margem de segurança alargada. Por fim, atrasos em empreendimentos de construção também somam na limitação da expansão dos sistemas elétricos. Este cenário faz com que os sistemas elétricos sejam operados próximos às suas capacidades de transferência de potência. Portanto, no caso contingência severa, é mais provável que o sistema elétrico atinja a instabilidade, seja em termos de tensão, frequência ou ângulo de rotor (GHAHREMANI *et al.*, 2019).

Devido a essa maior complexidade na operação dos sistemas elétricos modernos, faz-se necessária a aplicação de sistema de monitoramento de sistemas elétricos que enviem informações em tempo real, e de maneira confiável, para a utilização em sistemas de proteção que garantam a manutenção da estabilidade em caso de contingência. Tradicionalmente, os centros de operação de sistemas elétricos operam os sistemas com base em informações adquiridas pelo sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Contudo, o SCADA possui uma taxa de atualização de aproximadamente 2 a 10 segundos o que impossibilita seu uso mediante situações que exijam respostas rápidas de operadores ou de sistemas de proteção, como é o caso da análise da dinâmica de um sistema elétrico após uma perturbação (JURADO,

2021; ZIMMER, 2013).

Visando cumprir esses requisitos de monitoramento em tempo real, agilidade de resposta e confiabilidade, diversos operadores de sistemas de potência no mundo têm adotado um sistema de tecnologia de informação denominado *Wide Area Measurement Systems* (WAMS). Esta arquitetura de monitoramento de sistemas elétricos é baseada em medidas sincronizadas (fasores de tensão e corrente, bem como medidas de frequência e taxa de variação de frequência) com base no sistema *Global Positioning System* (GPS) realizadas por *Phasor Measurements Units* (PMUs) instaladas em diversos pontos chave do sistema elétrico: subestações, usinas geradoras, subestações terminais de elos *High Voltage Direct Current* (HVDC), etc. As PMUs que compõem esse Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) possuem taxas de atualização da ordem de 30 a 60 amostras por segundos, permitindo, dessa forma, que a dinâmica do sistema elétrico seja monitorada em tempo real (JURADO, 2021).

Tendo em vista as restrições econômico-ambientais para a ampliação irrestrita de sistemas elétricos, bem como a maturidade tecnológica de sistemas de monitoramento, os Sistema Especial de Proteções (SEPs) surgem como uma alternativa para a operação de sistemas de grande extensão, complexos e com reduzida margem de estabilidade. Isto se justifica pelo fato de SEPs terem, relativamente, um custo e tempo de instalação menores quando comparados a reforços na rede elétrica como novas LT ou Subestação Elétrica (SE) (HENVILLE, 2010).

Os SEPs podem ser entendidos como esquemas de proteção capazes de detectar condições anormais de operação e tomar ações corretivas predeterminadas (corte de geração, corte de carga, etc), não permitindo a propagação de contingências ao longo do sistema de potência, visando a manutenção da estabilidade do sistema, o que vai geralmente além de somente isolar componentes faltosos do sistema elétrico (NERC, 2015; HENVILLE, 2010).

Os SEPs se baseiam em eventos ou variáveis elétricas do sistema elétrico, estáticas e/ou dinâmicas, para definir sua atuação e o nível de ação de proteção que deverá ser implementada em caso de contingência. Iniciativas recentes, como Ghahremani et al. (2019), vêm fazendo uso da arquitetura de monitoramento WAMS para melhorar a seletividade e efetividade dos SEPs que são aplicados em sistemas de potência. Essa nova abordagem é denominada *Wide-Area Monitoring, Protection and Control* (WAMPAC). Basicamente, a arquitetura de sistemas WAMPAC se baseia na utilização do SMSF para o armamento e dimensionamento de ações de controle, implementadas por meio de SEPs, visando conter a propagação de um distúrbio por todo o sistema elétrico. Essa abordagem é especialmente útil e eficaz quando estão envolvidas ações de controle que se baseiam no comportamento dinâmico do sistema de potência após contingências, pois estas necessitam de monitoramento em tempo real e respostas em tempo curto (HAZRA et al., 2012).

Diversos operadores ao redor do mundo utilizam SEPs com o objetivo de tornar mais segura a operação de seus respectivos sistemas. A seguir, tem-se alguns exemplos de SEP implantados em sistemas elétricos europeus (ENTSOE, 2012):

- Bélgica: desconexão de 1000 MW de geração por perda de linha de transmissão com o fim de evitar a propagação de distúrbio por sobrecarga nos circuitos remanescentes;
- Grécia: esquema de rejeição de carga para contingências pré-selecionadas visando proteger o sistema contra colapso de tensão;
- Itália: esquema automático de rejeição de carga com o objetivo de evitar sobrecarga e problemas de estabilidade;
- Espanha:
 - Abertura de linha crítica entre Espanha e França sob condições de contingência visando prevenir problemas de estabilidade de tensão;
 - Desconexão de gerador em caso de perda de linha de transmissão para evitar instabilidade transitória e sobrecarga;
 - Abertura de linha de interligação com Marrocos em caso de blackinstabilidade no sistema elétrico do país para impedir que o distúrbio atinja o sistema elétrico europeu;
- Suíça: sistema automático e centralizado de rejeição de carga dedicado ao desligamento de linhas de transmissão na interligação Norte-Sul entre Itália e Suíça. Este esquema visa evitar sobrecargas nas linhas remanescentes e desligamentos em efeito cascata.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) também faz uso de SEP no Sistema Interligado Nacional (SIN). Um dos SEPs no SIN se relaciona às contingências de bloqueio dos elos de Corrente Contínua (CC) Xingu-Estreito (XES) e Xingu-Terminal Rio (XTR), os quais interligam os subsistemas Norte e Sudeste do Brasil. Para evitar a perda de sincronismo por parte das usinas geradoras da região Norte quando da ocorrência de bloqueios dos elos HVDC, unidades de geração da usina de Belo Monte são desconectadas. Essa ação de proteção é dimensionada de acordo com a potência perdida devido à contingência de bipolo do sistema de transmissão CC e o valor do intercâmbio Norte-Sul no momento da contingência (ONS, 2018, 2019). Outro importante SEP integrante do SIN se encontra instalado no complexo da usina de Itaipu 60 Hz, localizado no sul do Brasil. Esse complexo de geração se conecta ao sistema interligado através de LTs de 525 kV e 765 kV. O SEP em questão, assim como o da usina de Belo Monte, implementa corte de geração como ação de proteção sistêmica,

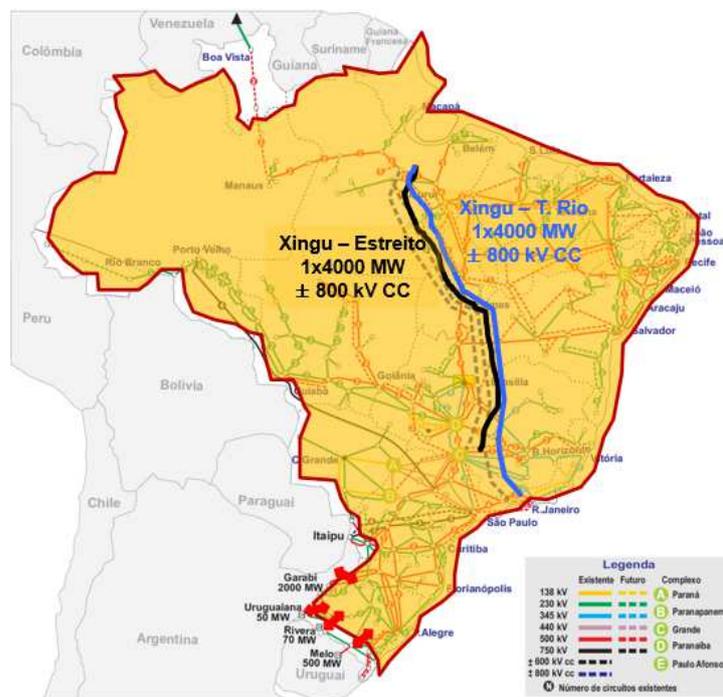
atuando sempre que há perdas de linhas de transmissão no sistema de 765 kV (SILVA *et al.*, 2019). Atualmente, encontra-se na literatura pesquisas acadêmicas avaliando a modernização do SEP para o sistema de transmissão de Itaipu. Esses trabalhos simulam a utilização de medidas sincrofásorias para fins de melhoramento de aspectos como seletividade da ação de proteção implementada pelo SEP (PESENTE *et al.*, 2018).

1.2 HIPÓTESES E QUESTÕES DE PESQUISA

Desligamentos intempestivos dos bipolos XES e XTR estão entre as contingências mais severas na configuração atual do SIN, especialmente no período úmido da região Norte, que se caracteriza por elevadas transferências de potência nas interligações High Voltage Alternate Current (HVAC) e HVDC com a região Sudeste. A alta severidade das citadas contingências se explica, especialmente, pelo fato das estações conversoras Xingu (PA), Estreito (MG) e Terminal Rio (RJ) (500 kV), como mostrado na Figura 1, estarem contidas em um mesmo sistema síncrono. Ou seja, os bipolos são do tipo embutidos no sistema Corrente Alternada (CA) (*embedded* HVDC), constituindo rotas de transmissão paralelas a diversas linhas de transmissão em 500 kV. Como consequência, contingências no sistema HVDC de Belo Monte afetam a estabilidade das máquinas síncronas do SIN, podendo conduzir as máquinas da região Norte à perda de sincronismo com relação às demais máquinas do SIN, em função das acelerações/desacelerações de rotores das máquinas síncronas eletricamente mais próximas às estações conversoras (FILHO *et al.*, 2021).

Visando a implementação de ações de controle que evitem a perda de sincronismo das usinas geradoras da região Norte, a usina de Belo Monte foi equipada com um SEP que atua desconectando unidades da planta sempre que contingências nos elos HVDC XES e XTR são detectadas. O corte de geração é uma ação corretiva focada no controle do fenômeno da estabilidade transitória, que está relacionada com a excursão do valor da defasagem angular dos rotores das máquinas síncronas dentro de valores limitados após o sistema ser submetido a uma perturbação. De acordo com a lógica utilizada no desenvolvimento do SEP existente na Usina Hidrelétrica (UHE) Belo Monte, o montante de geração que deve ser desconectado da usina de Belo Monte possui relação com o valor de potência CC que foi perdida no bloqueio de um dos elos, bem como ao carregamento pré-contingência da interligação HVAC Norte-Sul que passa a ser responsável por transmitir parcela da potência perdida devido à contingência. Contudo, é plausível considerar a possibilidade de que algumas outras variáveis do sistema elétrico possam contribuir de forma efetiva para se obter um SEP confiável e mais seletivo. Neste contexto, entende-se que a utilização da ferramenta de Região de Segurança (RS), já amplamente aplicada na operação de sistemas de potência, possibilita a exploração do espaço de estados de pontos de operação do

Figura 1 – Localização geográfica dos bipolos HVDC do UHE de Belo Monte.



Fonte: Autor

sistema elétrico com resolução adequada e em tempo reduzido. O tratamento e a análise do grande volume de dados gerados permitiriam evidenciar relações e/ou sensibilidades existentes entre as diversas grandezas do sistema e as referências para a atuação do SEPs.

Como explicitado, a aplicação de RS na análise de regime permanente e transitório é capaz de gerar um conjunto de dados de pontos de operação que relacionam variáveis elétricas pré-contingência com os requisitos mínimos de corte de geração para manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Essa grande quantidade de informação enseja a aplicação de técnicas de *Machine Learning* (ML) no processo de dimensionamento da ação de proteção do SEP. Um algoritmo baseado em ML pode ser capaz de analisar um conjunto ampliado de medidas elétricas para definir, com exatidão otimizada, o montante de corte de geração no caso deste SEP em estudo.

Por fim, a arquitetura de aquisição de dados originalmente implementada pelo ONS para gerir a atuação do SEP da UHE de Belo Monte é baseada em medidas de potência não sincronizadas pré-contingência. Uma vez que este SEP é destinado a lidar com questões envolvendo estabilidade transitória, requisitos de tempo no que concerne à latência na aquisição de dados da rede elétrica, processamento e envios de sinais de atuação se tornam componentes críticos para a confiabilidade do SEP. Em consequência disso, uma solução alternativa tendo em conta dados sincronizados obtidos por PMUs tem potencial de aumentar a confiabilidade e assertividade da ação de proteção necessária para a manutenção da estabilidade transitória do sistema.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo identificar indícios da viabilidade do aprimoramento da seletividade do SEP da UHE de Belo Monte por meio da aplicação de dados de sincrofasores e de técnica de machine learning. Destacam-se, neste contexto, dois objetivos específicos:

- Análise de potenciais ganhos de seletividade do SEP da UHE de Belo Monte devido à utilização de medidas de sincrofasores, tendo por referência as medidas tradicionais do sistema SCADA hoje implementadas;
- Utilização da base de dados resultante da análise de ganho de seletividade com a finalidade de desenvolver e treinar uma rede neural, potencialmente capaz de dimensionar a ação de proteção do SEP com base em um grupo ampliado de medidas elétricas do sistema de potência.

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O restante deste documento está organizado em quatro capítulos. O capítulo 2 contempla a base teórica para o desenvolvimento deste trabalho. Neste capítulo são apresentados os conceitos de estabilidade de sistemas elétricos, SEPs, sistemas de medição fasorial sincronizada, *machine learning* e uma breve revisão bibliográfica de SEPs baseados em medidas sincrofasoriais.

O capítulo 3 discorre sobre os desenvolvimentos feitos ao longo deste trabalho e apresentação de resultados. São apresentados fundamentos da ferramenta de RS, cenários de simulação, os *scripts* que foram desenvolvidos para gerenciamento e interpretação de resultados, aspectos da arquitetura de ML utilizada e do treinamento do algoritmo. Por fim, ainda no capítulo 3, são expostos os resultados alcançados relativos à seletividade do SEP da UHE Belo Monte mediante incorporação de medidas sincrofasoriais e técnicas de ML.

No capítulo 4, de considerações finais, faz-se uma síntese dos desenvolvimentos e resultados, explicitando os aspectos limitantes do estudo e sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se a fundamentação teórica necessária para o estudo que foi desenvolvido neste trabalho bem como uma revisão bibliográfica discorrendo sobre o estado da arte na temática de SEPs. A seção 2.1 faz um introdução teórica sobre a estabilidade de sistemas elétricos enquanto a seção 2.2 traz aspectos técnicos do funcionamento e aplicação de SEPs. A seção 2.3 apresenta conceitos básicos sobre sincrofasores, desde o contexto histórico, passando pela fundamentação teórica, até a aplicação nos sistemas de monitoramento, proteção e controle de sistemas elétricos. A seção 2.4 é formada pelos fundamentos das técnicas de ML, são abordados os diferentes tipos de topologias, técnicas de treinamento e os hiper-parâmetros que compõem uma rede neural. A seção 2.5 apresenta uma revisão bibliográfica de trabalhos selecionados que abordam a temática da utilização de sincrofasores em aplicações de monitoramento, proteção e controle de sistemas elétricos. Por fim, a seção 2.6 posiciona este trabalho face aos trabalhos expostos na revisão bibliográfica.

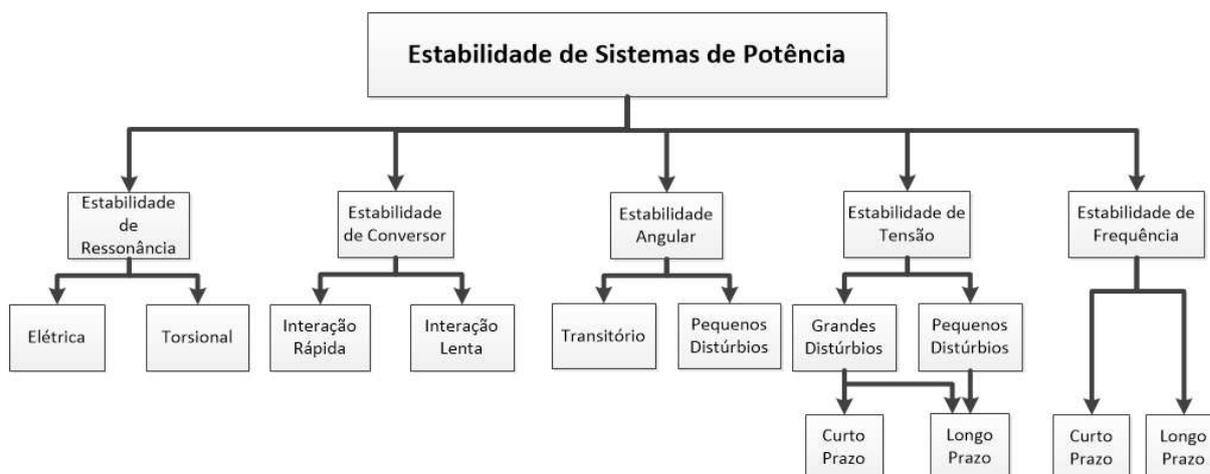
2.1 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a capacidade que o sistema possui de alcançar um ponto de operação em equilíbrio após ser atingido por um distúrbio, bem como permanecer em um estado equilibrado sob condições normais de operação (KUNDUR *et al.*, 1994).

Um sistema elétrico de potência está suscetível a uma grande variedade de distúrbios – curto-circuito, desconexão de geradores, saídas intempestivas de LTs, etc. – que resultam em diferentes comportamentos dinâmicos no período pós-perturbação, algumas vezes levando-o ao colapso. O ponto de operação no período pré-perturbação, o tipo de contingência e o tempo de permanência da causa do distúrbio são fatores preponderantes da resposta dinâmica do sistema elétrico. A perda de estabilidade do sistema de potência pode ser alcançada através de diferentes processos que vão desde à redução ou aumento ilimitado da frequência do sistema elétrico até a perda de sincronismo devida ao descompasso entre ângulos dos rotores das diversas unidades geradoras que compõem o sistema elétrico. Mais detalhes sobre a classificação de estabilidade estão apresentadas na Figura 2.

A Figura 2 exhibe uma categorização dos diferentes tipos de estabilidade de sistemas de potência encontradas na literatura técnica: estabilidade de frequência, de tensão, angular, de conversor e de ressonância. A estabilidade angular, também chamada de estabilidade de ângulo de rotor, está diretamente relacionada com o enfoque deste trabalho. Este tipo de fenômeno se relaciona com o equilíbrio entre o torque mecânico aplicado ao rotor das máquinas síncronas e o torque eletromagnético que resulta da interação entre os campos magnéticos dessa máquina. Em condições

Figura 2 – Categorização da estabilidade de sistemas de potência



Fonte: Adaptado de HATZIARGYRIOU *et al.* (2021).

de operação equilibradas (regime permanente), o torque mecânico e o eletromagnético se equilibram e o rotor da unidade geradora gira a uma velocidade constante. Contudo, um distúrbio no sistema elétrico pode levar a um desequilíbrio entre os torques que, por consequência, levaria a uma aceleração ou desaceleração do rotor da máquina síncrona, fazendo com que, possivelmente, o ângulo do rotor da máquina crescesse acima do valor crítico, resultando assim, em perda de sincronismo da unidade geradora (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). Perda de sincronismo por instabilidade angular é passível de acontecer entre uma unidade geradora e o restante do sistema bem como entre dois grupos de máquinas síncronas (KUNDUR *et al.*, 2004).

Em sistemas elétricos de potência, uma contingência pode alterar o torque eletromagnético da máquina geradora. Esta alteração pode ser separada em dois componentes: o torque sincronizante, que está em fase com o desvio de ângulo do rotor e o torque de amortecimento, em fase com o desvio de velocidade (KUNDUR *et al.*, 2004). A estabilidade do sistema está intrinsecamente relacionada com a existência destas duas componentes do torque eletromagnético. Na ausência do torque sincronizante, há uma instabilidade aperiódica ou não oscilatória, enquanto a condição de não existência de torque de amortecimento resulta em uma instabilidade oscilatória (KUNDUR *et al.*, 1994).

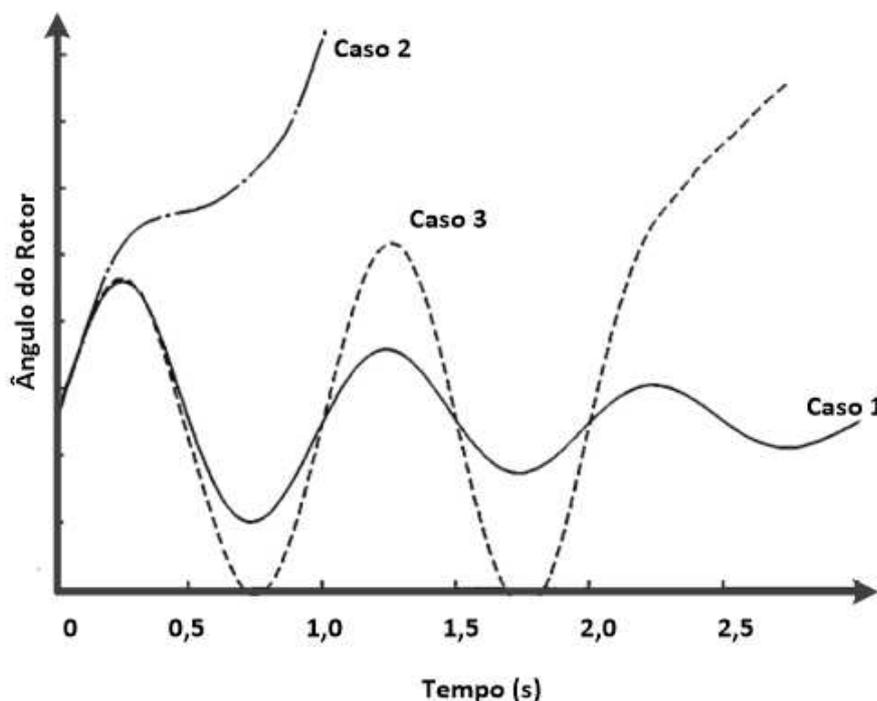
Como exposto na Figura 2 a estabilidade de ângulo de rotor é dividida em duas sub-categorias: estabilidade angular para pequenos distúrbios e estabilidade transitória. Este primeiro tipo de estabilidade está ligada com a capacidade do sistema de potência de manter a estabilidade ao ser afetado por pequenas variações que acontecem rotineiramente em um sistema elétrico, como flutuações da carga e da geração. A instabilidade resultante destes pequenos distúrbios pode se desenvolver de duas ma-

neiras: a primeira consiste em um crescimento permanente no ângulo do rotor devido à falta de torque sincronizante, ao passo que a segunda forma está relacionada a um crescimento na amplitude de oscilação do rotor como consequência da ausência de torque de amortecimento suficiente (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). O tipo de resposta que um sistema elétrico apresenta a uma pequena perturbação está relacionada com fatores como ponto de operação pré-perturbação, nível de curto-circuito do sistema de transmissão ao qual os geradores estão conectados e o tipo de controle de excitação dos geradores. Por exemplo, para geradores conectados de forma radial em grandes sistemas de potência, a não existência de reguladores de tensão automáticos resulta em instabilidade devido a falta de torque sincronizante suficiente (KUNDUR *et al.*, 1994). A estabilidade de ângulo de rotor frente a pequenos distúrbios pode ser classificada como local e global. O termo local é utilizado quando esse tipo de fenômeno envolver somente uma pequena parte do sistema elétrico e estiver associado à oscilação de ângulo de rotor de somente uma usina contra o restante do sistema — oscilação de modo local. Diferentemente do fenômeno local, o fenômeno global é causado pela interação de grandes grupos de geradores, por exemplo, grupos de áreas geoeletricas diferentes oscilando um contra o outro — oscilação de modo interárea (KUNDUR *et al.*, 2004).

A segunda sub-categoria da estabilidade de ângulo de rotor mostrada na Figura 2, estabilidade transitória, diz respeito à capacidade do sistema elétrico de potência de manter a estabilidade diante de uma contingência severa como: faltas fase-terra, fase-fase-terra, trifásicas seguidas do desligamento de linhas de transmissão. A resposta dinâmica do sistema elétrico a esse tipo de evento envolve largas excursões do ângulo de rotor dos geradores e é governada, particularmente, pela relação não linear entre o ângulo de rotor e a potência gerada pelas máquinas síncronas. Nesse tipo de fenômeno, a estabilidade está relacionada ao ponto de operação pré-perturbação bem como à severidade do evento que atinge o sistema elétrico (KUNDUR *et al.*, 1994). A perda de sincronismo relacionada à estabilidade transitória é passível de acontecer durante a primeira oscilação do sistemas — denominada instabilidade de primeira oscilação — e está ligada à insuficiência de torque sincronizante (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2020). Contudo, há a possibilidade do sistema elétrico de potência manter a estabilidade durante a primeira oscilação e fatores como a superposição do modo de oscilação interárea e oscilação de usina local causarem uma grande variação do ângulo do rotor, levando assim o sistema à instabilidade após o período da primeira oscilação pós-perturbação (KUNDUR *et al.*, 2004).

A Figura 3 mostra três casos de resposta dinâmicas de sistemas elétricos perante grandes contingências. O caso 1 é estável, ao passo que os casos 2 e 3 são instáveis por diferentes motivos. Para o caso 1, observa-se uma larga variação do ângulo do rotor durante a primeira oscilação. No entanto, durante as oscilações seguintes

Figura 3 – Resposta do ângulo de rotor à distúrbio transitório no SEP.



Fonte: Adaptado de KUNDUR et al. (1994).

a amplitude de oscilação é atenuada até atingir o equilíbrio novamente. Diferentemente do caso 1, a curva representativa do caso 2 cresce indefinidamente já durante a primeira oscilação, caracterizando assim uma instabilidade transitória de primeira oscilação. Por fim, para o caso 3, o ângulo do rotor se mantém estável durante a primeira oscilação, mas por fatores outros como sobreposição de modos de oscilação de grupos de geradores contra usinas locais, perde a estabilidade após a primeira oscilação.

2.2 SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO (SEP)

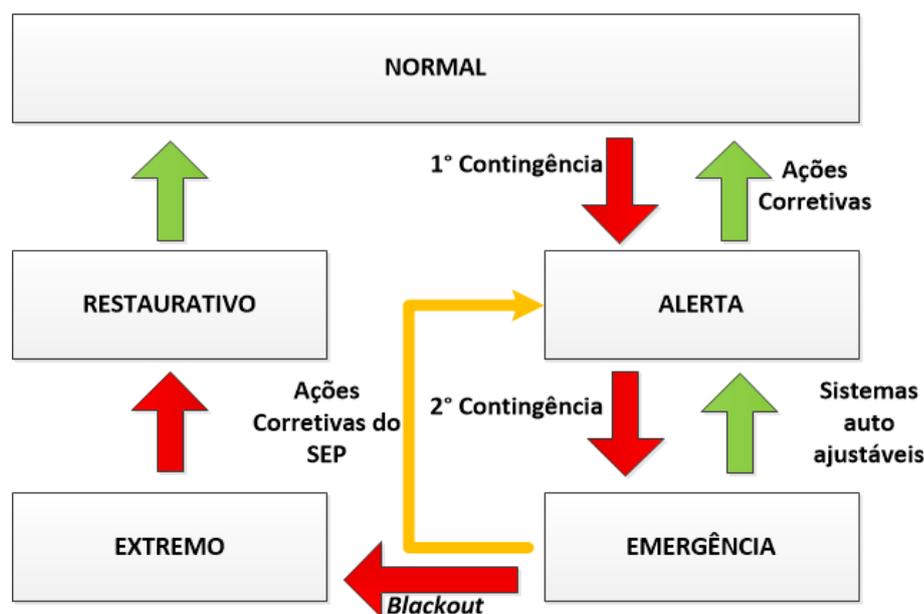
Sistemas especiais de proteção (SEPs) — também conhecidos como *Special Protection Scheme* (SPS) ou *System Integrity Protection Schemes* (SIPS) — podem ser definidos como um sistema automático de proteção designado a detectar condições anormais de operação ou mesmo algumas condições pré-determinadas de operação de um sistema de potência e tomar medidas corretivas. Tais medidas vão além de somente isolar componentes sob condições de falta no sistema e visam manter a confiabilidade do sistema elétrico. As ações corretivas de esquemas SEPs envolvem alterações na carga, na geração, ou mesmo na topologia de configuração do sistema (NERC, 2015).

Sistemas elétricos de potência são tradicionalmente planejados para operar, sem interrupção de atendimento de cargas, quando da perda de um elemento (critério de

segurança $N-1$) que compõem a rede elétrica, por exemplo, LTs, transformadores, etc. Algumas LTs mais relevantes ao sistema elétrico, como interligação entre subsistemas, podem ser planejadas de acordo com critérios mais rígidos, como o critério $N-2$. A adoção de um critério $N-k$, com $k > 2$, tornaria o sistema tão mais seguro quanto maior fosse o valor de k , contudo, seu custo de construção seria demasiadamente elevado além da existência de fatores restritivos de natureza ambiental e física (OLIVEIRA; SOUZA ALVES, 2020). É neste contexto restritivo em que os SEPs têm papel fundamental, pois atuam no sentido de proteger o sistema elétrico de contingências múltiplas que possuem baixa probabilidade de ocorrência mas um alto risco associado, podendo levar ao colapso do sistema.

O diagrama esquemático mostrado na Figura 4 indica de forma genérica a maneira com que um SEP deve atuar, evitando que os efeitos de uma contingência no sistema se propaguem e mitigando as chances de potenciais colapsos.

Figura 4 – Aplicação de um SEP em sistemas de potência.



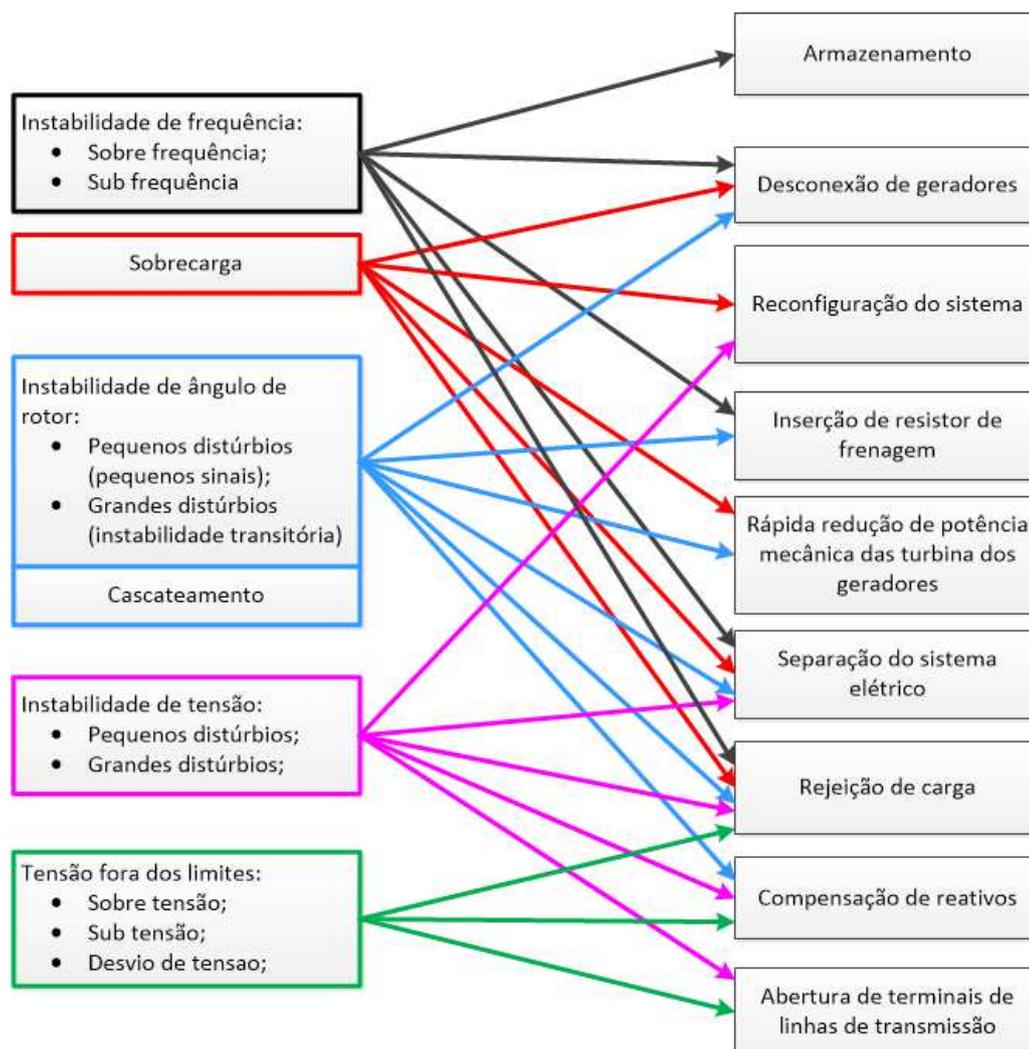
Fonte: Adaptado de HENVILLE (2010).

Um sistema de potência operando em um estado normal possui seus parâmetros dentro dos limites operacionais pré-estabelecidos. Ao ser submetido a uma contingência não severa, como por exemplo do tipo $N-1$, o sistema desloca-se para o estado de alerta, com parâmetros ainda dentro dos valores permitidos. A ocorrência de uma segunda contingência, em instante próximo ao da primeira, pode conduzir o sistema elétrico ao estado de emergência, o qual é caracterizado pelo não atendimento dos limites operativos (ENTSOE, 2012). Esse estado de emergência pode levar a estados caracterizados por cortes de carga ou mesmo um colapso do sistema elétrico. Portanto, é nesse estágio que um SEP atua aplicando medidas corretivas que evitem

a evolução do sistema elétrico para o colapso, restabelecendo assim um ponto seguro de operação (HENVILLE, 2010).

SEPs são projetados para evitar a propagação de contingências em um sistema elétrico fazendo com que este não perca sua estabilidade. Como já descrito na Seção 2.1, existem diversos parâmetros que se significativamente afetados podem levar um sistema à instabilidade, por exemplo: ângulo de rotor, frequência, tensão. Outros fatores como sobrecargas, desvio de tensão em casos de chaveamentos na rede também agravam as condições operacionais do sistema elétrico, podendo conduzi-lo ao colapso. Todos esses diferentes fenômenos podem requerer algum tipo de ação de controle específica, necessitando muitas vezes de ações corretivas tomadas em frações de segundo. A Figura 5 faz uma associação entre os diferentes tipos de fenômenos passíveis de causar instabilidade em um sistema elétrico com suas respectivas ações corretivas necessárias.

Figura 5 – Condições críticas de sistemas de potência e suas respectivas ações de controle.

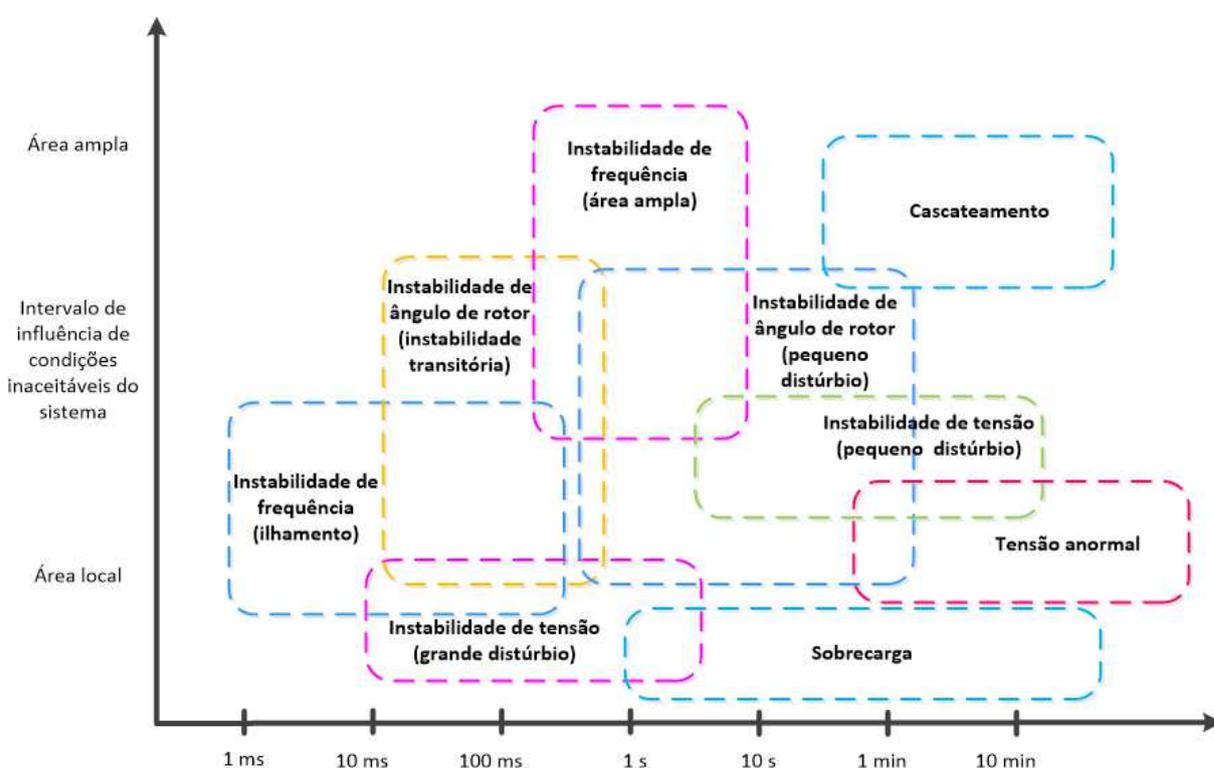


Fonte: Adaptado de IEEE (2020).

Do exposto na Figura 5, conclui-se que existe mais de uma solução possível associada a cada tipo de condição do sistema. Por exemplo, para se combater instabilidade de ângulo de rotor é possível aplicação de rejeição de geração, corte de carga, separação de subsistemas, dentre outras. Um maior detalhamento de cada ação corretiva mostrada na Figura 5 pode ser encontrado em *IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes*.

No que concerne aos requisitos de tempo de atuação de SEPs, cada tipo de fenômeno possui uma escala de tempo de atuação apropriada, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Faixa típica de influência e escala de tempo para a qual os esquemas de proteção do sistema são usados para mitigar perturbações do sistema



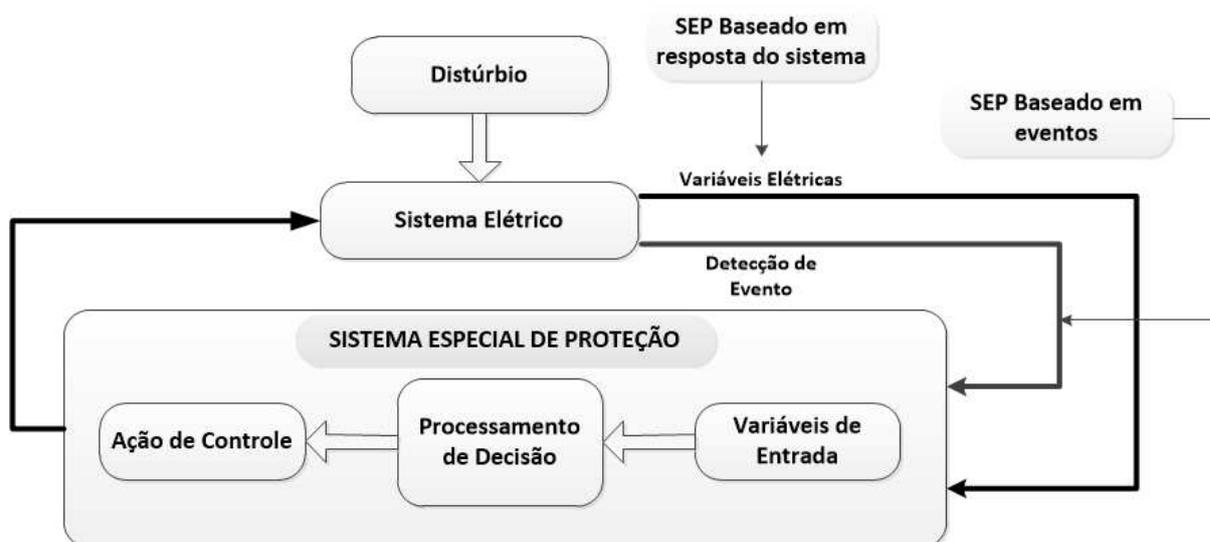
Fonte: Adaptado de IEEE (2020).

Na Figura 6, o eixo horizontal relaciona-se com o intervalo de tempo de atuação de SEPs requerido no combate a diferentes tipos fenômenos de instabilidade. Observa-se, por exemplo, que perturbações que possam resultar em instabilidades de tensão, frequência ou ângulo de rotor demandam tempos de atuação do SEP entre 1 e 1000 milissegundos. Outro ponto de destaque da Figura 6 é a área de influência das perturbações no sistema elétrico, a qual é graduada no eixo vertical. É possível ver que condições de sobrecarga têm influências somente próximas ao elemento atingido, ao contrário de desligamentos em cascata que têm efeitos propagados por uma ampla área do sistema elétrico.

De maneira geral, os SEPs podem ser classificados em duas categorias: SEPs baseados em eventos ou baseados na resposta do sistema elétrico. No primeiro caso, o esquema de proteção reage à detecção de eventos pré-determinados. Este tipo de SEP é utilizado quando o evento é de fácil detecção, as consequências deste são críticas para a estabilidade do sistema e necessitam de ação remediadoras rápidas. Por outro lado, SEPs que se baseiam na resposta do sistema elétrico são mais lentos pois aguardam o desenvolvimento da resposta dinâmica do sistema — por exemplo, quando valores de frequência ou tensão atingem limiares críticos — no entanto, são mais generalistas, pois independem do tipo de evento, reagindo às variáveis que caracterizam condições específicas do sistema (CHOLLEY et al., 2001).

A Figura 7 mostra como SEPs baseado em eventos e em resposta do sistema se relacionam com sistema elétrico de potência desde a detecção do evento até a aplicação da ação de controle.

Figura 7 – Diagrama representativo das etapas do processo de atuação de um sistema especial de proteção.



Fonte: Adaptado de HENVILLE (2010).

No tocante a sistemas de proteção que se baseiam em eventos, a variável de entrada do SEP inclui status de equipamentos como disjuntores. Já no caso de esquemas com base na resposta do sistema as variáveis de entrada são geralmente medidas do sistema como: frequência, tensão, correntes, ângulos. Portanto, neste caso, monitoramento do sistema elétrico tem grande impacto na efetividade das ações tomadas pelo SEP. Na Figura 7, após a detecção da contingência através dos dados de entrada, é feito um processamento das informações adquiridos do sistema elétrico, o qual culmina no dimensionamento da ação de proteção seguido de sua atuação visando a mitigação da condição de emergencial em que se encontra o sistema.

Diante do exposto, observa-se que o tempo de resposta entre a detecção do evento até a aplicação da ação de proteção é essencial para a eficiência do SEP em termos de manutenção da estabilidade operativa do sistema. É nesse contexto que os dados de sincrofasores apresentam potencial para serem utilizados nos SEPs, mesmo para o enfrentamento de fenômenos com dinâmicas mais rápidas. De fato, conforme será abordado na próxima seção, a tecnologia de medição sincronizada de fasores viabiliza o monitoramento contínuo do sistema elétrico com elevadas taxas de amostragem dos sinais.

2.3 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Esta seção tem o objetivo de descrever brevemente os principais aspectos de monitoramento de sistemas elétricos baseados em medições sincrofasoriais, denominados sistemas WAMS, bem como suas aplicações no âmbito de proteção e controle de sistemas elétricos — WAMPAC. A seção é dividida em contexto histórico, fundamentos dos sincrofasores, assim como WAMS e WAMPAC.

2.3.1 Contexto Histórico

Diversos aspectos de planejamento e operação de sistemas elétricos estão diretamente relacionados com o fluxo de potência ativa nas LTs. Essa grandeza elétrica é relacionada com o seno da diferença angular entre as tensões nos barramentos terminais interligados por uma LT (PHADKE, Arun G.; THORP, James S, 2008). Portanto, a medição de ângulos de fase dos fasores de tensão é de grande interesse para operadores e planejadores de sistemas elétricos de potência.

Os primeiros sistemas de medição fasorial datam do início dos anos de 1970 quando, devido à pouca capacidade de processamento dos computadores da época para manejar os requerimentos de algoritmos de relés de distância, foi inventado o relé de distância de componentes simétricas que reduziu a carga de processamento excessiva para a tecnologia da época através de métodos eficientes de medição de componentes simétricas de tensões e correntes (PHADKE, A.; THORP, J., 2006).

Dada a grande extensão territorial ocupada por sistemas elétricos, as medidas fasoriais obtidas em diferentes partes do sistema necessitam de uma sincronização do tempo para que sejam analisadas de forma conjunta. Somente na década de 1980, com o advento do sistema de localização baseado em satélites, GPS, foi possível obter a sincronia requeridas. Desta forma, surgiram os primeiros protótipos dos módulos de medição fasorial sincronizada, PMU, desenvolvidos na universidade de *Virginia Tech* nos Estados Unidos no ano de 2008 (PHADKE, Arun G.; THORP, James S, 2008).

2.3.2 Fundamentos dos Sincrofasores

Fasores são uma representação de uma onda sinusoidal no formato de um número complexo. O módulo de fasor equivale à amplitude da onda representada e seu ângulo representa a fase (IEEE, 2011). A Equação (1) rege a variação no tempo de uma onda sinusoidal, onde X_m , ω e ϕ representam respectivamente a amplitude, a frequência e fase desta onda.

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

A representação fasorial da onda sinusoidal representada pela Equação (1) está mostrada na sua forma polar na Equação (2):

$$\mathbf{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{j\phi} \quad (2)$$

onde o termo $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$ representa o valor *Root Mean Square* (RMS) da forma de onda.

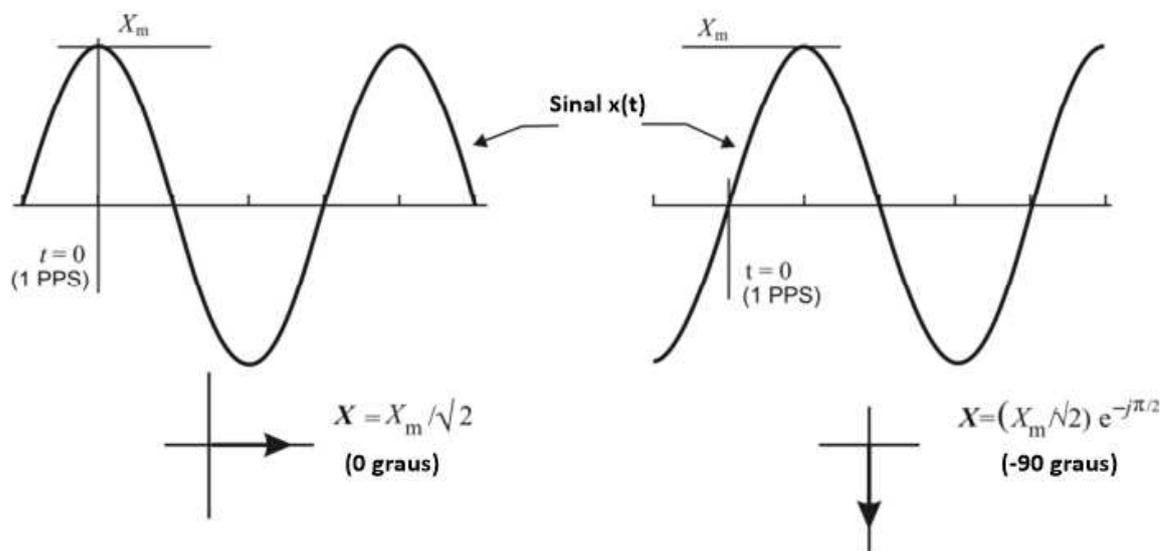
O valor \mathbf{X} mostrado na Equação (2) corresponde à representação de uma medida sincronizada da função de onda da Equação (1) na forma fasorial, onde a fase ϕ corresponderá ao ângulo de fase instantâneo relativo a uma função cosseno que possui frequência igual à nominal do sistema elétrico e sincronizada com relação à *Coordinated Universal Time* (UTC). A norma IEEE Std C37.118.1™-2011 que trata de padrões para sincrofasores, convencionou que, devido à função cosseno possuir seu valor máximo no instante $t = 0$, o ângulo do sincrofasor será zero quando apresentar seu valor máximo no momento em que se inicia o sinal de sincronismo do GPS. Analogamente, o ângulo do sincrofasor será -90 graus quando houver o cruzamento da onda pela origem do sistema, de valores negativos para positivos, no instante do sincronismo (IEEE, 2011). Esta convenção está mostrada na Figura 8.

Uma representação do sinal sinusoidal é apresentada na Equação (3), onde f_0 corresponde à frequência nominal (50 ou 60 Hz) do sistema elétrico onde a medida sincrofasorial está sendo realizada.

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \phi) \quad (3)$$

No caso geral onde a amplitude $X_m(t)$ é uma função do tempo e a frequência $f(t)$ do sinal também é uma função do tempo, podemos definir a função $g(t) = f(t) - f_0$ dada pela diferença entre as frequências real e nominal. Observa-se que g também é uma função do tempo, e o sinal sinusoidal pode então ser escrito conforme mostrado na Equação (4).

Figura 8 – Convenção para a representação de sincrofasores.



Fonte: Adaptado de IEEE (2011).

$$\begin{aligned}
 x(t) &= X_m \cos(2\pi \int f(t) dt + \phi) \\
 &= X_m \cos(2\pi \int (f_0 + g(t)) dt + \phi) \\
 &= X_m \cos(2\pi f_0 t + (2\pi \int g(t) dt + \phi))
 \end{aligned} \tag{4}$$

Para o caso especial em que $X_m(t) = X_m$ é constante e $g = \Delta f$ é um deslocamento fixo da frequência nominal, tem-se que $\int g(t) dt = \int \Delta f dt = \Delta f t$, o sincrofasor pode ser representado matematicamente como mostrado na Equação (5).

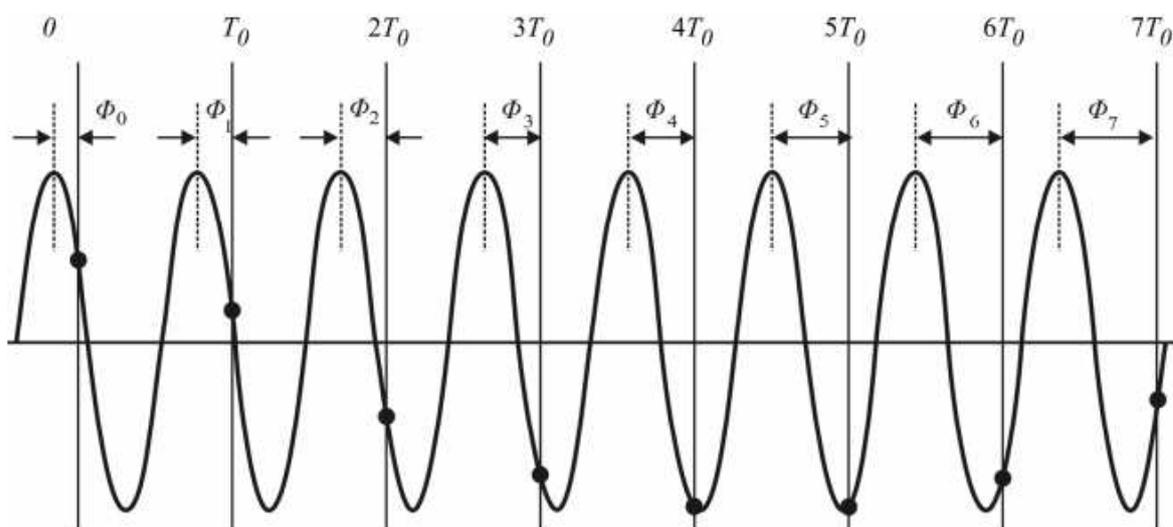
$$\mathbf{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{j(2\pi\Delta f t + \phi)} \tag{5}$$

Esse sincrofasor possui uma rotação no plano complexo com taxa Δf . De forma ilustrativa, considere a Figura 9 que mostra uma forma de onda sinusoidal que possui frequência diferente da nominal do sistema.

Essa forma de onda é amostrada em intervalos $[0, T_0, 2T_0, 3T_0, \dots, nT_0]$, onde $T_0 = 1/f_0$ e os fasores que representam essas amostras são $[\mathbf{X}_0, \mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \mathbf{X}_3, \dots, \mathbf{X}_n]$. Esse grupo de fasores possui módulos iguais, no entanto, seus ângulos de fase variam a uma taxa de $2\pi(f - f_0)T_0$ no intervalo $-180^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$ (ADAMIÁK et al., 2005).

Para finalizar esta seção, é importante destacar alguns aspectos das definições de sincrofasores. Primeiramente, devido a todas as medições possuírem uma base comum de tempo e serem relacionadas na frequência, estas são diretamente comparáveis. A estimativa do sincrofasor inclui os efeitos de outros fenômenos, tais como

Figura 9 – Sinal sinusoidal com frequência $f > f_0$ é observada em instantes separados por T_0 segundos.



Fonte: Adaptado de IEEE (2011).

oscilações de frequência. Os sincrofasores são funções do tempo e seu módulos e ângulos variam continuamente, a menos que o sinal seja um sinal sinusoidal de amplitude constante e na frequência nominal do sistema. Por fim, uma referência de tempo precisa (relógio) é necessária para fornecer a referência UTC para determinar o ângulo de fase ϕ (IEEE, 2011).

2.3.3 Sistemas de Monitoramento WAMS e Aplicações em Proteção e Controle de Sistemas Elétricos (WAMPAC)

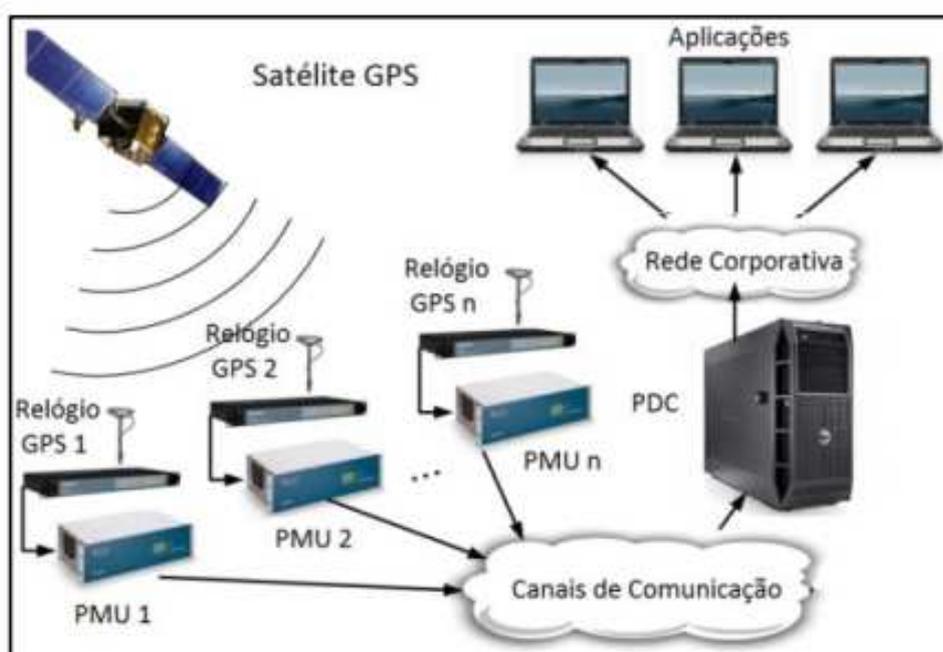
O desenvolvimento do sistema de posicionamento global GPS fez com que fosse possível a implementação de sistemas de monitoramento sincronizado de sistemas elétricos de grandes áreas, denominados WAMS. Este processo consiste na medição de fasores sincronizados de corrente e tensão em pontos distantes de um mesmo sistema elétrico através do uso de amostra de dados que possuem etiquetas de tempo de alta precisão que são adquiridas por PMUs (PROTECTION, 2016). PMUs são dispositivos que produzem estimativas sincronizadas de fasor, frequência e taxa de variação de frequência — *Rate Of Change Of Frequency* (ROCOF) — a partir de sinais de tensão e/ou corrente e um sinal de sincronização de tempo (IEEE, 2021). Quando aplicadas ao monitoramento de sistemas elétricos, as PMUs são instalados em pontos chave do sistema — subestações, subestações terminais de elos HVDC, vãos de LTs, dentre outros — enviando medidas elétricas com taxas de atualização de 30 a 60 amostras por segundo através canais de comunicação que interligam os pontos de

medição ao *Phasor Data Concentrator* (PDC).

O PDC possui a função de centralização de dados de fasores e de eventos discretos oriundos de PMUs, ou até mesmo de outros concentradores, disponibilizando-os, assim, para outros aplicativos que façam uso destas informações (IEEE, 2021). Um PDC pode ser implementado como um dispositivo único bem como pode ser integrado em outros sistemas como plataformas de controle e monitoramento. Um concentrador de dados de uma rede WAMS possui requisitos básicos de operação como, por exemplo, o processamento de dados em tempo real, suporte de padrão de comunicação com outros PDCs, armazenamento de dados, funções de detecção e proteção e um sistema de administração (PROTECTION, 2016).

A arquitetura de um sistema de medição sincronizada de fasores (SMSF) típico está graficamente representada na Figura 10.

Figura 10 – Estrutura básica da arquitetura WAMS.



Fonte: Adaptado de ZIMMER (2013).

As redes WAMS representam um ponto de inflexão no contexto de monitoração e análise de sistemas elétricos. Anteriormente à aplicação dessas redes de monitoramento, aspectos da dinâmica dos sistemas só eram conhecidos através de simulações numéricas. Os SMSFs habilitaram operadores de sistemas a ter informações da dinâmica dos sistemas em tempo real. Atualmente, os fenômenos dinâmicos inerentes aos sistemas de energia elétrica são monitorados e analisados em duas dimensões: simulação numérica (modelagem) e dados (FILHO et al., 2021).

A possibilidade de monitoramento, em tempo real, da dinâmica de um sistema elétrico tornou possível a aplicação de SMSF no âmbito do controle e prote-

ção, evoluindo-se, assim, para os sistemas WAMPAC. Funções de controle e proteção necessitam executar ações de detecção, processamento de dados e acionamento de dispositivos de proteção em frações de segundo para serem efetivas. Portanto, a alta taxa de atualização e a confiabilidade dos dados fornecidos por redes WAMS as capacitam para compor a base de monitoramento e transmissão de dados destas funções. Dentre os potenciais ganhos da aplicação de sistemas WAMPAC, destacam-se: reconhecimento precoce de instabilidades de grande e pequena escala, maior disponibilidade do sistema de energia por meio de ações de controle adequadamente coordenadas, operação mais próxima do limite por meio de esquemas de relés flexíveis, menos eventos de corte de carga e minimização da potência de corte de carga (RAMESH et al., 2010).

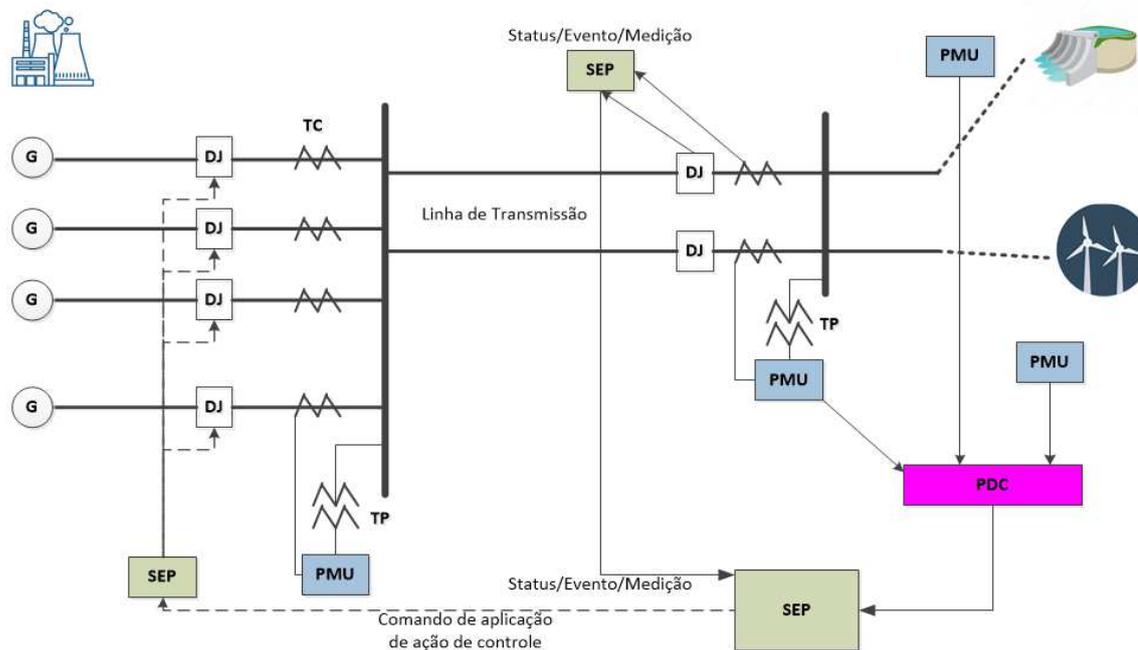
SEPs, como descrito na seção 2.2, têm o objetivo de detectar condições anormais do sistema e atuar de modo que uma contingência não se propague pelo sistema levando-o ao colapso. A atuação de um SEP pode ser local, regional ou mesmo sistêmica; portanto, em aplicações de caráter sistêmico, porções remotas de um sistema elétrico precisam ser monitoradas de forma síncrona para que, em casos de contingências, os SEPs consigam detectar o evento e possam atuar dentro de tempo hábil, isolando o problema. É neste contexto que as redes WAMS tem potencial de otimizar os SEPs, pois são capazes de fornecer monitoramento em tempo real de sistemas de grandes áreas e possuem uma infraestrutura de comunicação robusta para envios de sinais de atuação necessários para o sistemas de proteção, neste caso, WAMPAC.

A Figura 11 apresenta um exemplo de arquitetura de uma rede WAMPAC. Observa-se PMUs instaladas em usinas de geração, barramentos de subestação e LTs. As medições sincronizadas de grandezas nessas unidades de monitoramento são encaminhadas para o PDC que, por sua vez, processa e disponibiliza as medições para o dimensionamento de ações de proteção que são implementadas pelo SEP. No exemplo ilustrado na Figura 11, o SEP, quando da ocorrência de contingência de alto risco associado, atua rejeitando geração com o fim de manter a estabilidade do sistema elétrico.

A norma IEC/IEEE 60255-118-1-2018 padroniza funções e requisitos técnicos que concernem a medições sincrofasoriais. Neste normativo, as PMUs são divididas em duas classes, M e P. PMUs da classe P possuem tempo de latência de medição menor quando comparado com a classe M, portanto sua aplicação é mais voltada a ações de controle e proteção de sistemas elétricos. Por outro lado, as PMUs da classe M são voltadas ao monitoramento de sistemas elétricos (WAMS), apresentando requisitos menos críticos de latência de medição e transferência de dados (IEC; IEEE, 2018).

A redes WAMS são caracterizadas por serem capazes de disponibilizar uma grande quantidade de dados sobre os sistemas elétricos com uma alta taxa de transmissão de informações. Para processar esses dados e extrair informações úteis e em

Figura 11 – Exemplo de sistema de monitoramento sincrofásorial com aplicação em sistemas de controle e proteção de sistemas elétricos — WAMPAC.



Fonte: Adaptado de PROTECTION (2016).

tempo hábil, os operadores do sistemas necessitam de algoritmos computacionais que, se implementados de forma correta dentro da cadeia de envio de dados mostrados na Figura 11, podem otimizar a utilização das redes WAMS. Na próxima seção, são apresentados alguns algoritmos baseados em inteligência artificial que têm potencial de serem utilizados na interpretação de dados disponibilizados pelas redes WAMS.

2.4 ALGORITMOS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL BASEADOS EM *MACHINE LEARNING*

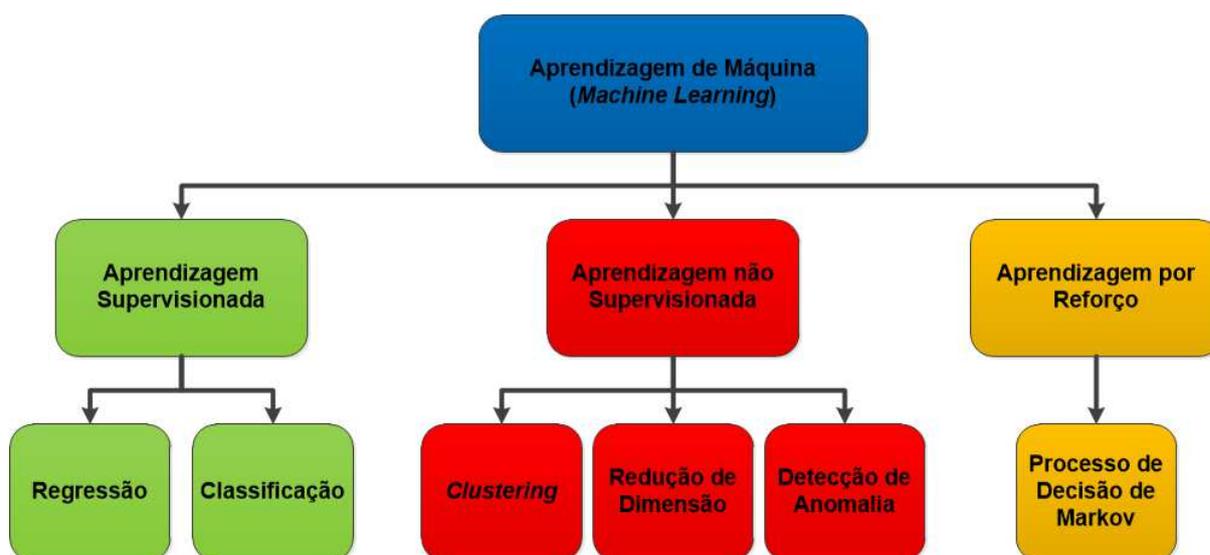
O esforço de automação de tarefas intelectuais que normalmente são executadas por humanos é denominado Inteligência Artificial (IA) e vem sendo explorado por diversas áreas do conhecimento desde de meados dos anos de 1950. Por ter aplicação generalista, esse campo de pesquisa é particionado em uma série de subdivisões que envolvem diferentes processos de automação como *machine learning*, *deep learning* e outros campos que não envolvem nenhum tipo de técnica de aprendizagem. Por exemplo, os primeiros programas de jogos de xadrez foram desenvolvidos somente com um grande grupos de regras que eram aplicadas no desenvolver das jogadas, contudo, isto não era considerada uma técnica de ML (CHOLLET, 2021).

Machine Learning, ou aprendizado de máquina, é uma área de pesquisa englobada pela inteligência artificial. Sua finalidade é desenvolver técnicas ou algoritmos

para criar sistemas computacionais capazes de aprender através de um conjunto de dados e realizar previsões ou inferências (SWAMYNATHAN; MANOHAR, 2017). Um algoritmo de ML, através de dados representativos de determinadas ações, é treinado para aprender padrões intrínsecos à base de dados e realizar tarefas correlatas ao invés de somente ser programado para realizar um número finito de ações. Por exemplo, para treinar um algoritmo baseado em aprendizado de máquina para classificar imagens de animais, basta fornecer um grupo de imagens de diversos animais já previamente identificados para que o algoritmo possa reconhecer padrões, criar regras de classificação e ser capaz de fazer previsões em outras imagens diferentes das quais este foi treinado (CHOLLET, 2021).

Existem diferentes metodologias de aprendizado que dão origem a variadas técnicas de aprendizado de máquina para a resolução de problemas. A Figura 12 mostra um diagrama de classificação dos vários métodos de aprendizagem bem como exemplos de tipos de técnicas de ML associadas a cada um.

Figura 12 – Categorização dos diferentes tipos de algoritmos de *machine learning*.



Fonte: Adaptado de SWAMYNATHAN; MANOHAR (2017).

A Figura 12 divide as metodologias de aprendizagem em três categorias: aprendizagem supervisionada, não supervisionada, e aprendizagem por reforço. O aprendizado supervisionado é caracterizado pelo fornecimento de um grande grupo de dados para que o algoritmo relacione informações de entrada com suas classes/eventos respectivas aprendendo assim padrões característicos dos dados e criando regras generalistas para o mapeamento de dados de entrada em classes de saída (JURADO, 2021). Algoritmos de classificação e regressão são os exemplos mais tradicionais deste tipo de técnica de aprendizagem. Para exemplificar o uso de técnicas de aprendizagem supervisionada no âmbito do setor elétrico, cita-se o trabalho desenvolvido

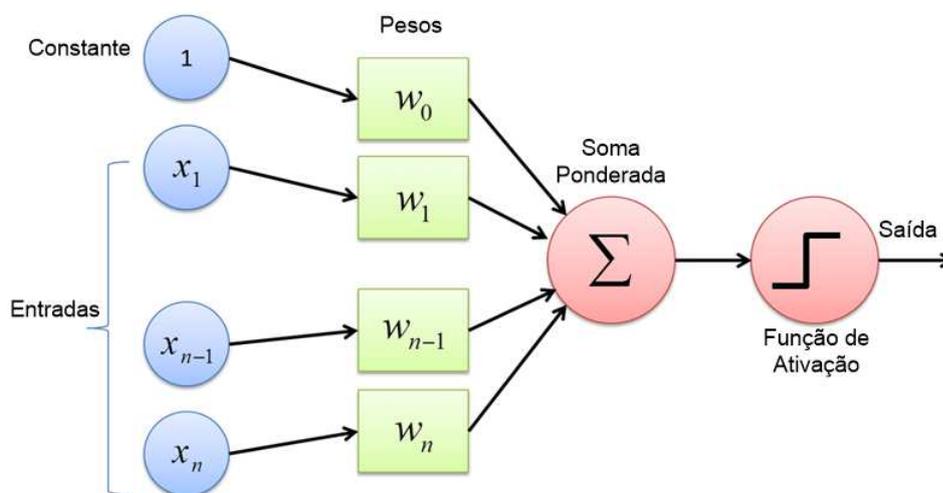
em Zarzosa *et al.* (2015). Neste caso, foi desenvolvido um algoritmo classificador de eventos no SIN utilizando a rede neural *Multilayer Perceptron* (MLP), a qual é apresentada, em detalhes, mais adiante neste trabalho. Por sua vez, no aprendizado não supervisionado, o algoritmo tem a sua disposição um conjunto de dados que contém diversas propriedades e, assim, ser capaz de aprender as propriedades úteis desses dados de treino. Por exemplo, em atividades de *clustering*, o objetivo consiste em dividir o conjunto de dados de treino em grupos que contenham exemplos semelhantes (GOODFELLOW *et al.*, 2016). Diferentemente do *clustering*, em problemas envolvendo detecção de anomalias, o algoritmo deve criar regras para diferenciar itens, eventos ou observações que não condizem com um padrão ou comportamento esperado. Por fim, ainda com relação à aprendizagem não supervisionada, o treinamento através da técnica de redução de dimensão tem o objetivo de simplificar um grupo de dados de grandes dimensões em um espaço dimensional reduzido (SWAMYNATHAN; MANOHAR, 2017).

A última categoria de aprendizagem destacada na Figura 12 é a de aprendizagem por reforço. Neste tipo de algoritmo, um agente recebe informações sobre o meio no qual está inserido e aprende a tomar certas ações com objetivo de maximizar uma recompensa. Um exemplo de como esse tipo de técnica pode ser aplicado são os vídeos games, onde um algoritmo inteligente deve observar o desenvolver de determinado jogo e decidir por ações que garantem o máximo número de pontos possíveis (CHOLLET, 2021). Um exemplo de formato clássico de como organizar um processo de aprendizagem por reforço é pelo algoritmo de processo de decisão de Markov.

A categoria de algoritmos de classificação baseados em técnica de aprendizado supervisionado possui ampla aplicação no setor elétrico. Em especial, destacam-se as Rede Neural Artificiais (RNAs) (KOPILER *et al.*, 2019), as quais consistem em uma técnica de aprendizagem de máquinas que foi inspirada no modo de organização do cérebro humano (CARDOSO, 2017). A célula base do cérebro é o neurônio, que possui dendritos, corpo celular e axônio com as respectivas funções de receber sinais elétricos, processá-los e transferi-los para outros neurônios. De forma análoga, um neurônio artificial ou perceptron, que é a unidade base de uma RNA, é constituído de vários canais de entrada para receber dados de treinamento, um estágio de processamento onde ajusta-se pesos a variáveis de entrada visando a minimização do erro de predição (real x previsto). Em seguida, a soma ponderada dos valores de entrada é submetida a uma função de ativação para que possa ser transferida para outros neurônios (SWAMYNATHAN; MANOHAR, 2017). A estrutura de um perceptron está representada na Figura 13.

Como mostrado na Figura 13 os dados de entrada são multiplicados por pesos, gerando uma soma ponderada que será submetida a uma função de ativação. Esta função é um limite de corte para a saída do neurônio. Se estiver acima de um limiar,

Figura 13 – Unidade base de uma rede neural artificial: perceptron ou neurônio.



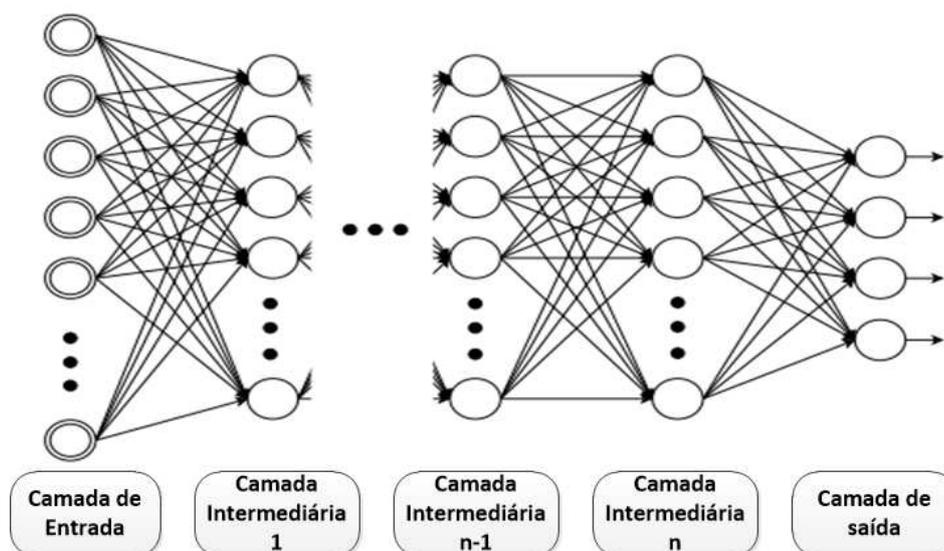
Fonte: Autor

multiplica-se a saída por 1, caso contrário, por zero (SWAMYNATHAN; MANOHAR, 2017). Em alguns casos o valor da saída pode ser limitado entre -1 e 1. Os perceptrons trabalhando isoladamente possuem limitado processo de aprendizagem e são aplicáveis somente em problemas de classificação que possuem grupos de dados linearmente separáveis. Contudo, majoritariamente, os problemas reais são de natureza não linear (JURADO, 2021). Portanto, visando a melhoria do desempenho de uma RNA, os neurônios são agrupados em camadas de processamento. Esse agrupamento pode ser executado de diversas maneiras que variam de acordo como o tipo de problema que está sendo resolvido. Pode-se citar: rede neural *feed forward*, *deep feed forward*, *recurrent neural network*, *Long/Short Term Memory*, dentre diversas outras (TCH, 2017). Neste trabalho, é dada ênfase à rede neural *deep feed forward* também conhecida na literatura como MLP. A estruturação básica de uma rede MLP está mostrada na Figura 14.

Uma rede neural do tipo *multilayer perceptron* possui características distintas quanto ao tipo de função de ativação e quantidade de neurônios por camadas. Primeiramente, como mostrado na Figura 14, uma rede MLP possui três tipos camadas (agrupamentos de neurônios): camada de entrada, camadas intermediárias e camada de saída. As MLPs possuem uma ou mais camadas e neurônios ocultos que as capacitam a aprender padrões complexos bem como possuem um alto grau de conectividade entre seus perceptrons e camadas. O número de camadas ocultas de uma MLP a faz ser classificada como um algoritmo de *deep learning* quando possuir mais de uma ou *shallow learning*, caso contrário.

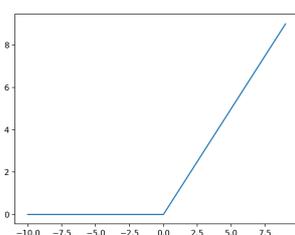
O modelo dos neurônios de uma MLP inclui uma função de ativação não linear (HAYKIN, 2001). A escolha de uma função de ativação impacta diretamente na performance da rede neural e diferentes tipos de funções são utilizadas para diferentes tipos

Figura 14 – Estrutura básica de uma rede neural MLP.

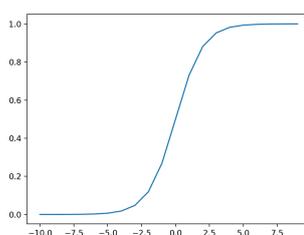


Fonte: Autor

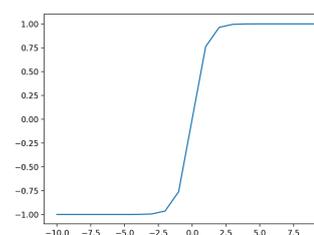
de camadas. Os neurônios das camadas ocultas utilizam o mesmo tipo de função que geralmente podem ser de três tipos: *Rectified Linear Unit* (ReLU), Sigmoid e Tanh. O comportamento de cada uma destas funções está explicitado na Figura 15, onde o eixo horizontal representa o resultado da soma ponderada executada por um neurônio enquanto o eixo vertical mostra o valor de saída do neurônio.



(a) ReLu



(b) Sigmoid



(c) Tanh

Figura 15 – Funções de ativação aplicadas em camadas ocultas de algoritmos de MLP.

Fonte: Adaptado de BROWNLEE (2021)

A função Relu retorna o valor máximo entre zero e o valor de saída do neurônio, ou seja, se o valor de saída for negativo o resultado da função de ativação é zero, caso contrário, mantém-se o valor original. As funções Sigmoid e Tanh possuem curvas características similares, no entanto, a primeira está limitada entre 0 e 1, enquanto a segunda entre -1 e 1 (BROWNLEE, 2021).

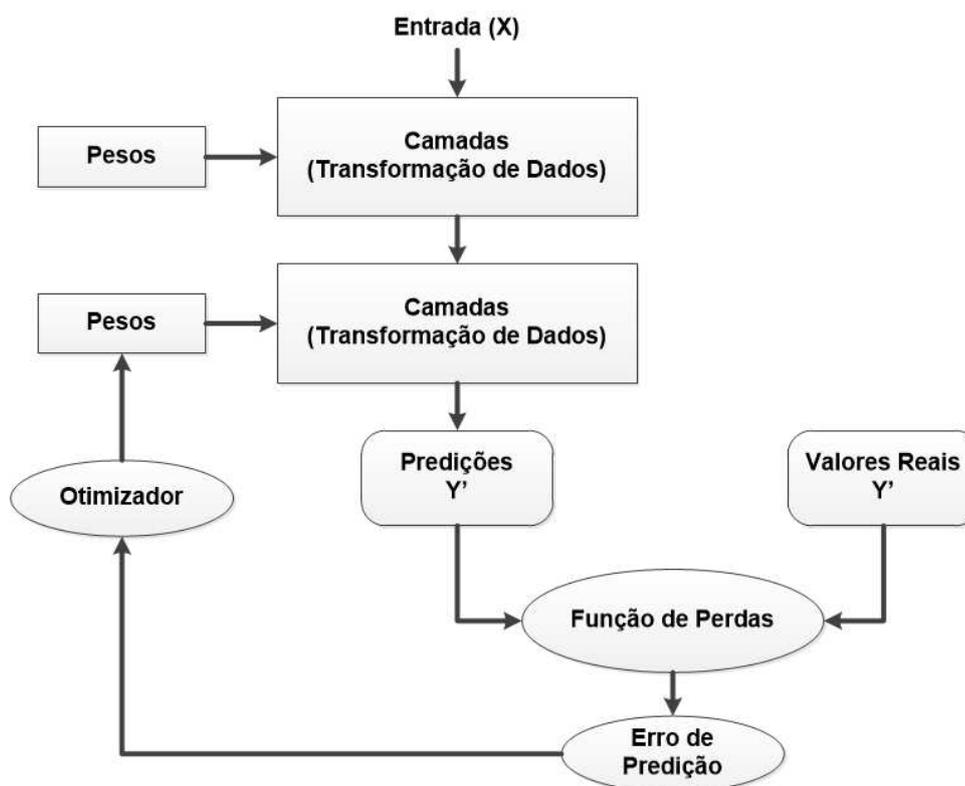
A camada de saída de uma rede neural é responsável pela predição do algoritmo. Para esta camada, pode-se destacar três tipos de funções de ativação: linear, *softmax* e sigmoid. A função linear é também conhecida como função identidade por

não alterar a saída do perceptron. Por sua vez, a função de ativação *softmax* tem como resultado um vetor de resultados que a soma é igual a unidade. Cada um dos componentes do vetor de saída pode ser interpretado como uma probabilidade (BROWNLEE, 2021). Para um melhor entendimento desse tipo de camada de saída pode-se imaginar um processo de classificação de bolas coloridas em oito categorias de cores. Neste exemplo, o resultado será emitido em formato de um vetor com oito componentes, onde cada componente corresponde à probabilidade da bola em análise pertencer àquela categoria. Por fim, a função sigmoid da camada de saída é a mesma aplicada nas camadas ocultas.

Com relação à quantidade de perceptrons que compõem cada camada de uma MLP, faz-se necessário observar alguns aspectos. O número de neurônios da camada de entrada será igual ao número de variáveis de entrada que compõem o problema a ser solucionado. O número de camadas ocultas e neurônios que as constituem é definido através de um estudo de sensibilidade de modo que a rede neural não se ajuste exageradamente ou insuficientemente aos dados de treinamento que estão sendo fornecidos a ela. Por fim, a quantidade de neurônios para a camada de saída relaciona-se ao tipo de problema que se pretende resolver, por exemplo, em situações envolvendo classificações binárias, a camada de saída é constituída por dois neurônios (SWAMYNATHAN; MANOHAR, 2017).

Para fins de treinamento de uma MLP, é utilizada a técnica de aprendizagem supervisionada através de um algoritmo *feedforward backpropagation*. O termo *feedforward* advém do fato de dados de treinamento da rede serem agrupados em um vetor de entrada e serem processados no sentido da camada de entrada para camada de saída, sem serem retidos nas camadas ocultas da rede (CHOLLET, 2021). Por sua vez, *backpropagation*, diz respeito ao processo de realimentação do erro, diferença entre saída predita e saída real, obtido na camada de saída com o objeto de reduzir os erros obtidos em cada neurônio das camadas anteriores através de ajuste dos pesos (KOPILER et al., 2019). O fluxograma do algoritmo *feedforward backpropagation* está representado na Figura 16.

De acordo com o exposto na Figura 16, no início do processo de aprendizagem, pesos aleatórios são associados aos dados de treinamento na camada de entrada e as camadas ocultas. Naturalmente, os primeiros resultados obtidos são bem distantes dos dados alvo que foram fornecidos à rede MLP (CHOLLET, 2021). Em seguida, o resultado da predição advindo da camada de saída bem como os dados alvo são fornecidos para uma função de perda para que esta compute o erro de predição. A função de perda, também conhecida como função de custo, é a função que deve ser minimizada durante o processo de aprendizado através do ajuste dos pesos associados às camadas ocultas da rede neural (GOODFELLOW et al., 2016). Para que essa minimização aconteça, o erro calculado pela função de perda serve como referência

Figura 16 – Fluxograma do algoritmo *feedforward backpropagation*.

Fonte: Adaptado de CHOLLET (2021).

para que um algoritmo de otimização possa fazer a atualização dos pesos de cada camada. Esse processo de cálculo de erro de predição e atualização dos pesos é processado repetidamente até que os valores preditos da rede neural sejam tais que a função de perdas esteja minimizada.

Para problemas de classificação multi-classe abordados através de MLP, a função de perda que melhor se adapta ao processo é a *categorical crossentropy* (BROWNLEE). O erro de predição desta função custo é calculado de acordo com a Equação (6), como segue.

$$H(p, q) = - \sum_{i=1}^n p_i \log q_i \quad (6)$$

onde

- $H(p, q)$ é o erro de predição calculado;
- p corresponde à distribuição de probabilidade alvo;
- q corresponde à distribuição de probabilidade predita pela rede neural.

A utilização de função *categorical crossentropy* com função de perda requer que os resultados verdadeiros fornecidos ao algoritmo utilizem a codificação *hot encode*.

Esta codificação consiste em transformar os dados em código binário. Contudo, quando se está trabalhando com um problema de classificação multi-classe com muitas classes envolvidas, este tipo de codificação acaba requerendo muito espaço de memória o que pode reduzir a performance do algoritmo. Nesta situação, comumente faz-se uso da função *sparse categorical crossentropy*, que utiliza uma codificação das classes em números inteiros (BROWNLEE, 2019b).

2.5 DISCUSSÕES ACERCA DO ESTADO DA ARTE

É possível encontrar na literatura técnica trabalhos explorando as redes WAMS com o fim de aplicação em esquema de proteção e controle bem como na identificação e classificação de eventos em sistemas elétricos de potência. A seguir, destacam-se alguns trabalhos com proximidade ao exposto nesta dissertação.

Em Ghahremani *et al.* (2019) é apresentado o projeto *global and local control of compensators* que possui o objetivo de criação de esquema especial de proteção, baseado em medições sincrofasoriais locais remotas, para manter a estabilidade de tensão após eventos que resultem em grandes excursões desta grandeza elétrica. Neste esquema, que é aplicado em compensadores *shunt*, são medidas, através de PMUs, variações de tensões decorrentes de contingências em uma área que possui carga e faz-se o ajuste do ponto de operação dos compensadores de forma a evitar o colapso de tensão.

Rahmatian *et al.* (2014) propõe uma modernização do SEP que resulta na separação de subsistemas do sistema elétrico canadense: *Alberta power system* (AESO) e *British Columbia Hydro*. Este esquema de proteção é baseado na magnitude da tensão de barramentos terminais que são interligados pelas LTs que conectam os dois subsistemas. Os autores do trabalho propõem a substituição das variáveis examinadas pelo esquema de proteção atual por ângulo do fasor tensão das barras adquirido através de medição sincrofasorial. Os ângulos medidos são utilizados para calcular índices que indicam a necessidade ou não da separação dos subsistemas. Os resultados mostram que a separação baseada em índices calculados através de valores angulares da tensão das barras levam a uma operação mais rápida e a uma redução da quantidade de carga desconectada após a separação dos subsistemas, objetivando o ajuste do balanço de potência (geração/carga) de cada área.

Assim como Rahmatian *et al.* (2014), Pesente *et al.* (2018) também é discutida a modernização de um sistema especial de proteção existente através do uso de redes WAMS. Neste caso, o SEP é baseado em ações de desconexão de Unidade Geradoras (UGs) na usina de Itaipu, localizada na região sul do Brasil, logo após a ocorrência de um distúrbio. O montante de geração a ser desconectado é dimensionado de acordo com o fluxo de potência que flui em LTs que conectam a usina ao SIN no período de pré-contingência. Os autores propõem uma arquitetura de SEP em que as ações

de controle são divididas em duas categorias: loop-aberto e loop fechado. As ações de loop aberto, utilizam medidas sincronizadas de PMUs para, através do método de cálculo de margem de estabilidade *Single Machine Equivalent* (SIME), estimar o montante de geração que deve ser desconectado para evitar a perda de sincronismo do sistema. Por sua vez, ações de loop-fechado visam combater a degradação do perfil de tensão dos barramentos que são conectados pelas linhas remanescentes sobrecarregadas após uma contingência devido à limitação do fornecimento de reativos por parte das máquinas síncronas que já atingiram o teto dos seus limitadores de sobre-excitação. Neste caso, o sistema de medição sincrofasorial deve monitorar a tensão dos barramentos e a atuação dos limitadores de sobre-excitação.

Ainda no âmbito de da aplicação de redes WAMS para aplicações em sistemas especiais de proteção (WAMPAC), destaca-se o trabalho descrito em Zbunjak e Kuzle (2019). Neste trabalho é apresentado um método de desenvolvimento de SEPs voltados para problemas de operação em tempo real com aplicação de medidas sincrofasoriais para a observação do sistema de transmissão. SEPs envolvendo mudança de topologia de barramentos, congestionamento em sistemas de transmissão e sobrecargas em LT são abordados.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como descrito na seção 2.5, a literatura técnica está permeada de trabalhos que utilizam as medições de sincrofasores de sistemas elétricos de potência para fins de monitoramento e desenvolvimento de esquemas de proteção mais robustos e confiáveis. Em alguns trabalhos, técnicas de inteligência artificial são aplicadas como forma de gerenciamento e processamento dos dados obtidos através de PMUs para fins de monitoramento e detecção de eventos em sistemas de potência.

Este trabalho se insere no âmbito da utilização de medidas sincrofasoriais para melhoramento do desempenho de um sistema especial de proteção crítico ao SIN. Ademais, um algoritmo de *machine learning* é utilizado para o dimensionamento da ação de proteção do SEP em estudo.

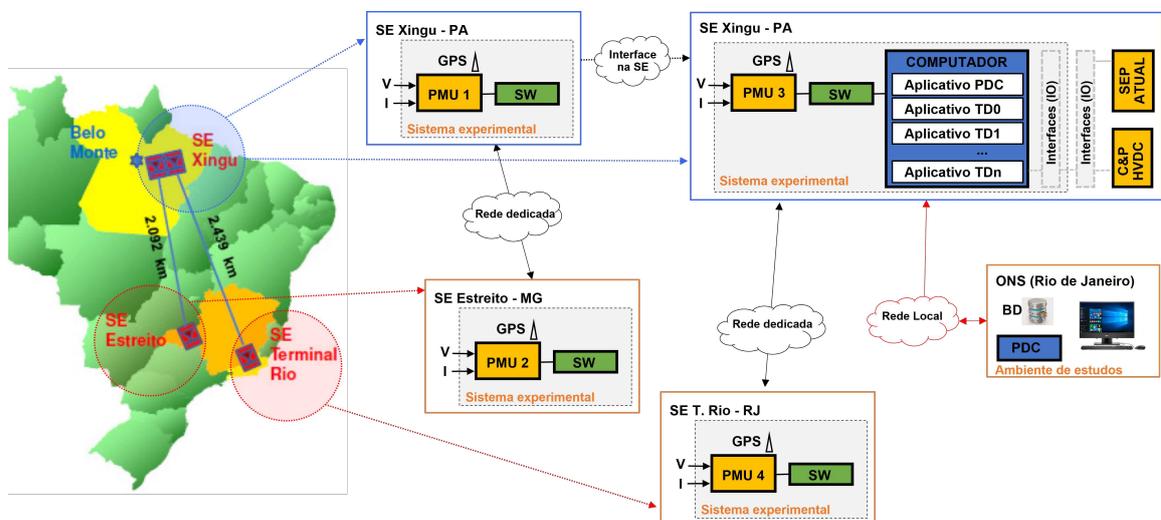
3 DESENVOLVIMENTOS E RESULTADOS OBTIDOS

Neste capítulo, apresenta-se os desenvolvimentos e resultados obtidos visando a identificação de viabilidade do aprimoramento da seletividade do SEP da UHE de Belo Monte por meio da aplicação de dados de sincrofasores e de técnica de ML. O capítulo está dividido em 5 seções, como segue. A seção 3.1 discorre sobre hipóteses estabelecidas para o funcionamento de um SEP com base em sincrofasores, com ênfase na arquitetura de aquisição e processamento de dados, assim como variáveis de entrada do sistema de proteção. Na seção 3.2, são definidos os cenários de análise utilizados para o estudo de integração de medidas de sincrofasores ao SEP da UHE de Belo Monte. Na seção 3.3, descreve-se os desenvolvimentos e implementações realizadas com o fim de gerenciar e interpretar os dados gerados pelas simulações executadas durante o estudo. Por fim, nas seções 3.5 e 3.6, são apresentados os resultados obtidos com respeito a avaliação de ganhos de seletividade devido ao uso de medidas sincrofasoriais e técnica de ML, respectivamente.

3.1 HIPÓTESE SOBRE ARQUITETURA DE MEDIÇÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS

A utilização de WAMS para monitoramento de sistemas elétricos e aplicação em sistemas de proteção depende de uma arquitetura de medição composta por PMUs, concentradores de dados e *softwares* para processamento das informações. Tendo em vista que este trabalho tem como objetivo avaliar a integração de medidas sincrofasoriais no SEP de Belo Monte, foi utilizada como referência, para fins de testes e análises, a arquitetura de aquisição e processamento de dados mostrada na Figura 17 e idealizada em (MANTUANO FILHO et al., 2022).

Figura 17 – Visão geral da arquitetura do sistema piloto de SEP baseado em PMUs.



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

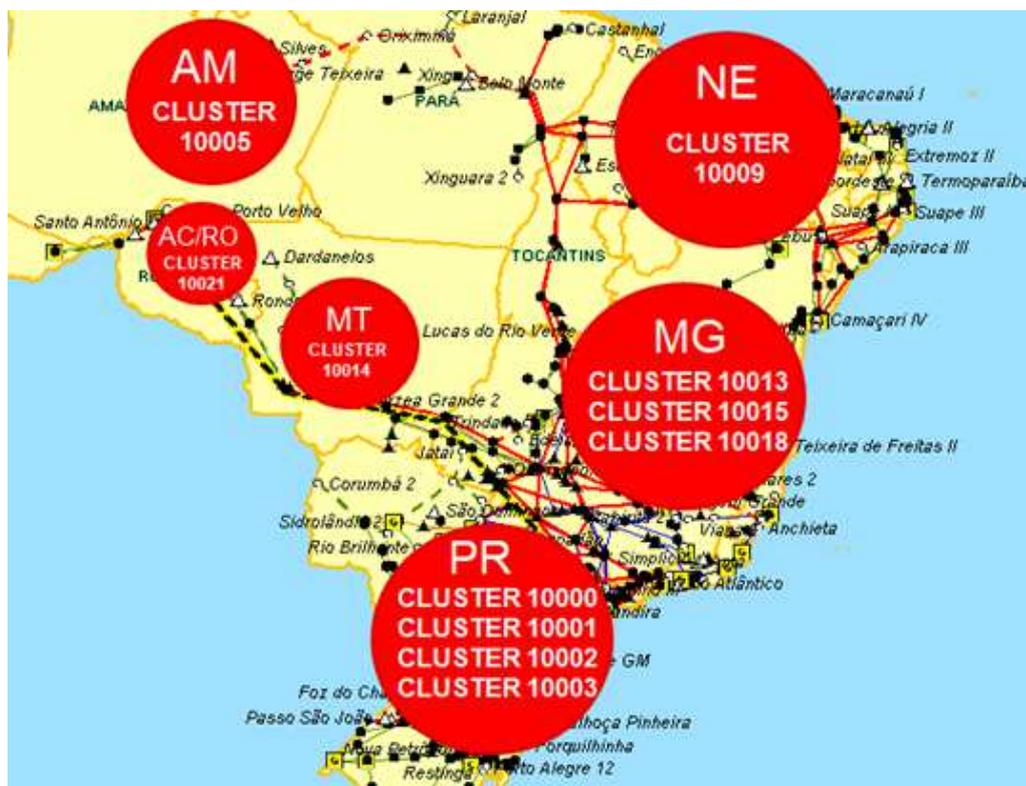
A arquitetura piloto do SEP envolve a instalação de PMUs, classe P, indicadas para funções de proteção e controle, em todos os vãos de 500 kV associados aos dois terminais dos bipolos XES e XTR, contemplando a medição de correntes e tensões trifásicas. Todas as PMUs devem enviar fluxos de dados, com taxa de 60 fasores por segundo (60 FPS), ou superior, a um PDC localizado na SE Xingu, com uma latência máxima de 50 milissegundos. É neste PDC, denominado PDC principal do sistema piloto, que devem ser processadas as ações de proteção e controle destinadas à quantificação do corte de unidades geradoras na UHE Belo Monte. Os dados recebidos das PMUs pelo PDC principal a ser instalado na SE Xingu, assim como os dados resultantes das ações de controle processadas, devem ser enviados, na mesma taxa recebida pelo PDC principal, a um PDC localizado na sede do ONS, no Rio de Janeiro, para fins de acompanhamento operacional e estudos.

A infraestrutura de medição e aquisição de dados proposta deve fornecer dados de sincrofasores suficientes para a quantificação on-line das potências ativa e reativa em cada um dos 4 polos do sistema HVDC de Belo Monte. Adicionalmente, possibilita-se monitorar as defasagens angulares entre as barras de 500 kV das subestações Xingu, Estreito e Terminal Rio. As potências ativas e defasagens angulares entre as subestações CA apresentam forte correlação com as condições operacionais do SIN, em especial no que se refere ao seu desempenho dinâmico frente a contingências no sistema HVDC de Belo Monte. Neste sentido, apresentam potencial para utilização na melhoria de SEPs existentes, conferindo maior robustez e/ou seletividade às ações automáticas de controle e proteção sistêmica.

3.2 DEFINIÇÃO DE CENÁRIO BASE PARA A AVALIAÇÃO DO SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO

Para a composição de cenários de avaliação de SEPs, foi utilizado o sistema equivalente do SIN do ano de 2020 fornecido pelo ONS. A utilização deste equivalente se justifica para compatibilização do número de barras do sistema elétrico com a disponibilidade de recursos do *Real Time Digital Simulator* (RTDS) do ONS. Posteriormente, o RTDS será utilizado para a validação dos resultados deste trabalho no âmbito do projeto de pesquisa e desenvolvimento SEP-PMU. Em relação ao sistema completo, foram mantidas as usinas importantes para o desempenho dinâmico do SIN, em especial no que se refere às oscilações entre as máquinas síncronas das regiões Norte e Sudeste, frente a eventos nos bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio. Outras usinas julgadas de menor importância foram incorporadas em equivalentes dinâmicos (clusters). A Figura 18 mostra os principais clusters do sistema elétrico equivalente em estudo. Ademais, para pronta referência, apresenta-se na Tabela 1 as características gerais do Sistema Equivalente 2020 e do caso de sistema completo utilizado como base para a elaboração do sistema equivalente.

Figura 18 – Disposição dos principais clusters no SIN.



Fonte: Adaptado de DECKER (2021)

Tabela 1 – Características gerais dos casos completo e equivalente 2020.

	Caso Completo 2020	Caso Equivalente 2020
Barras	6.868	247
Circuitos	10.003	605
Carga Ativa Total (MW)	99.136	85.232
Geração Total (MW)	104.746	92.419
Geradores	710	193
Compensadores Síncronos	39	15
Eq. Dinâmicos (Clusters)	-	32

Acerca dos detalhes relevantes da composição e configuração do sistema equivalente 2020, destacam-se:

- Representação dos 6 bipolos HVDC do SIN;
- Representação da estação conversora back-to-back da SE Coletora Porto Velho;
- Representação das cargas por meio de modelo ZIP, ou seja, via impedância constante para as parcelas ativa e reativa;
- Na região Norte: representação das UHEs Belo Monte, Tucuruí, Estreito e Lajeado e dos compensadores síncronos (CS) Marabá, Vila do Conde, Santo Antônio e Jirau;

- Nas regiões Sudeste e Centro-Oeste: representação das UHEs Serra da Mesa, Peixe Angical, Furnas, Mascarenhas de Moraes e Chavantes, das usinas termoeletricas Angra I e Angra II, das usinas termelétricas (UTE) Norte Fluminense, Termo Rio e Baixada Fluminense e dos Compensador Síncronos (CSs) Grajaú, Terminal Rio, Ibiúna, Tijuco Preto e Araraquara 2;
- Na região Sul, representação das seguintes usinas: UHE Itaipu 60 Hz e UHE Itaipu 50 Hz;
- Representação equivalente da Interligação Norte/Sudeste, com as subestações 500 kV Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi, Peixe 2, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2;

Com relação à escolha do patamar de carga que melhor se adequa ao tipo de fenômeno que se pretende estudar, foi considerado um patamar de carga pesada referente ao ano 2020 e o cenário Norte exportador para os subsistemas Nordeste e Sudeste. Isso se justifica pelo fato deste cenário ser o que mais estressa as interligações regionais envolvidas neste estudo.

Sob o ponto de vista do desempenho dinâmico do SIN, os cenários de exportação de energia para a região Sudeste estão entre os mais críticos. Nestas condições operativas, as interligações em CA e os elos HVDC encontram-se mais carregados, agravando as contingências em função do maior carregamento pré-contingência. Além disso, o processo de otimização eletroenergética para cenários com excedentes de geração na região Norte conduz à operação com número reduzido de unidades geradoras na região Sudeste. Como consequência, reduzem-se os níveis de curto-circuito e a inércia equivalente no subsistema Sudeste, resultando em maior fragilidade operacional do sistema elétrico nesta condição específica.

3.3 COMPOSIÇÃO DE UM ESPAÇO DE ESTADOS ESTRUTURADO PARA A AVALIAÇÃO DO SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO

Para analisar os potenciais ganhos de seletividade do SEP mediante utilização de medidas sincrofasoriais é necessária a realização de estudos de estabilidade eletromecânica que atestem a eficácia da ação de proteção frente às contingências correspondentes aos bloqueios do elos XES e XTR. Dessa forma, para realizar uma investigação estruturada do espaço de estados no cenário base, o estudo de estabilidade foi executado com o auxílio da ferramenta de RSD do *software* Organon.

3.3.1 Composição de regiões de segurança dinâmica para a contingência correspondente ao bloqueio de bipolo

A ferramenta de RS pode ser definida como a análise estática e/ou dinâmica de um ponto de operação de um sistema elétrico de potência, bem como das suas vizinhanças, resultando em um nomograma indicativo de regiões do espaço de estado seguras para a operação do sistema elétrico. Análises estáticas resultam em uma RSE, tendo por enfoque a avaliação de sobrecargas em equipamentos ou violações dos parâmetros operativos do sistema: tensão, fluxo de potência em linhas, etc. Já a análise dinâmica, a qual acarreta na criação de uma RSD, tem por enfoque adicional verificar amortecimento de oscilações, afundamento da tensão e condições de estabilidade eletromecânica (PENNA *et al.*, 2011).

A RS é uma ferramenta que pode ser utilizada de maneira *off-line* ou *on-line*. Sendo assim, é adequada para estudos de planejamento bem como para a aplicação em tempo real no controle e operação de sistemas elétricos (NEVES, 2017). O processo de obtenção de uma RS é precedido por algumas etapas de definição de parâmetros e cenários, as quais são sumarizadas a seguir:

- Determinação da rede elétrica que será avaliada;
- Definição de áreas/barramentos de monitoramento;
- Definição dos grupos de geração;
- Definição de uma lista de contingências;

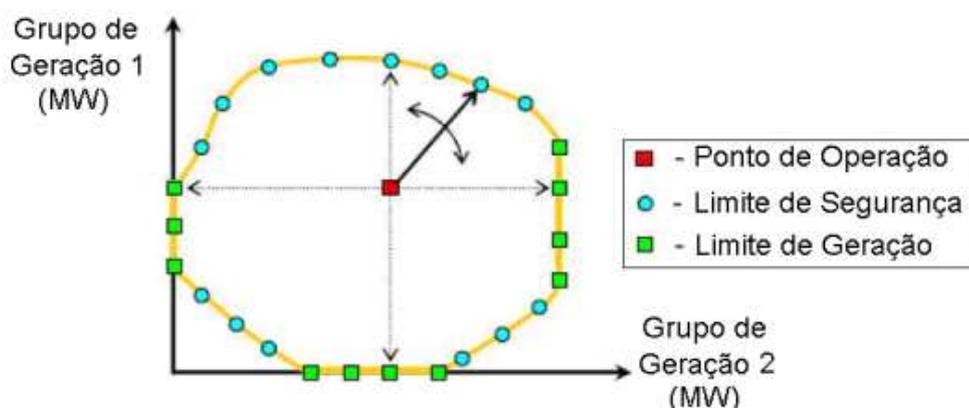
Antes das etapas de construção da RS é definido qual o sistema elétrico em avaliação e quais são as áreas ou barramentos que devem ter seus parâmetros monitorados. Em seguida, tem-se a escolha de três grupos de geração (G1, G2 e G3) que, mediante variação dos despachos das usinas que compõem cada grupo, permite a exploração do espaço de estados de pontos de operação do sistema elétrico em estudo (ONS, 2020). Os dois primeiros grupos devem ser compostos por geradores dentro da região elétrica do estudo, contudo, o terceiro grupo (grupo *swing*), é preferível que seja formado por usinas fora da área analisada. O grupo *swing* tem a função de completar o balanço de potência com relação à variação dos dois primeiros grupos (CHAVES, 2008). Por fim, é necessária a definição de uma lista de contingências a serem aplicadas ao sistema de potência durante a simulação da RS a fim de se fazer análises de regime permanente e/ou dinâmico.

O processo de construção da RS durante as simulações tem início com a avaliação do ponto de operação inicial perante a lista de contingências escolhida. Em seguida, através do redespacho dos grupos de geração, o ponto de operação é excursionado em direções radiais para se avaliar o sistema em outras condições operativas.

É válido destacar que, durante esse processo, a carga do sistema de potência é mantida constante (TEIXEIRA, 2018). Esse processo de excursionsamento do ponto de operação em cada direção se mantém até que se atinja algum limite estático/dinâmico relacionados às contingências ou limites de despacho de geração dos grupos geradores (SANTOS, 2010).

O resultado deste processo de cálculo da RS com relação à potência despatchada dos grupos de geração 1 e 2 pode ser visto na Figura 19.

Figura 19 – RS relativa aos grupos de geração 1 e 2.



Fonte: Adaptado de SANTOS (2010).

Na Figura 19, pode-se identificar, através do retângulo vermelho central, o ponto inicial de operação que primeiro é avaliado. As direções de movimentação do ponto de operação estão representadas por meio da seta em preto que tem início no ponto de operação inicial e se alonga até atingir um limite de segurança, indicado por círculo em azul. Nesta imagem, também é possível observar os limites de geração dos grupos, mostrados como retângulos na cor verde. Tem-se ainda que a linha amarela que liga os pontos representativos dos limites do sistema em cada direção avaliada constitui a fronteira aproximada entre as regiões de operação seguras e inseguras de um sistema elétrico de potência.

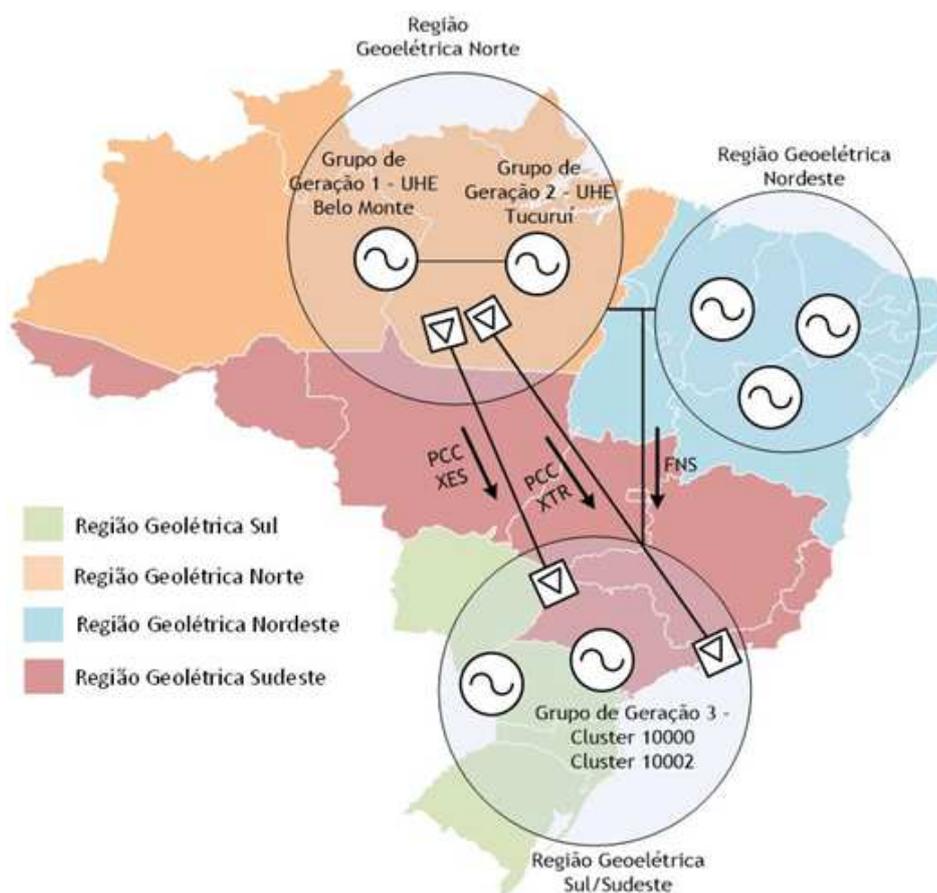
Para o estudo referente ao SEP da UHE de Belo Monte, a usina de Belo Monte foi escolhida para compor o Grupo de Geração 1 pois as ações de desconexão de geração do SEP consideram o desligamento de unidades geradoras nessa usina. Como motivação adicional, tem-se que o despacho de geração na UHE Belo Monte tem influência no comportamento dinâmico dos geradores da região Norte quando de contingências nos bipolos que derivam da SE Xingu. Para compor o Grupo de Geração 2 foi escolhida a UHE Tucuruí devido ao seu correspondente tamanho e sua influência no comportamento dinâmico quando de contingências nos bipolos. Variações na UHE Tucuruí permitem, ainda, explorar condições adicionais de carregamento na interligação Norte – Sul (Fluxo de Potência Norte Sul (FNS)), bem como no trecho

Tucuruí – Xingu 500 kV.

Os clusters 10000 e 10002, que representam um conjunto equivalente de usinas na região Sudeste, foram escolhidos para compor o Grupo de Geração 3. Variações no despacho do Grupo de Geração 3, combinados com variações no despacho dos Grupos de Geração 1 ou 2, permitem explorar inúmeras condições operacionais da rede CA, em particular da interligação Norte - Sul.

A Figura 20 apresenta, de forma esquemática, a localização das usinas/clusters representativos dos grupos de geração G1, G2 e G3, bem como os bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio e estações conversoras associadas. Fluxos de potência CA (FNS) e CC (PCC-XES e PCC-XTR) de maior interesse estão também indicados na figura.

Figura 20 – Localização das usinas/clusters representativos dos grupos de geração G1, G2 e G3 e dos bipolos Xingu – Estreito e Xingu - Terminal Rio



Fonte: Adaptado de DECKER (2021)

Nas simulações de contingências, a instabilidade eletromecânica foi caracterizada com base na atuação de uma Proteção para Perda de Sincronismo (PPS) representada na LT 500 kV Miracema - Colinas equivalente. Esta estratégia facilita a exploração do espaço de estados e o registro de informações relevantes para a concepção de SEPs no *software* Organon, agregando maior refinamento aos resultados

e análises, além de maior eficiência no uso dos recursos humanos e computacionais. Ademais, para a análise transitória eletromecânica, foi considerada a contingência referente ao bloqueio de bipolo (4.000 MW), aplicados ao bipolo XES, sem ocorrência prévia de curto-circuito e sem transferência de potência ao bipolo XTR (remanescente). Para o controle da estabilidade transitória, foi considerado o desligamento automático de unidades geradoras na UHE Belo Monte, 150 ms após o bloqueio. Para cada ponto de operação, foram simuladas 9 contingências, considerando a desconexão de 0 a 8 unidades geradoras na UHE Belo Monte, além do caso sem desconexão de geradores. Limitou-se a geração mínima das máquinas da UHE Belo Monte em 95% da potência máxima (611 MW), de forma a evitar o estabelecimento de cenários com geração reduzida nas máquinas desconectadas por ação do SEP, o que conduziria a maiores dificuldades na interpretação dos resultados.

3.3.2 Dimensionamento de ação de proteção para cada ponto de operação analisado na construção das regiões de segurança

Os resultados das simulações de RSD do *software* Organon podem ser analisadas de forma gráfica ou através de dados que representam as variáveis elétricas do sistema que formam a RS. No caso deste trabalho, devido à quantidade elevada de simulações, a interpretação gráfica não é viável. Portanto, foi desenvolvido um *script* utilizando o ambiente de cálculo *MATLAB* para a leitura, tratamento e interpretação dos dados obtidos por meio do *software* Organon.

O *software* Organon fornece dois tipos de arquivos com informações sobre a RS. No primeiro, são mostrados os pontos de operação do sistema que compõem as fronteiras da RS, como exposto na Figura 21.

A primeira linha da tabela mostrada na Figura 21 indica todas as variáveis do sistema elétrico que estão expostas em cada coluna do arquivo. Neste caso, vê-se o despacho das usinas que compõem os grupos de geração, potência dos elos HVDC, ângulo de barra das SEs Xingu, Terminal e Estreito, dentre outras. A segunda linha do arquivo mostra o ponto de operação inicial para simulação da RS. As demais linhas trazem a informação dos pontos de operação que constituem vértices da RS bem como o tipo de limite do sistema elétrico que foi atingido naquele ponto. Como exemplo, na linha 3, lê-se as iniciais “SL”, do inglês *Stability Limit*, que indica que o limite de estabilidade do sistema foi atingido naquele ponto (HPPA, 2020).

O segundo tipo de arquivo fornecido pelo *software* Organon é formado por todos os pontos de operação, em todas as direções, que foram visitados na busca pela definição das fronteiras da RS, como mostrado na Figura 22. Cada ponto de operação é caracterizado pelas mesmas grandezas que foram mostradas na Figura 21. Neste arquivo estão expostos somente os pontos internos da RS e não se faz referência aos limites encontrados nas fronteiras.

Figura 22 – Arquivo csv referente aos pontos de operação internos às regiões de segurança.

Case ID,PR_XES,PG_6729,PG_6419,PG_6420,PG_6422,PG_6424,PG_6425,PG_10000,PG_10002,ANG_8100,ANG_8099,ANG_9605,ANG_3010,P_7200-7100#9
D= 49.9,4000.0,10452.1+,1665.1,1000.0,1332.6,1408.7,2463.8,6219.7,5038.9,43.6,43.4,-32.7,-10.2,-1571.1,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 99.9,4000.0,10456.2+,1654.2,994.1,1324.1,1400.4,2447.7,6239.5,5064.8,42.9,42.7,-32.5,-10.2,-1534.4,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 149.8,4000.0,10460.3+,1643.2,988.1,1315.7,1392.2,2431.5,6259.2,5090.8,42.2,42.0,-32.4,-10.1,-1497.7,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 199.7,4000.0,10464.4+,1632.3,982.2,1307.2,1383.9,2415.3,6279.0,5116.7,41.5,41.3,-32.2,-10.1,-1460.9,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 249.6,4000.0,10468.5+,1621.4,976.2,1298.8,1375.6,2399.2,6298.7,5142.6,40.8,40.6,-32.1,-10.0,-1424.1,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 299.6,4000.0,10472.5+,1610.5,970.3,1290.4,1367.3,2383.0,6318.5,5168.6,40.0,39.8,-32.0,-10.0,-1387.2,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 349.5,4000.0,10476.6+,1599.5,964.3,1281.9,1359.0,2366.9,6338.2,5194.5,39.3,39.1,-31.8,-9.9,-1350.3,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 399.4,4000.0,10480.7+,1588.6,958.4,1273.5,1350.7,2350.7,6357.9,5220.4,38.7,38.5,-31.6,-9.8,-1313.3,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 449.4,4000.0,10484.8+,1577.7,952.4,1265.1,1342.5,2334.5,6377.7,5246.3,38.0,37.8,-31.5,-9.8,-1276.3,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,7.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 499.3,4000.0,10488.9+,1566.8,946.5,1256.6,1334.2,2318.3,6397.4,5272.3,37.3,37.1,-31.3,-9.7,-1239.3,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 549.3,4000.0,10493.0+,1555.8,940.5,1248.2,1325.9,2302.2,6417.2,5298.2,36.6,36.4,-31.1,-9.6,-1202.2,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 599.2,4000.0,10497.1+,1544.9,934.5,1239.7,1317.6,2286.0,6436.9,5324.1,36.0,35.8,-31.0,-9.5,-1165.1,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 649.1,4000.0,10501.2+,1534.0,928.6,1231.3,1309.3,2269.8,6456.7,5350.1,35.3,35.1,-30.8,-9.5,-1127.9,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 699.1,4000.0,10505.3+,1523.1,922.6,1222.9,1301.0,2253.7,6476.4,5376.0,34.6,34.4,-30.6,-9.4,-1090.7,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 749.0,4000.0,10509.4+,1512.2,916.7,1214.4,1292.8,2237.5,6496.2,5401.9,33.9,33.7,-30.5,-9.3,-1053.5,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 799.0,4000.0,10513.5+,1501.2,910.7,1206.0,1284.5,2221.3,6515.9,5427.9,33.3,33.1,-30.3,-9.3,-1016.2,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 848.9,4000.0,10517.6+,1490.3,904.8,1197.5,1276.2,2205.2,6535.7,5453.8,32.6,32.4,-30.2,-9.2,-978.9,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 898.8,4000.0,10521.7+,1479.4,898.8,1189.1,1267.9,2189.0,6555.4,5479.7,31.9,31.7,-30.0,-9.1,-941.6,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 948.8,4000.0,10525.7+,1468.5,892.9,1180.7,1259.6,2172.8,6575.2,5505.7,31.2,31.0,-29.9,-9.1,-904.2,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 998.7,4000.0,10529.8+,1457.5,886.9,1172.2,1251.3,2156.7,6594.9,5531.6,30.6,30.4,-29.7,-9.0,-866.7,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,
D= 1048.6,4000.0,10533.9+,1446.6,880.9,1163.8,1243.0,2140.5,6614.7,5557.5,29.9,29.7,-29.6,-9.0,-829.3,18.0,5.0,3.0,4.0,4.0,6.0,1.0,1.0,4000.0,3069.0,

Fonte: Autor

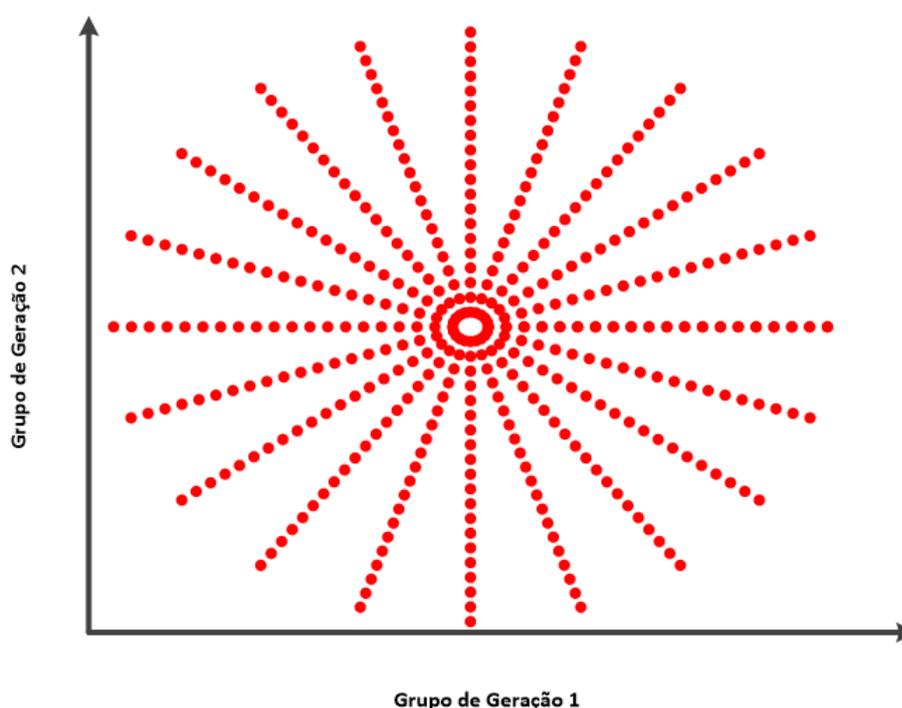
3. Criação de um perímetro fechado correspondente à primeira RS, que corresponde à desconexão de 0 UGs como ação de proteção, através da função *boundary*.
4. Análise de pertencimento à RS através da função *inpolygon*.
5. Caso o ponto de operação pertença à RS, o algoritmo deve alterar o status da *flag* de parada para que o processo não continue. Caso contrário, nada é feito;
6. Analisar o status de *flag*. Se for constatado uma alteração de status, o processo para e o corte de geração associada à última RS analisada é tomada como ação de proteção mínima capaz de manter o sistema estável mediante o evento de bloqueio dos elos CC. Caso contrário, o processo retorna para o item 3 para que a RS subsequente, correspondente à ação de proteção atual mais 1 UG desconectada, seja analisada.

Ao finalizar esta análise, todos os pontos de operações estarão associados a um número mínimo de máquinas que devem ser desconectadas do sistema para a manutenção da estabilidade transitória do SIN, mediante a contingência em estudo.

Observa-se que o *software* Organon constrói a RS explorando o espaço de estados de forma radial, como ilustrado na Figura 23. Dessa forma, mesmo o usuário do programa utilizando o número máximo de direções permitidas, 40 direções, sub-regiões próximas ao ponto de operação inicial são exploradas com maior resolução do

que outras subregiões, o que gera um desequilíbrio no levantamento de pontos de operação para a análise. Dessa forma, visando criar conjunto de dados mais amplo e melhor distribuído, utilizou-se a ferramenta de RS estática do Anarede, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para o preenchimento total do espaço de estados de pontos de operação.

Figura 23 – Distribuição de pontos de operação através do uso de RS *software* Organon.



Fonte: Autor

O *software* ANAREDE é voltado para estudos de regime permanente, largamente utilizado para análise de fluxo de potência. Contudo, este programa também possui a ferramenta de RS, no entanto, sendo essa voltada para análises estáticas. Dessa forma, foi possível a utilização do programa para a geração de pontos de operação uniformemente distribuídos para se obter uma investigação estruturada do espaço de estados.

Nesta aplicação de RSE não se considera nenhuma contingência ou ação de proteção, o objetivo consiste somente na criação de pontos de operação para classificação de acordo com os perímetros da RSD dinâmica do *software* Organon. A utilização da ferramenta de RS estática do Anarede permite explorar o espaço de estados com maior resolução e em menor tempo, complementando os resultados adquiridos com a distribuição automática de direções da ferramenta de RS dinâmica do Organon.

Para o uso de RSE foi criado um algoritmo que executava uma RS com somente duas direções por vez, que é o número mínimo permitido pelo *software*. Ao fim do

processo, o usuário deve salvar os pontos de gerados, deslocar o ponto inicial da região e simular novamente. Uma vez que obtém-se o número de pontos suficientes, é necessária a utilização de outro *software* do CEPEL, o FormCEPEL, para a extração de todas as informações contidas nos pontos de operação

Figura 24 – Script para geração de pontos de operação uniformemente distribuídos utilizando RSE do *software* ANAREDE.

```

DBAR
  6729 2          12570
  6419 2          1000
 100002          3980
 99999
(
ULOG
  2
  CASOSBASE.SAV
(
ARQV REST
  1
(
DVSA
  (Rg) (tp) (no ) C (tp) (no ) C (tp) (no ) C (tp) (no )
  GUG1 BARR 10000 E BARR 10002 E BARR 10001
  GUG2 BARR 6729
  GUG3 BARR 6419 E BARR 6425 E BARR 6422 E BARR 6424 9
  99999
(
  EXRS QLIM JUMP MOST RVSA RCVG IMPR
  RELA RVSA RGEI FILE
  FIM

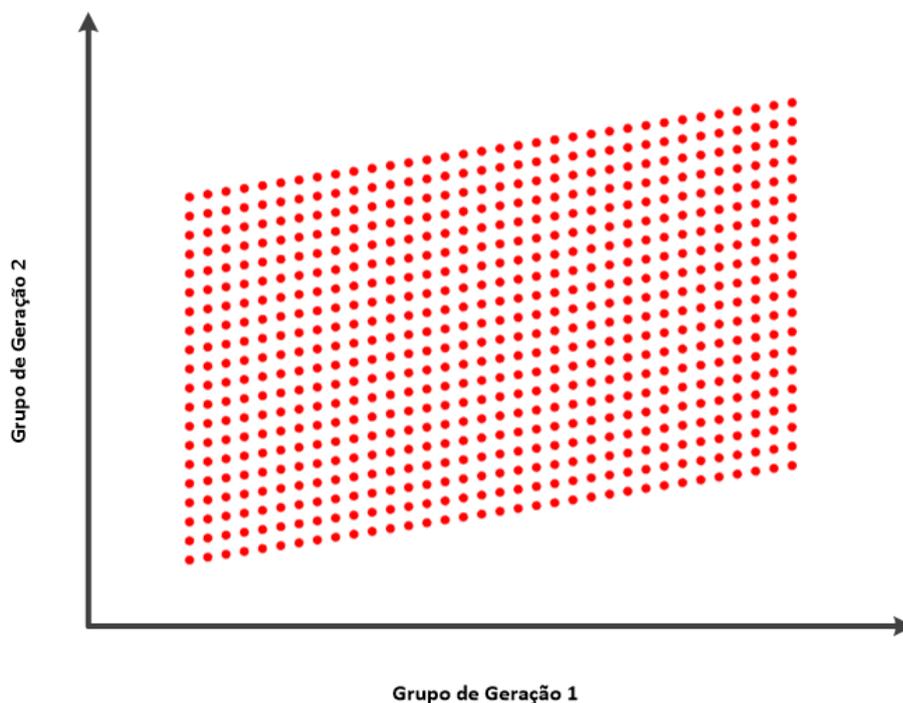
```

Fonte: Autor

Na Figura 24 está exposto o *script* para a execução da RSE. Este *script* consiste em arquivo adicional, de extensão .pwf, que, ao adicionado ao *software* ANAREDE, modifica um caso de fluxo de potência já convergido e cria a RSE. O algoritmo é iniciado através da execução do comando DBAR que tem a finalidade de alterar o despacho das usinas que compõem os grupos de geração da RS. Desta forma, é possível determinar o ponto de operação inicial que o *software* ANAREDE tomará como referência para a execução da RSE. Em seguida, através dos comandos ULOG e REST, é definido o arquivo que armazenará os pontos de operação criados mediante redespacho de potência dos grupos de geração. O código DVSA tem como função definir quais são as usinas geradoras que compõem cada grupo de geração. Por fim, o comando EXRS executa o processo de criação da RSE enquanto o comando RELA define os tipos de relatórios que serão emitidos. Para a definição dos números de direções da RS, é utilizada a constante NDIR que deve ser definida através do comando DCTE.

Utilizando o *script* da Figura 24 obtém-se uma distribuição uniforme de pontos operativos do sistema elétrico como mostrado em Figura 25. Após a criação dos

Figura 25 – Distribuição de pontos de operação através do uso de RS *software* Organon.



Fonte: Autor

pontos de operação que preenchem uniformemente o espaço de estados, aplica-se novamente o algoritmo descrito nesta seção para classificá-los de acordo com as RSDs geradas pelo *software* Organon, permitindo assim que cada novo ponto de operação tenha uma ação de proteção associada.

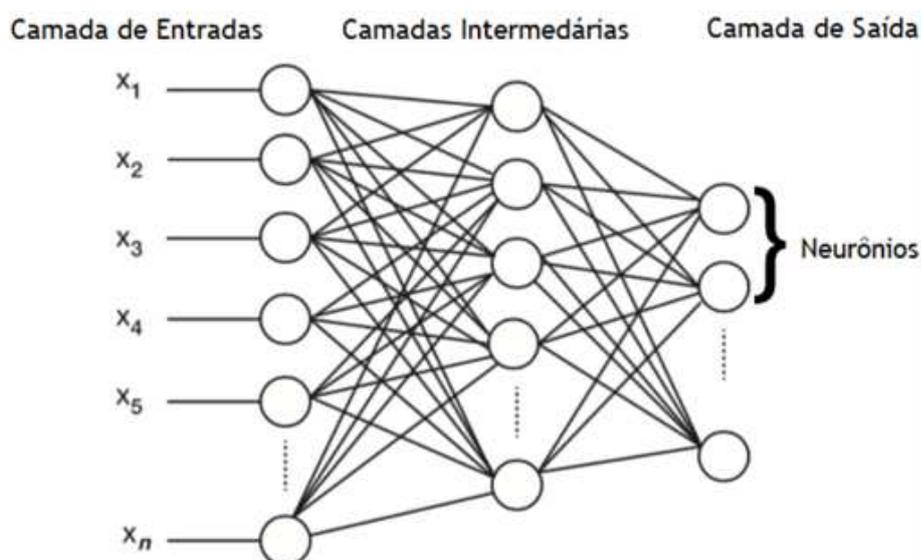
3.4 DESENVOLVIMENTO DE REDE NEURAL PARA O DIMENSIONAMENTO DE AÇÃO DE PROTEÇÃO SISTÊMICA

Como resultado do trabalho de simulação de RSD no Organon e interpretação de dados através dos algoritmos desenvolvidos em *MATLAB*, obtém-se um grupo de pontos de operação caracterizados por variáveis do sistema elétrico bem como a ação mínima de controle que deve ser aplicada em caso de contingência para a manutenção da estabilidade transitória. Esse grupo de dados, com variáveis de entrada e saída, enseja a utilização de algoritmos de ML que, se adequadamente treinados, podem adquirir a capacidade de previsão da ação de proteção baseado no ponto de operação do sistema no período pré-contingência. A utilização de ML também possibilita a identificação das variáveis elétricas do sistema que possuem maior relevância para o dimensionamento da ação de proteção.

Devido à estruturação do problema, na qual a ação de proteção a ser dimensionada envolve mais de duas alternativas possíveis, foi utilizada uma arquitetura de ML

denominada MLP, própria para problemas de classificação multi classe. Desenvolvida em linguagem *python*, este tipo de arquitetura se caracteriza por ter diversas camadas de processamento de dados: a camada de entrada, a de saída, e as intermediárias, como mostrado na Figura 26.

Figura 26 – Diagrama esquemático de uma rede neural.



Fonte: Autor

A MLP é treinada a partir de técnica de aprendizado supervisionado, onde é apresentado para o algoritmo um grupo de dados de entrada e suas saídas correspondentes para que esta consiga identificar e aprender os padrões que correlacionam entradas e saídas de dados e possa, assim, fazer previsões. Cada camada da arquitetura é formada por neurônios, também conhecidos como *perceptrons*. A camada de entrada possui tantos neurônios quanto o número de variáveis de entrada que se deseja utilizar para o problema. Já o número de neurônios da camada de saída é igual ao número de resultados possíveis para a situação. Por exemplo, para o SEP da UHE Belo Monte, foram utilizadas como variáveis de entrada 5 grandezas elétricas, sendo elas:

- Diferença angular entre as SEs interligadas pelo elo CC em estudo;
- Fluxo de potência nas LTs que compõem a interligação regional Norte-Sul;
- Despacho de Potência da UHE Belo Monte;
- Despacho de Potência da UHE Tucuruí;
- Despacho de Potência do cluster do sistema equivalente 2020 utilizado como grupo de geração 3 da RS.

Portanto, neste caso, a camada de entrada do algoritmo de ML é composta por 5 *perceptrons*. Já a camada de saída possui 6 neurônios, pois para o caso estudado, a ação de proteção envolve o corte de 2 a 7 máquinas da usina de Belo Monte.

O número de camadas intermediárias deve ser escolhido de acordo com a natureza do problema que se pretende resolver. Essa quantidade não pode ser tão grande que a rede neural se especifique demais somente no grupo de dados utilizado no seu treinamento, nem tão reduzido de forma que a rede não consiga extrair por completo a relação entre entrada e saída de dados. As camadas de entrada e intermediárias utilizam a função ReLU, como função de ativação. A função ReLU tem como característica multiplicar o valor de saída de uma camada por 1 caso esse seja positivo ou, caso contrário, multiplica por zero, anulando este valor. A escolha da função ReLU se dá pois facilita o treinamento da rede neural e normalmente atinge melhores resultados (BROWNLEE, 2019a). Por sua vez, na camada de saída foi utilizada a função *softmax*, que se caracteriza pelos resultados de cada neurônio da camada serem apresentados em forma de probabilidades que, se somadas, resultam na unidade (CHOLLET, 2021).

Usualmente, bases compostas por diferentes classes de dados possuem desbalanceamento de quantidade de amostras entre as classes. Esse desbalanceamento pode levar o algoritmo a ser tendencioso para as classes com mais dados, negligenciando as que possuem menos. Portanto, quando se lida com bases de dados, antes do treinamento do algoritmo, é de suma importância que desequilíbrios sejam tratados.

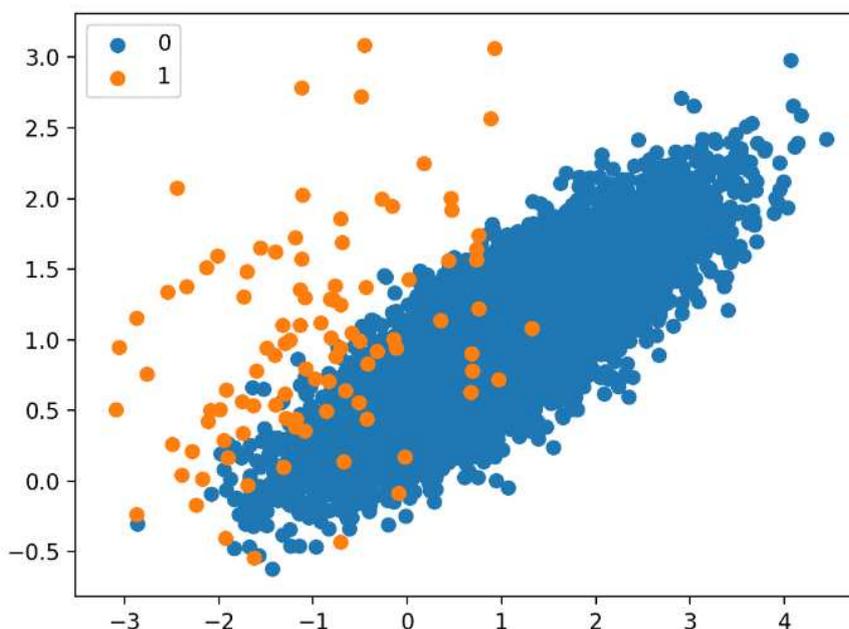
Na literatura foram identificados diversos métodos para lidar com desbalanço de grupo de dados. Por exemplo, é possível replicar dados nos grupos minoritários com o intuito de crescer quantidade e a rede neural não ignore tal classe. Neste trabalho foi utilizada a técnica *Synthetic Minority Oversampling Technique* (SMOTE). Esta técnica consiste em sintetizar novos dados para uma classe a partir dos dados originais. SMOTE toma como referência dois pontos vizinhos que fazem parte de um grupo minoritário, traça uma reta entre eles, e cria novos pontos ao longo desta reta (BROWNLEE, 2017). Por exemplo, na Figura 27, está mostrado um grupo de dados binários onde a classe do dígito zero possui mais dados que a do dígito 1.

Ao se aplicar a técnica SMOTE para balancear a quantidade de dados por classe, obtém-se o resultado exposto na Figura 28.

Observa-se, claramente, que os novos dados sintetizados pela técnica, foram intercalados aos já existentes ao longo de segmentos de retas que interligam os dados originais.

Outro ponto a se destacar sobre o grupo de dados utilizados para o treinamento da rede neural diz respeito à quantidade total de dados disponíveis e como este conjunto é utilizado durante o treinamento. De maneira geral, para treinar um algoritmo, divide-se o grupo de dados em dois: dados para treinamento e dados para teste. O primeiro grupo é utilizado para executar o treinamento propriamente dito do algoritmo;

Figura 27 – Grupo de dados binários desbalanceados.



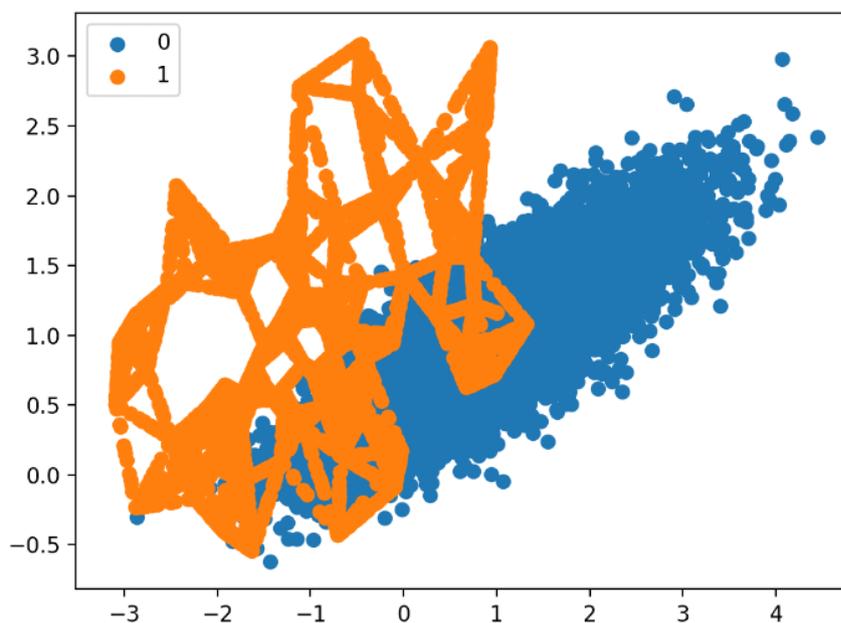
Fonte: Adaptado de BROWNLEE (2017).

é desse grupo de dados que a rede extrai a relação entre as variáveis de entrada e saída. Já o grupo de testes é utilizado para que o algoritmo, já treinado, faça previsões e estas sejam comparadas aos dados de saída reais do problema. Dessa forma é possível mensurar qual o nível de acurácia que o algoritmo atinge.

Neste estudo, o grupo de dados é composto por 551 pontos de operação do SIN. Este montante, em termos de treinamento de algoritmos de aprendizado de máquina, é considerado limitado. Dessa forma, dividir o grupo de dados em dois, pode não ser o processo mais eficiente pois poderia não haver um grupo de treinamento grande o suficiente para que o algoritmo de ML seja adequadamente treinado. Portanto, foi utilizado o método *k-fold* que se mostra mais eficiente neste caso onde a quantidade de dados é limitada. Este método pode ser explicado nos seguintes passos:

- Divide-se o grupo de amostras em k grupos. Geralmente k está entre 5 e 10;
- toma-se $k - 1$ grupos como dados para treino e o grupo restante é deixado para fazer testes;
- treina-se a rede neural de acordo com a divisão dos dados definida nos dois primeiros itens e armazena-se o resultado obtido para fins de computação de performance ao fim do processo completo;
- Baseado na divisão em grupos feita no item 1, repete-se o processo de treinamento por k vezes, revezando os grupos que são usados para teste, até que todos os k grupos tenham sido utilizados como grupo de testes.

Figura 28 – Grupo de dados balanceados aplicando a técnica SMOTE.



Fonte: Adaptado de BROWNLEE (2017).

- O resultado final do treinamento é obtido pela média das performances de cada rodada de treinamento;

Utilizando o método *k-fold* cada dado tem a oportunidade de ser utilizado para o treinamento da rede $k - 1$ vezes e ser aplicado para treino 1 vez.

3.4.1 Gerenciamento de risco para as previsões da rede neural

A camada de saída utilizada para a arquitetura MLP utiliza como função de ativação a função *softmax*. Sua principal característica consiste nos resultados fornecidos em forma de probabilidade, ou seja, este tipo de camada fornece como saída as probabilidades de cada número de máquinas desligadas ser o necessário para as variáveis de entrada apresentadas, tendo em conta o processo decisório estruturado pela rede. É importante ressaltar que essa probabilidade não tem relação direta com a probabilidade de ocorrência, quer do ponto de operação pré-perturbação ou do número de unidades a seres desconectadas pela lógica de atuação da proteção. Alternativamente, probabilidade refere-se ao nível de certeza da rede acerca da decisão entregue. O formato de saída da rede está representado na tabela indicada na Figura 29.

Para exemplificar a situação, considera-se a tabela mostrada na Figura 29. Esta tabela mostra exemplos de resposta de um algoritmo de ML que utiliza a função *softmax* na camada de saída. A primeira coluna da tabela apresenta o número de máquinas que devem ser desconectadas para diferentes pontos de operação do SIN

enquanto nas colunas de 2 a 7 está a probabilidade predita pela rede neural para a desconexão de 2 a 7 máquinas do sistema elétrico. Tomando como exemplo a primeira linha, vê-se, na coluna *target*, que o número de máquinas a ser desconectado corresponde a 2 máquinas. O algoritmo aponta a desconexão de 2 máquinas com uma probabilidade de 99,69%, a desconexão de 3 máquinas com somente 0,31% e as demais com 0%. Dessa forma, se a classificação da rede fosse 100% acurada, em teoria, para se obter a resposta seria necessário somente considerar o número de corte de máquinas referente à coluna de maior probabilidade. No entanto, no intuito de evitar ações de controle subdimensionadas que não sejam capazes de manter o sistema estável, deve-se considerar todas as colunas que possuam probabilidades dentro de uma tolerância pré-determinada. Esse valor de tolerância serve então de instrumento para formalmente indicar o nível de conservadorismo pretendido com o estabelecimento das lógicas de atuação. Ademais, pode ser utilizado para adicionar folgas face a incertezas acerca da acurácia dos modelos de simulações utilizados e suas parametrizações.

Para exemplificar a situação, adota-se um limiar de tolerância de 40%, que foi definido neste trabalho como o limiar ótimo através de análise de sensibilidade. Neste caso, para as linhas da tabela sublinhado em verde, é possível ver que predição da rede neural para o corte de 2 máquinas foi acima de 99%, enquanto para as outras colunas, foi sempre abaixo da tolerância. Dessa forma, ratifica-se a predição feita pelo algoritmo. Contudo, analisando as linhas destacadas em vermelho, observa-se que previsão para o corte de 2 máquinas tem probabilidade entre 50% e 60% enquanto para o corte de 3 máquinas atinge probabilidade acima do limiar adotado. Portanto, neste caso, deve ser retificada a predição da rede neural para o corte de 3 máquinas.

Para implementar esse gerenciamento de risco de sub-dimensionamento de corte de geração foi implementado um script no *MATLAB* que recebe como parâmetro de entrada as saídas do algoritmo de ML e faz uma análise para garantir a ação de proteção mais conservadora para a manutenção da estabilidade do sistema elétrico em caso de bloqueio dos elos XES e XTR.

A rotina desenvolvida para gerenciamento de risco executa o seguinte algoritmo:

- Leitura das probabilidades de todos os neurônios da camada de saída da rede neural;
- Identifica a saída com a maior probabilidade associada e toma como referência inicial para a desconexão de máquinas da UHE Belo Monte;
- Analisa se alguma outra saída, que corresponda a um corte de geração maior do que a referência inicial, forneceu uma probabilidade acima de um limiar pré estabelecido. Doravante, este limiar será denominado de limite de risco e será definido como porcentagem;

Figura 29 – Imagem representativa da tabela de resultados da camada de saída da rede neural.

Tabela de Resultados da Camada de Saída: Softmax						
target	02 Maq.	03 Maq.	04 Maq.	05 Maq.	06 Maq.	07 Maq.
2.0	0.9969	0.0031	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.0	0.9970	0.0030	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.0	0.9923	0.0077	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.0	0.9788	0.0212	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.0	0.9949	0.0051	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.0	0.8927	0.1073	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.0	0.8178	0.1822	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0041	0.9959	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0084	0.9916	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.5959	0.4041	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0158	0.9842	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0157	0.9843	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.1151	0.8849	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.4125	0.5875	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.3502	0.6498	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.4088	0.5912	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.5716	0.4284	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.5027	0.4973	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0263	0.9737	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.5952	0.4048	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.0	0.2504	0.7496	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Fonte: Autor

- Se o item anterior for verdadeiro, a nova referência para a ação de proteção é alterada, caso contrário, a referência inicial é mantida.

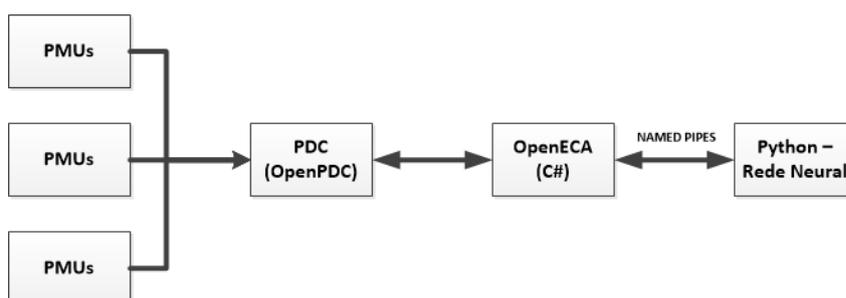
3.4.2 Aspectos da viabilidade de implementação da rede neural no processamento da ação de proteção sistêmica

Uma vez configurada a arquitetura de ML para processamento da ação de proteção sistêmica do SEPs, faz-se de interesse testar a viabilidade de implantação do algoritmo na arquitetura de monitoramento e tomada de decisão do SEP. Como descrito na seção 3.1, todas as PMUs devem enviar seus fluxos de dados a um PDC localizado na SE Xingu, onde são processadas as ações de proteção. Portanto, é necessária a implementação do modelo de rede neural desenvolvido no concentrador de dados para que seja possível a recepção das medições oriundas das PMUs e dimensionamento da ação de proteção mais adequada.

Para viabilizar a implementação da rede no concentrador de dados, foram utilizados os softwares *openPDC* e *openECA*. O primeiro é um software de código aberto utilizado para gerenciamento e armazenamento de dados e, no contexto deste trabalho, funciona como o concentrador de dados. Já o *OpenECA* consiste em uma plataforma de código aberto que busca auxiliar no desenvolvimento de processos e análises que utilizam dados sincrofasoriais e possui interface de comunicação com *OpenPDC*.

Os desenvolvimentos no ambiente do *OpenECA* são realizados utilizando a linguagem de programação *C#*. Portanto, como o algoritmo de ML foi desenvolvido em linguagem *python*, foi necessário criar um canal de comunicação entre essas plataformas de desenvolvimento utilizando um método de comunicação entre processos chamado de *named pipes*, visando atestar a viabilidade de implementação da rede neural no processamento da ação de proteção sistêmica, conforme ilustrado na Figura 30.

Figura 30 – Processo de envio de medidas sincrofasoriais e processamentos de dados por meio de modelo de aprendizado de máquina.



Fonte: Autor

A Figura 30 enfatiza o fluxo do processo de recebimento dos dados pelo PDC até seu processamento pela rede neural. Os *named pipes* permitem que se faça transferência de dados e sincronização entre execução de processos. Esse canal de comunicação é definido através de um nome específico que o programador define. Dessa forma, a depender do nível de restrição de acessos ao *pipe*, qualquer processo que esteja ciente da denominação desse *pipe* pode mandar ou receber dados do mesmo (IBM, 2021).

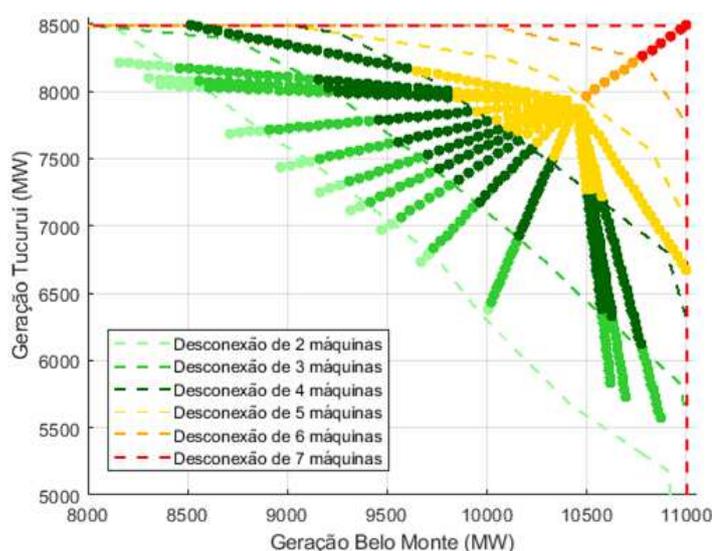
Os dados enviado pelas PMUs são recebidos e decodificados no concentrador de dados que os disponibiliza ao software *OpenECA* onde, através de um *pipe* de comunicação desenvolvido em *C#*, existe a troca de dados com o processo codificado em linguagem *python*. Após a execução do modelo da rede neural para dimensionamento da ação de proteção, esta é retornada ao ambiente *OpenECA* através do mesmo *pipe*. Esta configuração possibilitou a integração do modelo de aprendizado como o processo de tomada de decisão do SEP, demonstrando a viabilidade da aplicação.

3.5 AVALIAÇÃO DOS POTENCIAIS GANHOS DE SELETIVIDADE DEVIDO À UTILIZAÇÃO DE MEDIDAS SINCRÓFASORIAIS

Nesta seção são expostos os resultados obtidos com a utilização de medidas sincrofásoriais como variável de entrada do SEP, bem como uma comparação, em termos de seletividade, com a utilização de outras medidas tradicionais já aplicadas no sistema de proteção atual. As medidas sincrofásoriais, além de fornecer medidas elétricas suficientes para o cálculo de potência ativa e reativa de linhas de transmissão do sistema elétrico, possibilita o monitoramento de defasagens angulares entre SEs. Tais defasagens possuem correlação forte com fenômenos da dinâmica do sistema elétrico e, portanto, têm potencial de agregar seletividade ao SEP da UHE Belo Monte caso utilizadas para dimensionar a ação de proteção.

Utilizando o *script* em *MATLAB*, para tratamento e interpretação dos resultados obtidos, foram obtidos os perímetros de regiões de segurança mostrados na Figura 31.

Figura 31 – Classificação dos pontos de operação obtidos via RSD do *software* Organon.



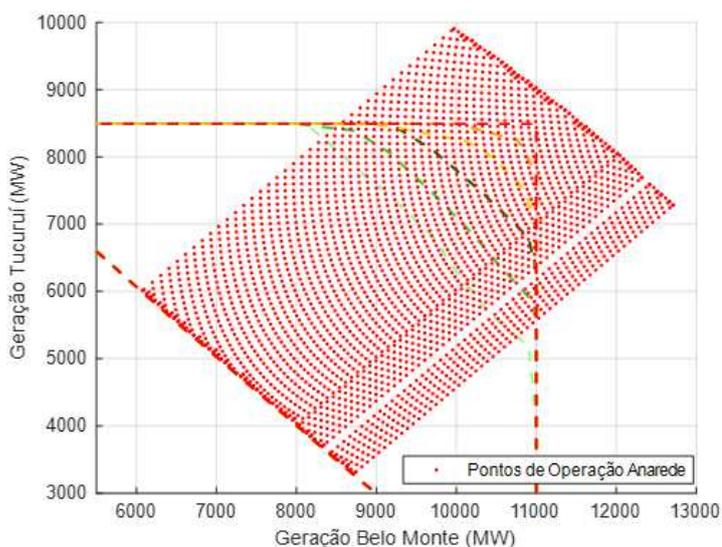
Fonte: Autor

A Figura 31 apresenta as regiões de segurança em relação ao despacho das usinas que foram utilizados como os grupos de geração 1 e 2 para a simulação da RSD. Todos os pontos de operação apresentados na imagem estão classificados por código de cores de acordo com ação mínima de proteção necessária para a manutenção da estabilidade transitória frente ao bloqueio do bipolo XES. Observa-se que a desconexão de 0 e 1 UG da planta não foram suficientes para manter o SIN estável pois não há perímetros associados a esses montantes de corte de geração.

Como pode ser visto na Figura 31, a distribuição dos pontos no plano G1xG2 não é uniforme. Dessa forma, foi utilizado o ANAREDE, de acordo com o processo descrito na seção 3.3.2, para gerar pontos de operação de forma uniforme. A Figura 32

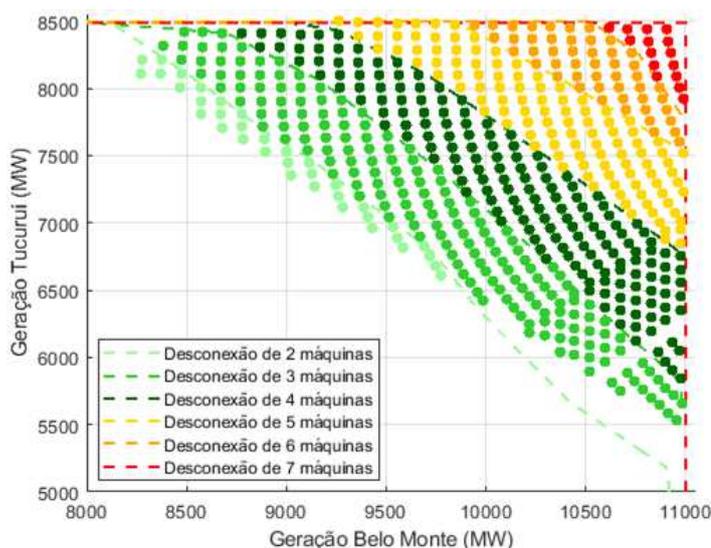
mostra o grupo de dados gerados ainda não classificados de acordo com as regiões de segurança obtidas no *software* Organon. Utilizando os perímetros de RS obtidos pela RSD é possível classificar os pontos de operação do sistema oriundos do ANAREDE, resultando na classificação exposta Figura 33.

Figura 32 – Pontos de operação adicionais obtidos via função de RS estática do Anarede



Fonte: Autor

Figura 33 – Mapeamento e classificação de pontos de operação variando despachos das usinas de Belo Monte e de Tucuruí para o evento de bloqueio do bipolo XES (4000 MW).



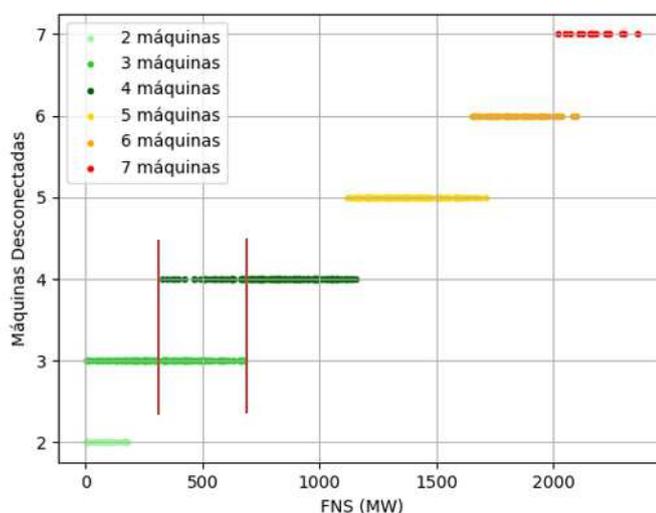
Fonte: Autor

Após a classificação dos pontos de operação no plano G1xG2 foi feita a associação das ações de proteção de previstas para o SEP de cada ponto analisado com

parâmetros do sistema de transmissão que podem ser utilizados como variáveis de entrada para a lógica de atuação do sistema de proteção.

Primeiramente, testou-se a correlação entre o FNS e número de UGs desconectadas. O resultado gráfico está apresentado na Figura 34. Para se fazer uma análise

Figura 34 – Representação da relação entre FNS e número de máquinas desconectadas (potência bloqueada = 4.000 MW)



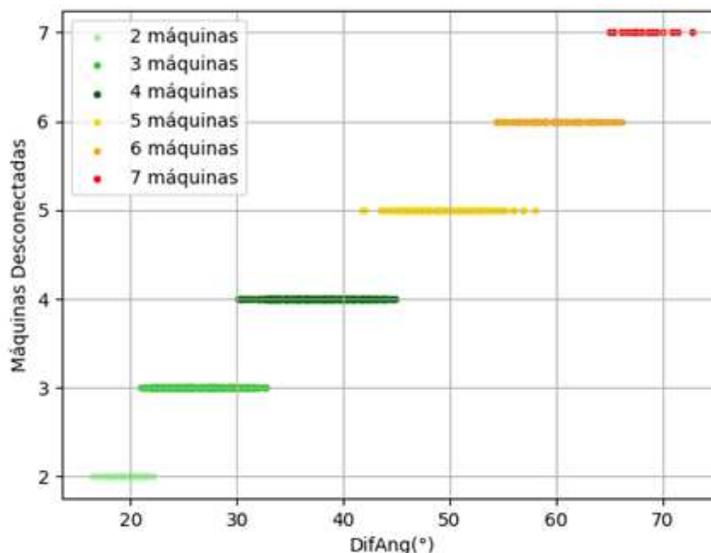
Fonte: Autor

de seletividade de forma a mensurar a efetividade de cada alternativa, foi utilizado o conceito de sobreposição. Tomando como exemplo a Figura 34, destaca-se a região de pontos entre os segmentos de retas verticais e paralelos. Entre o eixo Y e a primeira reta vermelha mais à esquerda, observa-se que existem pontos que indicam a desconexão de 2 e 3 máquinas para uma mesma faixa de FNS. Desta forma, adotando-se uma medida conservadora, todos os pontos de operação nesta região devem ser interpretados como casos de desconexão de 3 unidades geradoras. Em tese, quanto menor for o número de pontos de sobreposição, mais seletiva será a estratégia adotada.

Esta mesma métrica de contagem de pontos de sobreposição foi aplicada à estratégia de proteção baseada nas variáveis defasagem angular entre os barramentos interligados pelos Elos CC. A classificação dos pontos de operação da Figura 33 no plano Diferença angular x Máquinas desconectadas está representada na Figura 35.

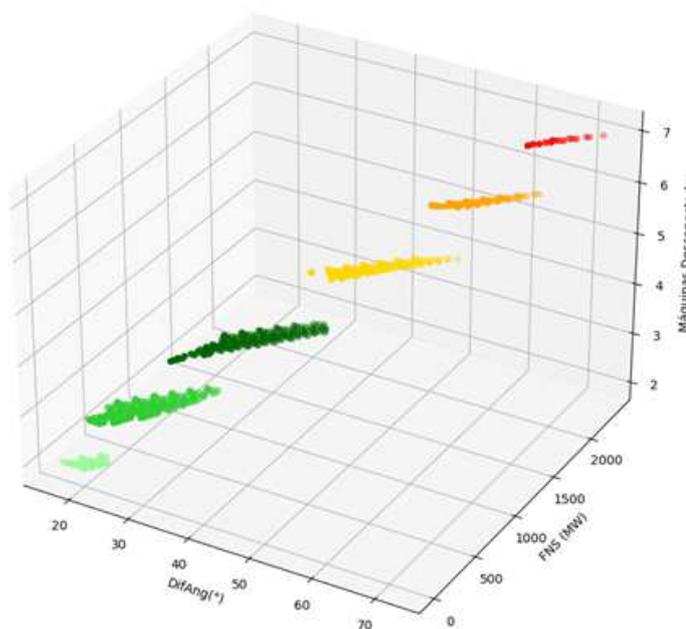
Adicionalmente às correlações máquinas desconectadas x FNS e máquinas desconectada x defasagem angular, foi feita a correspondência concomitante das três variáveis: máquinas desconectadas x FNS x defasagem angular. O resultado está mostrado na gráfico de 3 dimensões da Figura 36. Ainda, para apoiar uma melhor análise dos resultados da Figura 36, foi feita a projeção dos pontos de operação no plano FNS x diferença angular, como exposto na Figura 37. A quantidade de máquinas desconectadas está codificada pelas cores como identificado na legenda do gráfico.

Figura 35 – Representação da relação entre diferença angular (XES) e número de máquinas desconectadas (potência bloqueada = 4000 MW).



Fonte: Autor

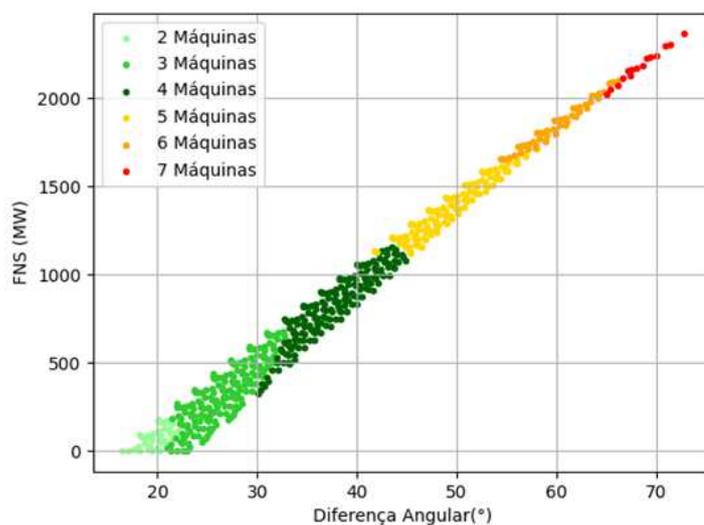
Figura 36 – Relação entre diferença angular (XES), FNS e número de máquinas desconectadas (potência bloqueada = 4000 MW).



Fonte: Autor

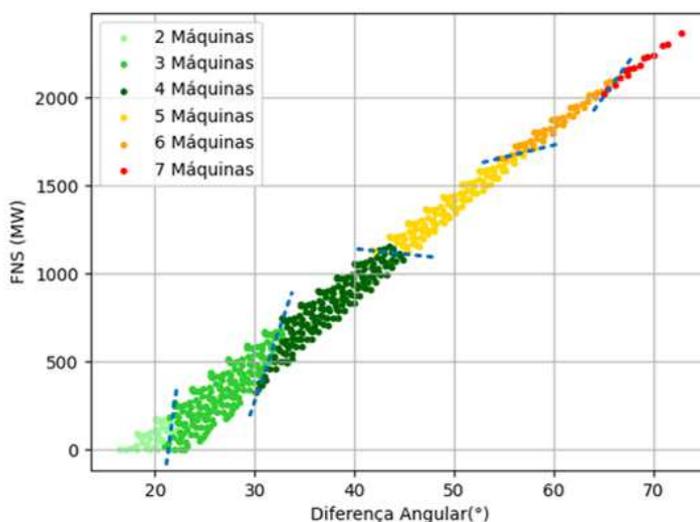
Observa-se na Figura 37 a mitigação de sobreposições e uma aprimorada definição de patamares de desconexão de unidades geradoras. Com essa distribuição de pontos da Figura 37 também é possível fazer a contagem de pontos de sobreposição; no entanto, neste caso as retas que fazem as divisões das regiões representativas de diferentes montantes de corte de geração são segmentos de retas com diferentes coeficientes de inclinação. Este processo está exemplificado na Figura 38.

Figura 37 – Representação do plano diferença angular vs. FNS com indicação de máquinas desconectadas por código de cores (potência bloqueada = 4000 MW).



Fonte: Autor

Figura 38 – Representação do plano diferença angular vs. FNS com retas fronteiriças.



Fonte: Autor

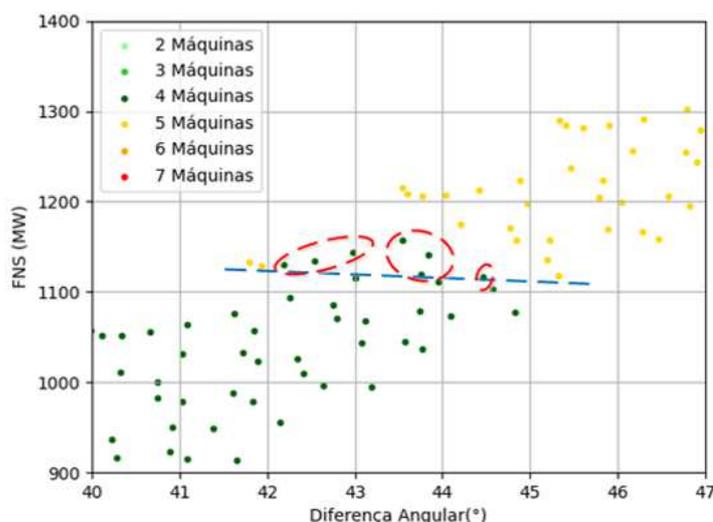
Fica evidente na Figura 38 que ao se estabelecer as retas de referência, alguns pontos que pertenciam a um determinado número de desconexão de geradores têm suas ações de proteção potencializadas e são reclassificados de forma a seguir a nova regra estabelecida pelas retas. Os pontos reclassificados são contabilizados como pontos de sobreposição.

A Figura 39 mostra uma das regiões de forma aproximada para fins de ilustração.

Na Figura 39 vê-se a transição entre as regiões de corte de 4 máquinas e 5 máquinas. Os pontos em verde em destaque correspondem a condições operativas

que, em face de uma perturbação de bloqueio de bipolo, exigiria uma corte de 4 máquinas da UHE de Belo Monte para se manter transitoriamente estável. Contudo, de acordo com a reta fronteira que foi traçada, estes pontos se localizam dentro da região correspondente à ação de proteção de corte de 5 máquinas e devem assim ser classificados. Estes pontos serão contabilizados como pontos de sobreposição.

Figura 39 – Ampliação de uma região fronteira e sua respectiva reta.



Fonte: Autor

Os pontos de fronteira são pontos que devem ser analisados de maneira mais cuidadosa. A regra estabelecida através do traçado de retas promove um tratamento mais conservador para esses pontos, uma vez que a tendência é aumentar o número de máquinas desconectadas para os mesmos.

Para se fazer uma comparação direta entre as três estratégias de variável de entrada para ação de proteção do SEP em desenvolvimento foi feita a contabilização dos pontos de sobreposição encontrados em cada caso. Este resultado está mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – Contabilização de pontos de sobreposição para as diferentes estratégias.

Estratégia	Pontos de Sobreposição
FNS e Pcc	136
Defasagem e Pcc	79
FNS, defasagem e Pcc	18

Analisando a Tabela 2 percebe-se que a estratégia baseada em FNS, instalada atualmente no SEP em funcionamento, possui o maior número de pontos em sobreposição, sendo assim, a menos seletiva. Isso significa que por diversas vezes essa estratégia indica ações de proteção além das que são necessárias para manter a estabilidade transitória do sistema elétrico frente à perturbações de bloqueio de bipolo.

Em comparação à abordagem baseada em FNS, a estratégia que leva em conta a defasagem angular se mostra mais efetiva com menos pontos de sobreposição. Este fato indica que haveria um ganho de seletividade ao se substituir um esquema por outro.

Por fim, segundo a contabilização de pontos de sobreposição, a estratégia que obteve melhor desempenho foi a que agregou a medida de fluxo de potência FNS e a diferença angular. Percebe-se que há uma redução significativa dos pontos de sobreposição quando se utiliza esta estratégia. Contudo, vale destacar que para o refinamento e ganho de robustez da abordagem que utiliza a combinação de FNS e defasagem angular ainda é necessário um aprofundamento da melhor forma de traçar as retas que formam as fronteiras das regiões de cortes de máquinas. Dessa forma, garante-se que não haverá subdimensionamento da ação de proteção, podendo, também, ter um ganho na seletividade da ação.

3.6 AVALIAÇÃO DOS POTENCIAIS GANHOS DE SELETIVIDADE DEVIDO À UTILIZAÇÃO DE MEDIDAS SINCRÓFASORIAS E TÉCNICA DE ML

O resultados obtidos com as simulações de RSD para avaliação de seletividade do SEP de Belo Monte são compostos por pontos de operação do SIN correlacionados com o corte de geração mínimo capaz de manter a estabilidade transitória do sistema frente ao bloqueio do bipolo XES. Esta base de dados foi utilizada para treinar a rede neural desenvolvida neste trabalho. Contudo antes do treinamento foi necessário um pré-processamento dos dados no que diz respeito ao desbalanceamento da quantidade amostras por cada classe de corte de geração na base de dados. A Tabela 3 mostra como o número de amostras se dividia entre as diferentes classe de dados. As classes que correspondem à desconexão de 3 e 4 máquinas se sobressaem em quantidade de amostras.

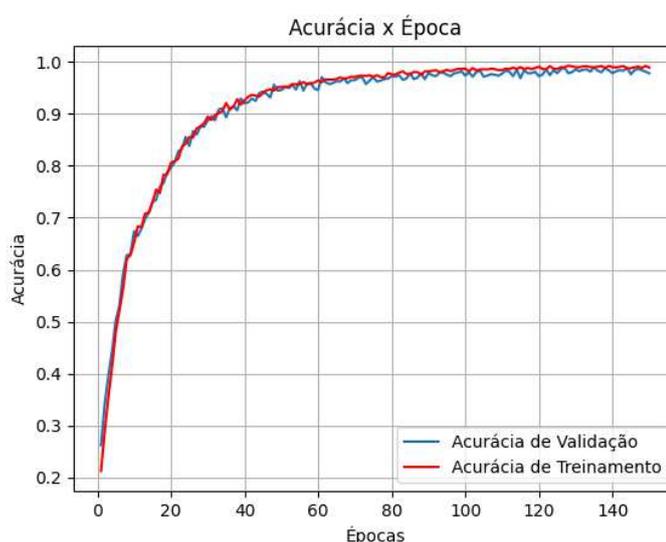
Tabela 3 – Tabela do quantidade de dados por número de máquinas desconectadas.

Classes (Máq. Desconectadas)	Número de Amostras	Proporção de Amostras (%)
2	36	6,53%
3	175	31,76%
4	166	30,13%
5	110	19,96%
6	49	8,89%
7	15	2,72%

Para equalizar a quantidade de amostras por classe foi aplicado o algoritmo SMOTE. Dessa forma, obtém-se uma base de dados equalitária com todas as classes contendo 175 amostras.

A Figura 40 mostra como a acurácia de predição do algoritmo evoluiu ao longo das épocas do processo de treinamento do algoritmo de ML. Entende-se por época como uma iteração completa do algoritmo pelo grupo de dados de treinamento ou validação. O número de épocas utilizadas nesse estudo foi de 150. Essa quantidade é determinada de forma experimental com objetivo de evitar os fenômenos de *overfitting* e *underfitting*. O *overfitting* acontece quando o modelo da rede é exposta aos dados em demasia e se adapta muito àquele grupo de dados, perdendo assim, generalismo. Já o *underfitting* se dá pela inabilidade do modelo de fazer predições corretas devido não ter sido provido épocas suficientes para que a rede possa extrair a relação existente entre variáveis de entrada e saída.

Figura 40 – Evolução da acurácia de treinamento e validação da rede neural.

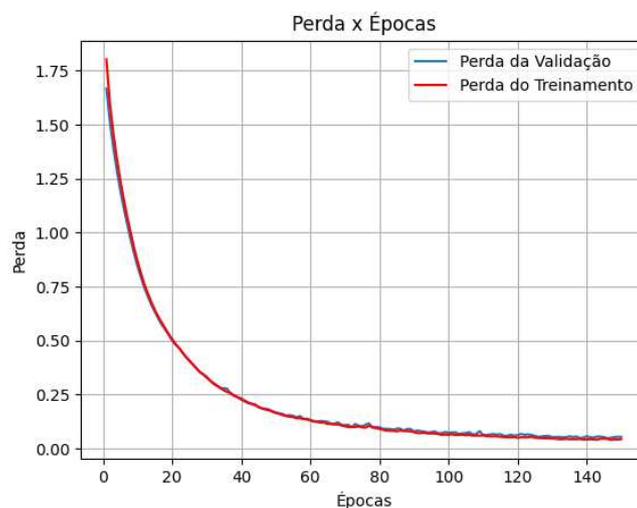


Fonte: Autor

A justaposição das curvas de treinamento e validação mostradas na Figura 40 indica que o número de épocas utilizadas foi adequado. De forma geral, a rede neural atingiu uma acurácia de 97%. Outro parâmetro de avaliação do treinamento da rede neural é a perda, que nada mais é que o erro entre o valor alvo e o valor predito pela rede neural, calculado pela função de perdas utilizada no algoritmo. Neste trabalho, por se tratar de um problema de classificação multi-classe, ou seja, com mais de dois resultados possíveis, foi utilizado com função de perdas a função *sparse categorical cross entropy*. O comportamento da perda calculada durante o processo de treinamento da ML está mostrado na Figura 41.

Fica evidente que ao longo do processo de treinamento e validação dos dados o valor da perda calculada pela perda é minimizado até estabilizar em valores próximos a zero, o que indica uma boa performance da rede neural. A minimização das perdas é feita através de um algoritmo de otimização que atualiza os valores dos pesos atribuídos

Figura 41 – Evolução do cálculo da perda calculada pela função de perda do algoritmo durante treinamento e validação da rede neural.

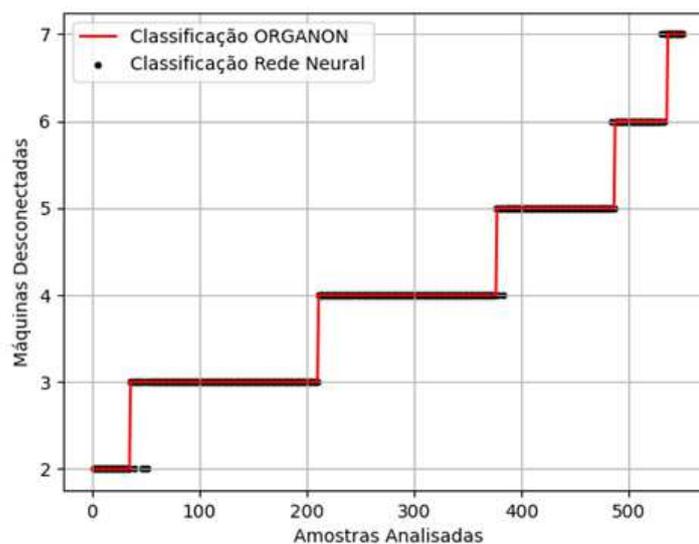


Fonte: Autor

a cada neurônio das camadas intermediárias. Para o caso em questão foi utilizado o otimizador *ADAM*.

O resultado da predição da rede neural em termos de número de máquinas a serem desconectadas da UHE Belo Monte está mostrado na Figura 42.

Figura 42 – Resultado parcial da aplicação da rede neural ainda sem análise de risco: pontos classificados pelo *software* Organon x pontos classificados pela rede.

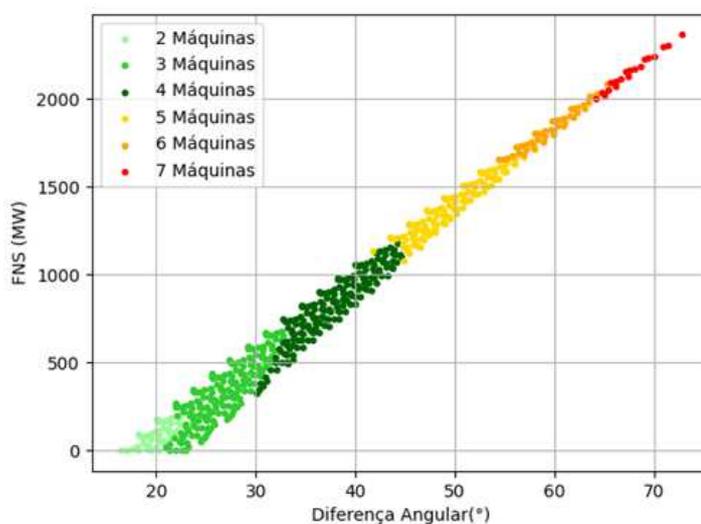


Fonte: Autor

A linha vermelha indicada na Figura 42 representa a classificação (mostrada no eixo vertical) originalmente obtida via regiões de segurança do *software* Organon para as amostras dispostas no eixo horizontal. Os pontos pretos representam a classificação

feita pela rede neural para cada amostra analisada. Uma outra maneira de analisar os resultados obtidos é pela plotagem da predição da rede neural dos casos analisados no plano defasagem angular x FNS como mostrado na Figura 37, onde cada cor diferente representa uma quantidade diferente de máquinas a serem desconectadas. Este tipo de representação está mostrada na Figura 43 e devido à adequada acurácia da rede neural, a resposta vista se aproxima muito da exposta na Figura 37, onde apenas alguns pontos se diferenciam na transição entre cores.

Figura 43 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS ainda sem gestão de risco.

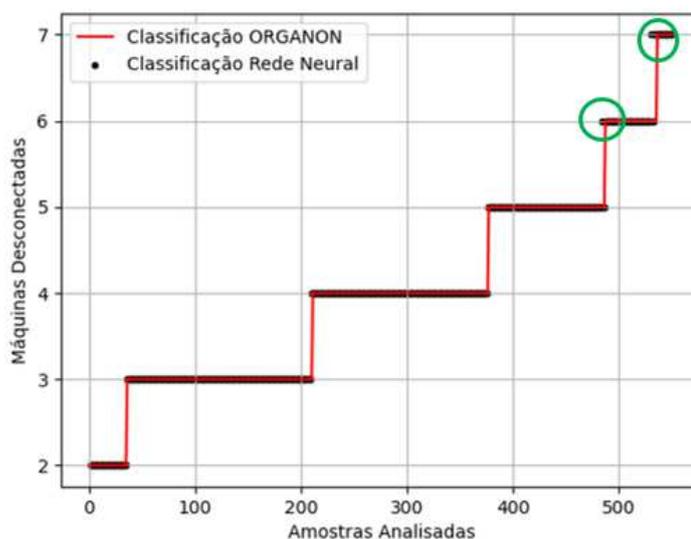


Fonte: Autor

De forma geral, a rede neural atingiu um nível de acerto de cerca de 97%, no qual há algumas classificações errôneas sempre próximas à transição de patamares. Detalhadamente, houve 6 pontos classificados com o corte de 1 máquina a mais do que o necessário e 6 pontos classificados com o corte de 1 máquina a menos, totalizando 12 pontos mal classificados.

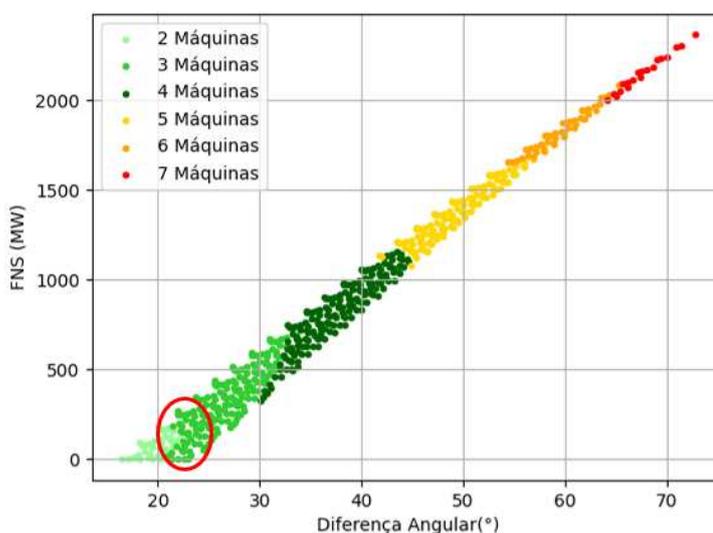
Os pontos onde o corte foi sobredimensionado, levando em consideração que adicionam no máximo a desconexão de mais 1 UG, garantem a estabilidade transitória do sistema e podem ser considerados como raros, portanto, não impactam significativamente na seletividade da ação de proteção. Apesar da contagem de pontos onde o corte de máquinas foi subdimensionado ter sido a mesma, nesse caso a atuação do SEP não garantiria a estabilidade do sistema perante o bloqueio dos elos. Para lidar com tais pontos, foi aplicado o algoritmo de gerenciamento de risco desenvolvido. A Figura 44 mostra o resultado da análise da rede neural exibida na Figura 42 agora com a estratégia de gerenciamento de risco aplicada. Para a obtenção destes resultados foi utilizado um limite de risco de 40%, o qual foi obtido empiricamente através de uma análise de sensibilidade. Já a Figura 45 expõe a resposta da rede neural com gerenciamento de risco aplicada no plano diferença angular x FNS.

Figura 44 – Resultado da rede neural com gerenciamento de risco aplicado (40%). Pontos classificados pelo *software* Organon x pontos classificados pela rede.



Fonte: Autor

Figura 45 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (40%).



Fonte: Autor

Na resposta mostrada na Figura 44 observa-se que todos os pontos que foram subdimensionados, com relação ao número de máquinas a serem desconectadas, foram eliminados, o que mostra a efetividade da estratégia. No entanto, a aplicação do gerenciamento do risco aumenta o número de classificações sobredimensionadas (destaques em verde na Figura Figura 44), originalmente eram 6 e agora são 7. A Figura 45 mostra como o gerenciamento de risco alteraria a resposta da rede neural no plano diferença angular x FNS, é possível ver que em relação à Figura 43, a

resposta pouco se alterou, somente alguns pontos foram reclassificados. Estes pontos se concentram principalmente dentro da área em destaque em vermelho. Os ganhos adquiridos com a estratégia de gerenciamento de risco justificam sua adoção pois mitiga-se o risco de que o SEP não seja efetivo para manter a estabilidade transitória do sistema perante contingências de bloqueio. É válido destacar que se a rede não estiver com seus parâmetros bem ajustados, e o limiar do gerenciamento de risco for diminuído consideravelmente, isso pode afetar o resultado fazendo com que haja ainda mais casos onde o corte de máquinas seria sobredimensionado. Vale apontar que mesmo piorando o desempenho com relação ao sobredimensionamento, a estratégia continua garantindo que nenhum caso tenha o número de desconexão de máquinas subdimensionado. Na Tabela 3 são apresentados os resultados da mesma rede neural para valores de limiar menores que 40%.

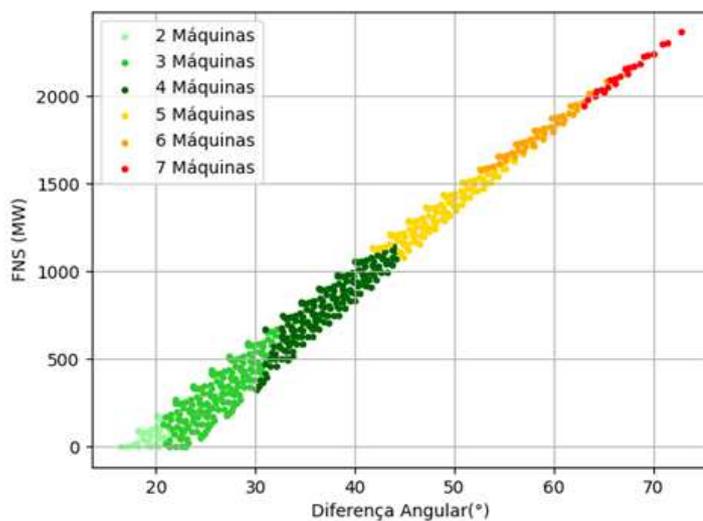
Tabela 4 – Resultados da rede neural para diferentes valores de limiar para gerenciamento de risco.

Limiar	Pontos Sobredimensionados	Pontos Subdimensionados	Acurácia Rede Neural
40%	7	0	93,45%
10%	36	0	93,45%
5%	49	0	91,09%
1%	81	0	85,45%

Na Figura 46, na Figura 47 e na Figura Figura 48 mostra-se como os diferentes casos da Tabela 4 são apresentados no plano diferença angular x FNS. Assim como na tabela, à medida que o limiar adotado na estratégia de gerenciamento de risco é diminuído, os casos de sobredimensionamento aumentam. Tal efeito pode ser visto como um avanço das cores que representam cortes de máquinas maiores sobre as cores relativas aos cortes inferiores.

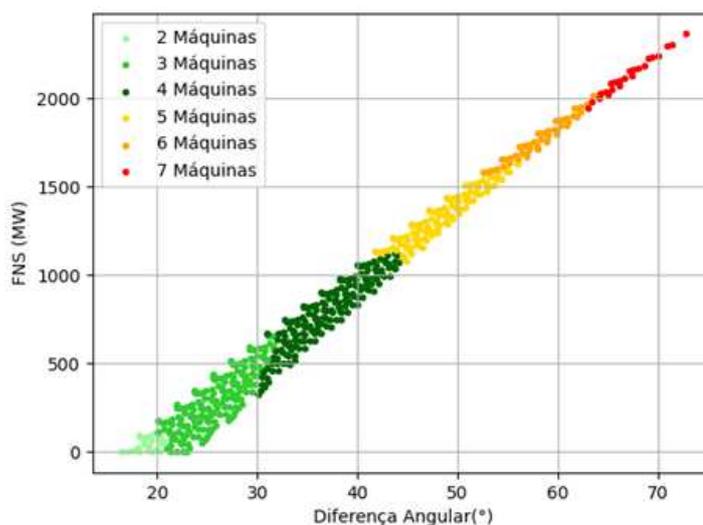
Observa-se que à medida que o limiar é diminuído, a estratégia de gerenciamento torna-se mais conservadora, o que vai ao encontro da necessidade de evitar condições com corte inferior ao mínimo necessário. Há de se considerar, no entanto, que o conservadorismo em demasia pode ser prejudicial ao sistema, pois desconectar muito mais máquinas do que o necessário também poderá ter efeitos indesejados para a estabilidade da frequência do SIN.

Figura 46 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (10%).



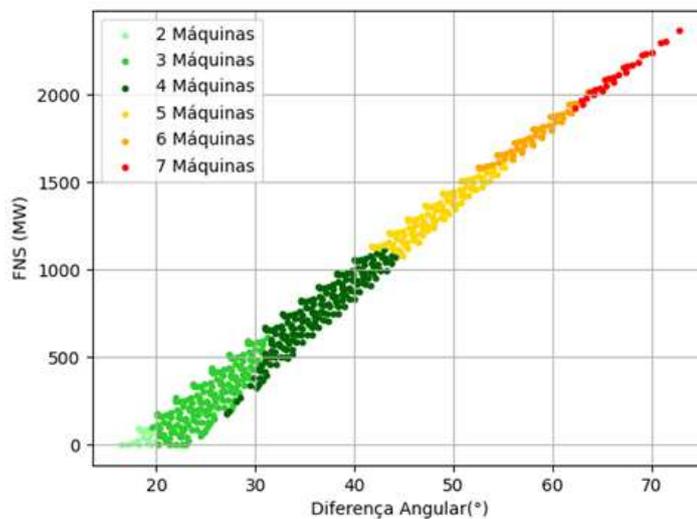
Fonte: Autor

Figura 47 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (5%).



Fonte: Autor

Figura 48 – Resultado da predição da rede neural no plano diferença angular x FNS com aplicação de gerenciamento de risco (1%).



Fonte: Autor

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresenta-se uma síntese das conclusões obtidas, limitações do estudo, bem como sugestões para trabalhos futuros.

4.1 CONCLUSÕES

Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de buscar alternativas que possam fornecer maior seletividade ao SEP da UHE de Belo Monte que atua mediante bloqueio dos elos HVDC XES e XTR. Em um primeiro estágio de desenvolvimento foi feita uma análise de ganho de seletividade e eficiência que a utilização de medidas sincrofasoriais podem agregar ao SEP. Esta investigação foi realizada de forma estruturada através da ferramenta de RSD dinâmica, a qual que permite analisar a estabilidade transitória do sistema elétrico mediante os bloqueios dos elos CC para diferentes pontos de operação e desligamentos de unidades geradoras. Para se fazer a comparação de seletividade entre a utilização de medidas convencionais e sincrofasoriais foi introduzido o conceito de sobreposição como métrica. Dessa forma, observou-se que, em relação às medidas convencionais de fluxo de potência, as medições sincrofasoriais de diferença angular foram mais seletivas, agregando um ganho de eficiência ao sistema de proteção. Ademais, foi constatado que uma abordagem que envolvesse a utilização do fluxo de potência em linhas de transmissão do sistema e a diferença angular entre barramentos poderia conferir ainda maior seletividade ao SEP da usina de Belo Monte.

Em um segundo momento do desenvolvimento deste trabalho, devido ao entendimento de que um grupo ampliado de medidas elétricas poderia trazer ganhos ao SEP, uma rede neural foi desenvolvida e treinada tendo em conta a base de dados resultante da análise de seletividade anterior. Utilizando este algoritmo para fazer o dimensionamento da ação de proteção do SEP, foi obtido um resultado satisfatório, que enseja estudos mais aprofundados sobre a aplicação de técnicas de ML para o sistemas de proteção sistêmica em estudo. Observou-se que, apesar de, em menos de 3% dos casos o algoritmo de ML ter subdimensionado a ação de proteção, quando aplicado o algoritmo de gerenciamento de risco desenvolvido neste trabalho, foi possível sanar todos esses casos de subdimensionamento sem alterar significativamente a acurácia do algoritmo de ML. Ademais, destaca-se como outro resultado positivo dos desenvolvimentos do trabalho a viabilidade de implementação da rede neural em software OpenECA. Desta forma, a rede neural pode ter acesso às medidas elétricas enviadas por PMUs para computar a ação de proteção do SEP.

Diante do exposto, conclui-se que este trabalho encontrou indícios de que a inserção de medidas sincrofasoriais pode agregar seletividade ao sistema especial de proteção da UHE de Belo Monte. Além disto, pode-se inferir, com os resultados obtidos, que considerar um grupo maior de medidas elétricas como variáveis de entrada do

SEP tem potencial para aumentar a assertividade do dimensionamento da ação de proteção.

4.2 LIMITAÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho teve resultados significativos, dentro do que se propôs a investigar, relativo à seletividade do SEP da UHE de Belo Monte. Contudo, é necessário destacar alguns pontos limitação do estudo desenvolvido que impedem a generalização dos resultados deste trabalho. Primeiramente, no que concerne à ferramenta de RS, foram escolhidos três grupos de geração para fazer o excursionamento do ponto de operação do SIN durante as simulações. As usinas participantes dos grupos de geração foram escolhidas de acordo com critérios que as tornavam relevantes para o estudo. No entanto, diferentes composições de grupos de geração não foram explorados.

Outro ponto importante a se destacar diz respeito à simulação de outros cenários de carga. Neste trabalho foi utilizado o cenário considerado mais restritivo, carga pesada durante período úmido da região norte. Contudo, a investigação de cenários de carga média, leve e mínima durante períodos secos da região norte, pode contribuir com os resultados deste trabalho. No que se refere às contingências aplicadas no SIN, estas foram utilizadas somente no bipolo XES, dessa forma, torna-se necessário reproduzi-las para o elo HVDC XTR. Por fim, foi utilizado o sistema equivalente do SIN onde diversas porções do sistema elétrico foram reduzidas a equivalentes dinâmicos, podendo assim, acarretar em redução de fidelidade de representação de comportamento dinâmico do SIN durante contingências.

4.3 SUGESTÕES DE TRABALHO FUTURO

Os resultados encontrados neste trabalho são promissores e indicam caminhos para aprofundamento em trabalhos futuros. Em particular, neste estudo, foram encontrados indícios concretos de que a utilização da diferença angular entre subestações do SIN tem potencial de tornar o SEP da usina de Belo Monte mais seletivo.

Um ponto relevante como sugestão de trabalho futuro reside no fato de que atualmente somente variáveis elétricas do regime permanente no período pré-contingência são levadas em consideração para o dimensionamento da ação de proteção do SEP de Belo Monte. Dessa forma, é de interesse investigar como algumas variáveis adicionais, como a frequência elétrica e as taxas de variação de frequência em subestações do SIN, se comportam no período transitório instantes após a contingência. É possível que a integração do monitoramento de variáveis que reportem a dinâmica do sistema nos primeiros instantes após o bloqueio dos elos CC contribuam ainda mais para seletividade e assertividade do sistema de proteção. Outra questão que pode ser explorada

em trabalhos futuros é a generalização do estudo feito para o SEP da UHE Belo Monte de modo que seja possível a otimização de outros SEPs.

Quanto ao uso de algoritmos de ML para a aplicação em SEPs, neste trabalho foi utilizada somente uma arquitetura de rede neural dentre uma gama de opções viáveis. Portanto, para trabalhos futuros, faz-se de interesse avaliar outras arquiteturas para verificar qual melhor se enquadra a aplicação.

REFERÊNCIAS

- ADAMIAK, Mark; KASZTENNY, Bogdan; PREMERLANI, William. Synchronphasors: definition, measurement, and application. **Proceedings of the 59th Annual Georgia Tech Protective Relaying, Atlanta, GA**, p. 27–29, 2005.
- BROWNLEE, Jason. **A Gentle Introduction to the Rectified Linear Unit (ReLU)**. [S.l.: s.n.], 2019a. Disponível em: <https://machinelearningmastery.com/rectified-linear-activation-function-for-deep-learning-neural-networks/>.
- BROWNLEE, Jason. **How to choose an activation function for deep learning**. [S.l.: s.n.], jan. 2021. Disponível em: <https://machinelearningmastery.com/choose-an-activation-function-for-deep-learning/>.
- BROWNLEE, Jason. **How to Choose Loss Functions When Training Deep Learning Neural Networks**. [S.l.: s.n.], 2019b. Acessado em 11 02 2023. Disponível em: <https://machinelearningmastery.com/how-to-choose-loss-functions-when-training-deep-learning-neural-networks/>.
- BROWNLEE, Jason. **Multi-Class Classification Tutorial with the Keras Deep Learning Library**. [S.l.: s.n.], 2016. Acessado em 29 04 2023. Disponível em: <https://machinelearningmastery.com/multi-class-classification-tutorial-keras-deep-learning-library/>.
- BROWNLEE, Jason. **SMOTE for Imbalanced Classification with Python**. [S.l.: s.n.], 2017. Acessado em 05 02 2023. Disponível em: <https://https://machinelearningmastery.com/smote-oversampling-for-imbalanced-classification/>.
- CARDOSO, Pedro Emanuel Almeida. Deep learning applied to PMU data in power systems, 2017.
- CHAVES, SIMONE BEZERRA. **ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA APLICATIVO COMPUTACIONAL INTEGRADO: ORGANON**. Ago. 2008. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense.
- CHOLLET, Francois. **Deep learning with Python**. Shelter Island, New York: MANNING, 2021.

CHOLLEY, Pierre *et al.* System protection schemes in power networks. CIGRE (International Council on Large Electric Systems), 2001.

DECKER, Ildemar Cassana. Desenvolvimento de projeto piloto de sistema especial de proteção (SEP) utilizando-se a tecnologia de sincrofasores. **Relatório técnico final**, 2021.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY. **SPECIAL PROTECTION SCHEMES**: ENTSO-E SUBGROUP “SYSTEM PROTECTION AND DYNAMICS”. Brussels Belgium, mar. 2012.

FILHO, Salvatore M.; DINIZ, Suelaine S.; CRUZ, Matheus S.; DECKER, Ildemar C.; GASPAR, Anderson R.; NOHARA, Alexandre A.; NAKAZATO, Adriana; AQUINO, Antonio F. C.; MOTTA, Daniele V. P. da. APLICAÇÃO PILOTO DE SINCROFASORES EM SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO, trabalho submetido para publicação, 2021.

FILHO, SALVATORE MANTUANO *et al.* DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO BASEADO EM SINCROFASORES PARA A UHE BELO MONTE, trabalho submetido para publicação, 2021.

GHAHREMANI, Esmail; HENICHE-OUSSEDIK, Annissa; PERRON, Mathieu; RACINE, Marcel; LANDRY, Stéphane; AKREMI, Housseem. A Detailed Presentation of an Innovative Local and Wide-Area Special Protection Scheme to Avoid Voltage Collapse: From Proof of Concept to Grid Implementation [adaptado]. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 5, p. 5196–5211, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2018.2878980.

GOODFELLOW, Ian; BENGIO, Yoshua; COURVILLE, Aaron. **Deep learning**. [S.l.]: MIT press, 2016.

HATZIARGYRIOU, Nikos *et al.* Definition and Classification of Power System Stability – Revisited amp; Extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

HATZIARGYRIOU, Nikos *et al.* Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies, mai. 2020.

HAYKIN, Simon. **Redes neurais: princípios e prática**. [S.l.]: Bookman Editora, 2001.

HAZRA, J.; REDDI, Ravi Kiran; DAS, Kaushik; SEETHARAM, Deva P.; SINHA, A. K. Power grid transient stability prediction using wide area synchrophasor measurements. In: 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). [S.l.: s.n.], 2012. P. 1–8. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465752.

HENVILLE, Charles F. SIPS and stretched power systems. In: 10TH IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change. [S.l.: s.n.], 2010. P. 1–5. DOI: 10.1049/cp.2010.0273.

HIGH PERFORMANCE POWER SYSTEMS APPLICATIONS. **ORGANON GUIDE: USER GUIDE**. [S.l.], 2020.

IBM. **Using named pipes**. [S.l.: s.n.], 2021. Acessado em 15 02 2023. Disponível em: <https://www.ibm.com/docs/en/zos/2.3.0?topic=io-using-named-pipes>.

IEC; IEEE. IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements. **IEC/IEEE 60255-118-1:2018**, p. 1–78, 2018. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8577045.

IEEE. IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes. **IEEE Std C37.250-2020**, p. 1–71, 2020. DOI: 10.1109/IEEESTD.2020.9120373.

IEEE. IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control. **IEEE Std C37.242-2021 (Revision of IEEE Std C37.242-2013)**, p. 1–98, 2021. DOI: 10.1109/IEEESTD.2021.9574625.

IEEE. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. **IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)**, p. 1–61, 2011. DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.

JURADO, Diego Ernesto Echeverría. **EVALUACIÓN Y MEJORA DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EN TIEMPO REAL UTILIZANDO PMUs**. Dez. 2021. Tese (Doutorado) – Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Editorial Fundación Universitaria.

KOPIER, Alberto A; SILVA, VNAL; OLIVEIRA, Luiz Antônio A de; LINDEN, Ricardo; SILVA, LRAA; FONSECA, Bruno L da C. Redes Neurais Artificiais e suas aplicações no setor elétrico. **Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana**, n. 9, p. 27–33, 2019.

KUNDUR, P.; BALU, N.J.; LAUBY, M.G. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070359581.

KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

MANTUANO FILHO, Salvatore; DINIZ, Suelaine S.; CRUZ, Matheus S.; DECKER, Ildemar C.; GASPAR, Anderson R.; NOHARA, Alexandre A.; NAKAZATO, Adriana; AQUINO, Antonio F. C.; MOTTA, Daniele V. P. da. APLICAÇÃO PILOTO DE SINCROFASORES EM SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO. In: CIGRÉ. SEMINÁRIO Técnico de Proteção e Controle (STPC). [S.l.: s.n.], 2022.

MATLAB. **version 7.10.0 (R2010a)**. Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2018.

NEVES, Rodrigo Alves das. **INVESTIGAÇÃO DE PARÂMETROS QUE PROVOCAM DIFERENÇAS ENTRE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA**. Mar. 2017. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

NORTH AMERICA ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Proposed Definition of “Special Protection System”**: Special Protection System (SPS). Washington DC: [s.n.], nov. 2015.

OLIVEIRA, Denise Borges de; SOUZA ALVES, Tatiana Maria Tavares de. **Aspectos de Segurança Relacionados à Operação do Sistema Interligado Nacional: Sistemas Especiais de Proteção e Proteções de Caráter Sistêmicos**. [S.l.]: Artliber, 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **ESTUDOS PRÉ-OPERACIONAIS PARA INTEGRAÇÃO DO BIPOLO XINGU - ESTREITO RIO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**: DPL-REL-0004/2017. Rio de Janeiro, mar. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **ESTUDOS PRÉ-OPERACIONAIS PARA INTEGRAÇÃO DO BIPOLO XINGU -TERMINAL RIO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**: VOLUME 3: MEDIDAS ESPECIAIS DE CONTROLE SISTÊMICO RELACIONADAS ÀS FUNÇÕES DE ESTABILIDADE DO BIPOLO XINGU -TERMINAL RIO. Rio de Janeiro, set. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Manual de Procedimentos da Operação**: Módulo 10. Rio de Janeiro, fev. 2020.

PENNA, LD; NETO, CA Silva; PASSARO, MC; QUADROS, MA *et al.* Utilização da Ferramenta ORGANON nos Processos do ONS. **XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica-SNPTEE, Florianópolis**, p. 9, 2011.

PESENTE, J. R.; OTTO, R. B.; RAMOS, R. A. A study on the use of Synchrophasors in a Special Protection Scheme of the Itaipu 60Hz Power Plant. *In*: 2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM). [S.l.: s.n.], 2018. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586061.

PHADKE, AG; THORP, JS. History and applications of phasor measurements. *In*: IEEE. 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. [S.l.: s.n.], 2006. P. 331–335.

PHADKE, Arun G.; THORP, James S. **Synchronized phasor measurements and their applications**. [S.l.]: Springer, 2008. v. 1.

PROTECTION, Wide Area. **Control Technologies CIGRE, Working Group B5. 14**. [S.l.]: Paris, 2016.

RAHMATIAN, Matin; DUNFORD, William G.; MOSHREF, Ali. PMU Based System Protection Scheme. *In*: 2014 IEEE Electrical Power and Energy Conference. [S.l.: s.n.], 2014. P. 35–40. DOI: 10.1109/EPEC.2014.47.

RAMESH, L.; CHOWDHURY, S.P.; CHOWDHURY, S. Wide area monitoring protection and control - A comprehensive application review. *In*: 10TH IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change. [S.l.: s.n.], 2010. P. 1–4. DOI: 10.1049/cp.2010.0325.

SANTOS, Pedro Henrique Lourenço dos. **Avaliação da Segurança em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional ORGANON**. Ago. 2010. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SILVA, Jhenyfer Carolina da; TOCHETTO, André Pagani; OLIVEIRA, Robson Almir de. Ferramentas para Ajuste Automático das Lógicas do Sistema Especial de Proteção Associado ao Sistema de Transmissão de 765 kV. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE). GRUPO de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GATC. [S.l.: s.n.], 2019. P. 1–9.

SWAMYNATHAN; MANOHAR. Mastering Machine Learning with Python in Six Steps. Predictive Data Analytics Using Python. Springer, 2017.

TCH, Andrew. **The mostly complete chart of neural networks, explained**. [S.l.]: Towards Data Science, ago. 2017. Disponível em: <https://towardsdatascience.com/the-mostly-complete-chart-of-neural-networks-explained-3fb6f2367464>.

TEIXEIRA, Victor Campos. **APLICAÇÃO DA FERRAMENTA ORGANON NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**. Mar. 2018. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ZARZOSA, Marco Antonio Delgado; ZIMMER, V.; DECKER, Ildemar Cassana. Classificador de Eventos no SIN baseado em Redes Neurais Artificiais e Sincrofasores. In.

ZBUNJAK, Zoran; KUZLE, Igor. System Integrity Protection Scheme (SIPS) Development and an Optimal Bus-Splitting Scheme Supported by Phasor Measurement Units (PMUs). **Energies**, v. 12, n. 17, 2019. ISSN 1996-1073. DOI: 10.3390/en12173404. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/17/3404>.

ZIMMER, Valmor. **DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE EVENTOS USANDO SINCROFASORES**. Jul. 2013. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina.