

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

METODOLOGIA PARA DIAGNÓSTICO DAS OPERAÇÕES DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO REDES DE PETRI TEMPORAIS COLORIDAS E CORRELAÇÃO CRUZADA

MATHEUS HENRIQUE COUTO BUENO (1); CYNTHIA WANICK VIEIRA (2); ALBERTO DE CONTI (3)
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA (PPGEE) – UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS (UFMG) (1)
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELETRICA S/A (2)
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – UFMG (3)

RESUMO

Na ocorrência de uma falta, as equipes de engenharia são inundadas com informações de telemetrias, o que frequentemente compromete a tomada de decisões de operação. Para atacar esse problema, propõe-se neste trabalho uma metodologia de diagnóstico das operações de proteção de distância que objetiva simplificar a avaliação *a posteriori* desse tipo de evento. Para tanto, desenvolveu-se uma técnica *model-based* utilizando Redes de Petri Temporais Coloridas como referência de comportamento para comparação com as informações de campo, por meio do cálculo da correlação cruzada e da determinação do deslocamento temporal entre formas de onda simuladas e reais. Essa metodologia foi utilizada para avaliação de eventos reais de falta, com resultados promissores.

PALAVRAS-CHAVE

Redes de Petri Temporais Coloridas, Redes de Petri, correlação, diagnóstico de falta, proteção de sistemas elétricos, proteção de distância.

1.0 INTRODUÇÃO

Novas tecnologias e ferramentas de comunicação, computação e eletrônica têm permitido a redução de custos, o melhor desempenho e uma maior assertividade no controle e na análise de processos complexos [1]. Tem-se verificado, também, um crescimento de complexidade, do volume de dados manipulados e do grau de automação, que demandam sistemas mais robustos, seguros e confiáveis. Para o caso do Sistema Elétrico de Potência (SEP), somam-se a essas exigências as forças regulatórias que exigem critérios mínimos de desempenho e custo final ao consumidor, sob risco de penalizações no caso de seu descumprimento.

No Brasil, os setores associados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece restrições e critérios mínimos que garantam segurança (pessoal e de fornecimento), confiabilidade e disponibilidade de ativos nas redes das concessionárias. Na distribuição de energia, tem-se o módulo 4 dos Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (PRODIST) [2], que trata da segurança pessoal nas atividades do sistema elétrico, enquanto o módulo 8 [3] aborda as métricas de qualidade do serviço e disponibilidade de ativos, além de estabelecer penalizações para seu descumprimento. Para a transmissão de energia elétrica, os critérios definidos são mais estritos e menos flexíveis, além de estabelecerem maiores multas caso não sejam atendidos. Nela, destaca-se o submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) [4], que legisla sobre indicadores de disponibilidade das funções de transmissão e geração, o submódulo 8.3 [5], que penaliza a indisponibilidade de ativos, e o submódulo 3.10 [6], que trata da segurança operacional e de recursos do SEP.

Apesar das várias restrições impostas aos agentes do sistema elétrico, em razão da natureza de sua atividade e dos riscos inerentes, as concessionárias de energia elétrica ainda apresentam indicadores negativos, especialmente em relação à segurança (de disponibilidade e pessoal) e à confiabilidade do sistema. Em relação à segurança de trabalhadores da rede elétrica, constata-se uma média de acidentes de trabalho (graves e fatais) superior a outros setores da economia formal nacional [7], sem atender o objetivo de zero acidentes desejado para qualquer setor. Além disso, verifica-se, ainda, um elevado volume de penalizações associadas à Parcela Variável (PV). Apenas no ano fiscal 2019-2020, o montante de 405 milhões de reais de penalizações [8, 9] foi aplicado a concessionárias brasileiras apenas na forma de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), apontando a existência de falhas na confiabilidade e robustez do sistema de energia nacional.

Esses indicadores apontam problemas críticos a serem sanados no SEP: confiabilidade, disponibilidade e segurança. Várias são as abordagens que permitem a melhoria desses indicadores, sobretudo a confiabilidade, sendo uma delas as metodologias para diagnóstico de eventos no sistema [1]. Nesse sentido, este trabalho propõe

e implementa, em software, uma metodologia para realizar a avaliação e o diagnóstico das operações de proteção de distância em linhas de transmissão frente à ocorrência de uma falta, a partir de registros de formas de onda de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*). A solução desenvolvida é generalizável, permitindo o diagnóstico de IEDs de diferentes modelos e fabricantes, parametrizável, habilitando a descrição de diferentes características e formas para as zonas de proteção, e independente, podendo ser integrada a sistemas já existentes ou executada individualmente.

Para tanto, é proposta uma abordagem *model-based* [10] com raciocínios de consistência para o diagnóstico [11], em que é desenvolvido um modelo do comportamento nominal da proteção de distância, que é simulado com as mesmas grandezas da falta avaliada. Os resultados dessa simulação são comparados, de forma automatizada, com os resultados extraídos de campo em busca de incongruências. Nesse sentido, a modelagem de IEDs para as avaliações é realizada com base em Redes de Petri Temporais Coloridas (*Colored Time Petri Nets* – CTPNs), ferramenta gráfica e matemática para representação e simulação de processos concorrentes, assíncronos, distribuídos, paralelos e/ou estocásticos [12], e a comparação dos sinais simulados e reais é realizada por meio da determinação da correlação cruzada entre formas de onda e do cálculo das diferenças temporais das bordas de subida e/ou descidas de cada uma delas.

Nesse trabalho é apresentado todo o desenvolvimento da metodologia proposta e sua aplicação na análise de um evento real de uma transmissora. Ele é fruto do projeto de pesquisa e desenvolvimento "Metodologia e Ferramenta para Análise Automática de Ocorrências Utilizando Algoritmos de Aprendizado de Máquina", financiado pela Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) com recursos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da ANEEL sob o registro PD-07130-0048/2019, tendo ficado a cargo da Concert Technologies S.A. a execução e coordenação do projeto.

2.0 METODOLOGIA

O diagnóstico *model-based* ou por princípios fundamentais é aquele em que as únicas informações disponíveis e utilizadas para construção do modelo correspondem a descrições estruturais e/ou comportamentais dos sistemas em análise e um conjunto de observações reais de suas atuações [10], sem utilização de nenhum conhecimento prévio ou heurístico de situações esperadas para os dispositivos. Em uma abordagem com raciocínios de consistência, é construído um modelo de comportamento nominal do sistema em avaliação, isto é, especificado para representar o processo em seu funcionamento correto. A esse modelo, então, aplicam-se as condições de falta em uma simulação cujos resultados são utilizados como referência para comparação com os reais para localizar incongruências [11]. Assim, o diagnóstico por essa abordagem e com esse raciocínio exige fundamentalmente que sejam garantidos dois fatores: (i) a existência de um modelo que represente bem o processo de interesse nas condições a serem avaliadas; (ii) e a existência de metodologias e técnicas para avaliar a igualdade e/ou diferenças entre os resultados simulados e os de campo. Cada um desses tópicos é detalhado na sequência.

2.1 Modelagem da proteção de distância

As abordagens *model-based* exigem a construção de um modelo representativo do processo para os eventos de interesse que possa ser simulado e ter seus resultados comparados com os reais, obtidos em campo. Assim, é necessário confeccionar um modelo de proteção simulável e capaz de representar, da maneira mais genérica possível, o maior número possível de configurações e tipos de IEDs e proteções de distância, mantendo o máximo possível de semelhança com o processo real.

É necessário, então, modelar o comportamento da proteção de distância. Tipicamente, o funcionamento de uma proteção desse tipo se dá por meio do cálculo da impedância de falta percebida pelo IED e de sua comparação com uma série de configurações que determinam a atuação ou não do dispositivo [13]. Além disso, é imprescindível que sejam representados também os comportamentos dinâmicos das proteções, especialmente os atrasos de tempo configurados e as interações com demais componentes da rede.

Desse modo, é necessário representar tanto o comportamento estático (isto é, a característica *trip/não-trip*) quanto o comportamento dinâmico da proteção. Esse primeiro é representado pelo cálculo das impedâncias por estimação fasorial utilizando o método dos mínimos quadrados [14] e da ativação determinada por avaliação geométrica considerando modelos de unidades de impedâncias. Para essas unidades, são construídas equações paramétricas para os principais tipos de formas geométricas (circulares e lineares), que podem ser combinadas livremente para descrição das regiões de atuação e operação de IEDs no diagrama R-X [13].

Os comportamentos dinâmicos da proteção, por sua vez, são representados pelo uso de Redes de Petri Temporais Coloridas, apresentadas na seção 2.1.2. Porém, é necessário, primeiro, apresentar sua versão básica, as Redes de Petri, cujas propriedades e funcionamentos são extensíveis às CTPNs, o que é feito na seção 2.1.1. Por fim, discute-se na seção 2.1.3 a representação da proteção de distância utilizando CTPNs.

2.1.1 Redes de Petri

Por definição, as Redes de Petri são um tipo particular de grafo direcional, ponderado e bipartido combinado com um conjunto inicial de marcações utilizado para descrever e modelar sistemas concorrentes, assíncronos, distribuídos, paralelos e/ou estocásticos [12]. Uma de suas principais vantagens está associada à facilidade de implementação e descrição matricial, que garantem boa performance computacional.

Os nós desse grafo são divididos em duas categorias, os *lugares* (representados como uma circunferência vazada) e as *transições* (ilustradas como retângulos sólidos), conectados por *arcos* (setas direcionais), que

representam comportamentos específicos do sistema modelado. Mais especificamente, e para a modelagem de processos, as transições representam os processos ativos ou eventos do sistema, enquanto os lugares são associados a pré-requisitos do processo descrito, estados do sistema ou seus recursos [12], por terem a capacidade de armazenar conjuntos arbitrários de informações. Essas informações correspondem a um tipo especial de dado nessas redes, sendo chamadas de *marcações* ou *tokens*, representadas como pequenos círculos preenchidos e indicando, com sua presença, valores verdadeiros para as condições ou existência de recursos associados ao lugar. Por fim, conectando apenas lugares a transições ou transições a lugares têm-se arcos ponderados, ilustrados como setas direcionais, que representam as direções e os fluxos de informações no modelo, conduzindo a marcação entre os diversos lugares em decorrência da habilitação de transições.

Essa estrutura representa muito bem o comportamento de sistemas descritos em termos de estados e suas mudanças, permitindo simulações de suas dinâmicas por meio das regras de disparo de transições [12]. Em uma Rede de Petri básica, essas regras podem ser resumidas em:

- Uma transição é dita habilitada se cada um dos seus lugares de entrada contiver marcações em quantidade maior ou igual ao peso dos arcos que os conectam;
- uma transição habilitada pode ou não disparar, dependendo da ocorrência do processo por ela representado;
- o disparo de uma transição habilitada remove marcações dos lugares de entrada e adiciona marcações para cada lugar de saída, em quantidade igual aos pesos dos arcos que conectam as entradas e as saídas.

Todo esse processo de ativação e disparo de transições é ilustrado, como exemplo, na Figura 1, que representa a reação química $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ de seu estágio inicial (a) para seu estágio final (b) [12]. Cada marcação nos lugares p_1 e p_2 de (a) representa duas unidades das moléculas de H_2 e O_2 , respectivamente, suficientes para habilitar o disparo da transição t . Uma vez ativada essa transição, são consumidos recursos das entradas conforme o peso de cada arco, resultando na utilização de duas unidades de H_2 em p_1 e uma única de O_2 em p_2 . Delas, são produzidas duas moléculas de H_2O , depositadas no lugar de saída p_3 , como representado em (b). Esse processo conclui a ativação da transição t , que é desabilitada por ausência de recursos nas entradas (marcações de entrada não são suficientes considerando o peso do arco).

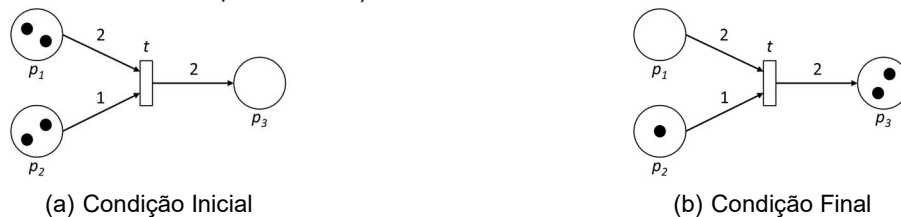


Figura 1 – Exemplo de simulação de uma Rede de Petri [12].

Apesar das qualidades gráficas e da simplicidade matemática das Redes de Petri, elas não são suficientes para representar adequadamente alguns tipos de eventos. Em especial, podem resultar em modelos complexos e de grande dimensão para processos caracterizados por terem o tempo ou a operação com diferentes tipos de dados e informações como principais características [15], comprometendo a qualidade da implementação e sua performance computacional. Dentre as funções que requerem essa representação, tem-se os comportamentos dinâmicos da proteção de distância, pela dependência de atrasos de tempo associados às ativações das zonas configuradas e pela manipulação de diferentes tipos de impedância de falta [15]. Assim, para bem representá-las, é necessário entender as representações de redes básicas, incluindo a representação de tempo e de classe de dados, o que é possível através das Redes de Petri Temporais Coloridas.

2.1.2 Redes de Petri temporais coloridas (CPTNs)

As Redes de Petri básicas, por mais versáteis que sejam, não conseguem representar os conceitos de duração temporal de processos e de operação e manipulação com diversos tipos de dados de maneira adequada, compacta ou computacionalmente eficiente. Para contornar essa limitação, então, sua extensão é proposta na forma de Redes de Petri Temporais Coloridas.

Nessa extensão, os lugares também representam estados e recursos do sistema, as transições os processos e eventos da rede, e as marcações os recursos e condições verdadeiras para a ocorrência [15, 16]. Porém, de modo distinto das redes básicas, os *tokens* das CPTNs podem possuir tipos específicos, associados a diferentes classes de dados, que podem ser especificamente tratados [16]. Esses objetos e dados são denominados *cores*, habilitando métodos de controle de fluxo e representação de processos complexos, em especial por serem limitadas, também, as quantidades e tipos de informações compatíveis com os lugares em qualquer ponto no tempo.

Também diferentemente das redes básicas, têm-se nas CPTNs a representação dos conceitos de tempo e de duração de processos. Nelas, o conceito de tempo está associado à adição de indicadores temporais, os *timestamps*, às marcações da rede [15, 16]. Esses *timestamps* representam os instantes em que determinados recursos ou informações (e, portanto, *tokens*) estão disponíveis para consumo por ativações das transições [15], correspondendo às janelas de tempo de duração dos processos por elas representados.

Como extensão das Redes de Petri básicas, as CPTNs preservam muitas propriedades e definições dessas redes, incluindo representações em grafo e matriciais. Sobretudo, a principal diferença está associada ao fluxo de marcações na representação, apesar de ambos removerem marcações dos lugares de entrada das transições e os

adicionarem as saídas, no caso de seu disparo [15]. Portanto, a principal diferença entre ambos está associada à habilitação e disparo das transições e na forma como esses processos transferem *tokens* na sua ativação.

A primeira diferença entre essas redes corresponde à substituição dos conceitos de peso de arcos por expressões e lógicas associadas às setas de fluxo nas CTPNs [15], que especificam os tipos de informações tratados e conduzidos por cada caminho do grafo. A segunda diferença está associada ao uso de expressões de *guarda* nas transições das CTPNs. As guardas são expressões booleanas que determinam a execução de uma transição: caso a guarda exista, o disparo da transição ocorrerá apenas se ela for avaliada como verdadeira, independentemente de requisitos de cores, avaliados separadamente. Elas tipicamente indicam a ocorrência do processo atrelado à transição [17].

A terceira diferença está associada ao estado da rede, aos lugares e sua capacidade de receber marcações. Nas CTPNs, diz-se que uma transição está habilitada se for possível encontrar em seus lugares de entrada todas as cores necessárias e se todas suas saídas tiverem condições de receber as marcações geradas [16]. A quarta diferença está associada às marcações temporizadas existentes. Como os *timestamps* indicam o instante em que os recursos estão disponíveis para utilização por outros processos, uma transição só poderá ser habilitada se o tempo corrente de simulação for igual ou superior ao maior instante de tempo dentre todas as marcações de entrada consumidas [15]. Dessa forma, resumem-se as condições de habilitação e disparo de transições em [17]:

- as marcações de entrada estão em quantidade e tipo suficientes conforme expressão de arco;
- a expressão de guarda é avaliada como verdadeira;
- a saída tem capacidade para receber os *tokens* gerados;
- o passo de simulação é maior ou igual ao maior *timestamp* dos recursos consumidos.

No caso de existirem múltiplos processos (e, portanto, transições) disputando os mesmos recursos (marcações), dispara-se aquele cujo tempo associado máximo é o menor [15]. Esse conjunto de características permite reproduzir sistemas muito mais complexos, pela existência de diversas ferramentas de controle de fluxo nas CTPNs, e de forma mais compacta pela melhor organização de dados por meio da aplicação de técnicas de programação orientada a objetos.

2.1.3 Representação da proteção de distância com CTPNs

Fundamentalmente, qualquer proteção do sistema elétrico pode ser descrita por um conjunto comum de etapas de atuação, que incluem desde sua sensibilização pelo evento de falha até a geração de sinais de operação caso as condições de atuação do IED sejam atendidas. Disso, traçam-se quatro etapas fundamentais para representação desse comportamento: (i) o equipamento está disponível e pode ser sensibilizado pela falta; (ii) o curto-circuito é detectado e a avaliação da proteção é executada; (iii) no caso de haver ativação de função de proteção, emite-se sinal de *trip* para os disjuntores associados; e (iv) tendo o comando sido enviado, o dispositivo retorna para o estado original de disponibilidade e aguarda novo evento. Todo esse processo, para uma proteção de distância, é representado por uma CTPN conforme a Figura 2, que exemplifica a atuação de uma proteção de distância configurada com três zonas diretas.

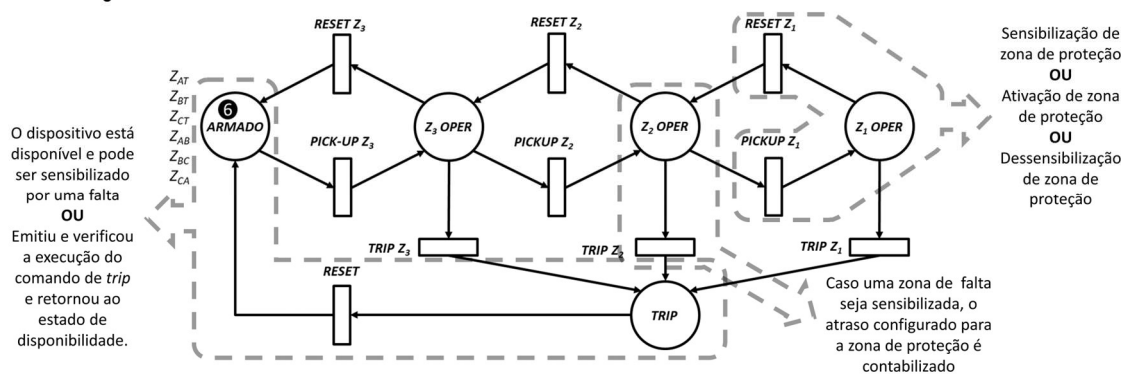


Figura 2 – Exemplo de CTPN com as etapas da operação da proteção de distância destacadas.

Nesse exemplo, todas as etapas da proteção de distância são representadas, destacando-se as partes correspondentes da CTPN responsável por representá-la. De modo geral, a atuação da proteção de distância, conforme Figura 2, pode ser dividida em três blocos funcionais que, quando combinados, descrevem o comportamento total do sistema. Cada um deles será brevemente comentado, sendo feita uma associação com as etapas da operação que pretendem reproduzir. O primeiro desses blocos corresponde aos processos de proteção disponíveis e a sua função de reabilitação logo após uma ativação e detecção de falha na rede. Nele, o lugar ARMADO corresponde ao estado de disponibilidade do IED para detecção de falhas, a transição RESET é responsável por reabilitar o sistema após a emissão de um comando de proteção, e o lugar TRIP representa o estado ativo de proteção pela emissão do comando de proteção. Nesse bloco, destaca-se a presença de seis *tokens* em ARMADO, representando os seis tipos de impedâncias de falta mensuradas pela proteção (AT, BT, CT, AB, BC e CA). Esses *tokens* são utilizados para manter a rastreabilidade do evento desencadeador de falta e permitir o tratamento de faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas com ou sem envolvimento de terra apenas por um único modelo. É essencial comentar que a função de guarda da transição RESET é responsável por detectar a abertura do disjuntor, o que é

feito por meio da comparação da magnitude dos fasores fundamentais de corrente com o limiar de 10 % dos valores pré-falta [18].

O segundo desses blocos corresponde à avaliação do atraso de tempo configurado para as zonas da proteção de distância, a partir do instante de sua ativação. Ele é composto pelo lugar ZX OPER, que indica a zona de proteção ativa, e a transição TRIP ZX, que contém o atraso de tempo configurado para a zona e transfere marcações para TRIP, indicando o comando de abertura dos disjuntores associados, no caso de ser violada a duração a ela configurada. Por fim, o último desses blocos corresponde à detecção de ativação de zona, à transição para o estado de zona de proteção ativa e seu *reset*, no caso da impedância de falta se mover para região externa à figura geométrica da zona de proteção no Diagrama R-X.

A transição PICK-UP ZX corresponde à etapa de ativação da proteção. Nela, uma expressão de guarda associando as equações paramétricas descritivas da zona de proteção no Diagrama R-X é avaliada, transferindo marcações para o lugar de ativação em caso verdadeiro, isto é, detecção de impedância de falta interna à região de sensibilização configurada para esse IED. Em oposição, RESET RX verifica se essa expressão é avaliada como falsa, para *reset* dessa ativação, tendo como guarda a expressão oposta a PICK-UP ZX. Por fim, tem-se ZX OPER, que indica qual impedância de falta está sensibilizando aquela zona da proteção.

Com a combinação desses blocos é possível representar diversos esquemas de proteção distintos, bastando seu encadeamento sequencial, conforme apresentado na Figura 2. Também é possível modificar essa rede para contar com funções adicionais da proteção de distância, como bloqueio [19]. Assim, é possível descrever o funcionamento lógico de diversas configurações de IEDs, garantindo generalidade para o modelo desenvolvido, enquanto se garante a correta representação das dinâmicas do sistema.

2.2 Avaliação da semelhança entre sinais

Em uma abordagem *model-based* é essencial que os resultados produzidos por simulações possam ser comparados com os sinais reais, em um processo que visa determinar quão semelhantes ou distintos são ambos. Neste trabalho, são duas as métricas utilizadas para comparação das formas de onda, com níveis de complexidade distintos, que são combinadas para produção de um resultado único de diagnóstico. A primeira dessas métricas está associada à determinação da diferença temporal absoluta entre as bordas de subida e/ou descida dos sinais reais e simulados com limiares de tempo configuráveis. A segunda métrica baseia-se no cálculo da correlação cruzada entre as formas de onda, correspondendo a uma operação matemática para determinação de um coeficiente de igualdade entre curvas fundamentado no deslocamento de tempo que deve ser aplicado a alguma delas para que as regiões de máxima semelhança entre elas se sobreponham. Ambas as técnicas são detalhadas a seguir, bem como a sua hierarquização e combinação para determinação do diagnóstico das operações da proteção de distância do sistema.

2.2.1 Diferença temporal absoluta

A forma mais simples de se determinar a igualdade entre dois sinais digitais de uma proteção corresponde à determinação das diferenças temporais absolutas entre ativações e desativações dos sinais reais e simulados e à comparação desses valores com um limiar especificado [18]. Essa tolerância corresponde ao valor máximo de desvio aceitável entre formas de onda para que elas sejam consideradas idênticas, sendo um valor configurável pelo usuário e ponderado por um coeficiente de erro n .

Esse coeficiente de erro n está associado à qualidade da modelagem do processo avaliado na representação dos eventos de interesse, variando conforme o sinal em diagnóstico. Sendo a ação diretamente responsável pela geração da forma de onda em avaliação diretamente representada no modelo de simulação, o erro atrelado ao processo é mínimo ($n = 1$) e, em caso contrário, ele dependerá do número de etapas não diretamente modeladas necessárias à produção do sinal considerado, contadas a partir do primeiro evento de proteção integralmente representado nos IEDs em simulação.

Sendo a tolerância (já multiplicada pelo fator de erro) respeitada, a diferença temporal absoluta entre sinais indica que as duas formas de onda em avaliação são idênticas e, portanto, o sinal simulado é igual e indistinguível do extraído de campo, permitindo diagnosticar o evento como correto. Em caso contrário, será necessário utilizar outros critérios para sua avaliação, que determinarão se o diagnóstico é correto ou incorreto. Para tanto, transforma-se essa diferença temporal em um valor numérico normalizado, permitindo sua utilização em cálculos mais complexos, comparações e como partes de outros critérios de avaliação de igualdade.

Assim, para normalizar o valor x da diferença temporal absoluta ao intervalo de zero a um, foi utilizada uma função customizada, baseada na sigmoide [20, 21], dada por:

$$f(x) = \frac{-2}{1 + e^{-30x}} + 2 \quad (1)$$

em que $f(x)$ é o valor normalizado de x . O uso do valor da diferença temporal absoluta permite reduzir a região de interesse da função (1) para valores positivos, resultando na curva da Figura 3. Ela é caracterizada por grande derivada para pequenas diferenças absolutas de tempo (de 0 até 0,1), tendo a zero para x superior a 0,1 e a unidade, em caso contrário.

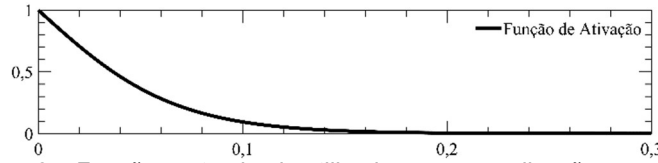


Figura 3 – Função customizada utilizada para normalização, com $x \geq 0$.

Essa função de normalização é capaz de garantir que pequenos desvios entre ativações e desativações dos sinais simulados sejam rápida e vigorosamente penalizados, permitindo que na principal faixa de interesse ($0 \leq x \leq 0,1$) as variações dos valores normalizados sejam significativas o suficiente para ser distinguíveis, simplificando sua separação e análise. Ainda, essa expressão consegue garantir que pequenos desvios produzam valores elevados (no caso ideal, de desvio zero – os sinais são iguais – o valor normalizado seria a unidade), permitindo sua utilização como indicativo de grande semelhança entre as curvas. Na situação contrária, de grandes desvios, o valor normalizado tende a zero, valor mínimo, servindo como indicativo de grande distância entre as bordas dos sinais (e, portanto, incorreto), não havendo interesse em classificar o quão distantes estariam as formas de onda.

Esse valor normalizado da diferença temporal absoluta recebe o nome de *displacement score* (DS) e indica um coeficiente numérico para comparação dos deslocamentos entre as bordas de sinais. Ele é utilizado para determinar a igualdade das curvas e o diagnóstico da operação, em conjunto com outros indicadores.

2.2.2 Correlação cruzada

Matematicamente, pode-se determinar quão semelhantes são duas formas de onda a partir do cálculo da correlação cruzada entre ambas. Ela quantifica o grau de semelhança entre as curvas com base no deslocamento temporal que deve ser aplicado a alguma delas para que as regiões de máxima similaridade entre elas se sobreponham [22, 23]. Assim, para dois sinais reais e contínuos $g(x)$ e $h(x)$, a correlação cruzada $f(x)$ é dada por:

$$f(x) = g \star h = \int_{-\infty}^{\infty} g(u - x)h(u) du \quad (2)$$

O valor normalizado dessa expressão é chamado de *similarity score* (SS) e pode ser utilizado como critério para avaliação da semelhança entre as formas de onda reais e simuladas. Valores próximos à unidade indicam sinais muito parecidos em forma, apontando para um diagnóstico correto das operações de proteção analisadas. Em contrapartida, valores próximos a zero indicam dissonância entre os dados reais e os de referência, apontando para comportamentos incorretos que devem gerar um resultado de diagnóstico desfavorável.

2.2.3 Semelhança entre curvas

O *displacement score* e o *similarity score*, quando combinados, compõem o critério de diagnóstico para o sistema no caso em que as diferenças temporais absolutas não são satisfeitas e a conclusão não pode ser obtida por uma determinação de igualdade entre os sinais. Para tanto, é necessário combiná-los em um único valor que é utilizado para classificar as atuações da proteção como corretas, suspeitas ou incorretas.

Nesse sentido, eles são utilizados para calcular uma pontuação final de diagnóstico para o IED, chamada de *assessment score* (AS), que é comparada com uma série de limiares configurados para diagnosticar as operações das proteções, conforme apresentado na Figura 4. Nessa figura, é descrita a hierarquização (em importância) das métricas de semelhança entre sinais e como estas são utilizadas para diagnóstico final do sistema.

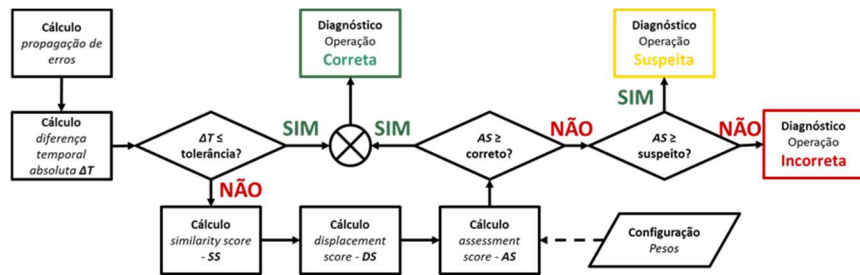


Figura 4 – Fluxograma para cálculo do assessment score.

O primeiro passo desse fluxograma corresponde à determinação dos erros propagados para cada sinal de interesse em avaliação, com o cálculo das diferenças temporais absolutas ΔT entre as formas de onda executado logo em sequência. O valor de ΔT é então comparado com o produto da tolerância configurada e do coeficiente de erro n e, caso seja inferior a esse limiar, a resposta é dita correta e nenhuma avaliação adicional precisa ser executada.

Caso as tolerâncias não sejam adequadamente respeitadas, a segunda etapa de avaliação será executada. Nela, é calculado o *similarity score* e o *displacement score* entre as formas de onda, que são combinados e normalizados ($0 - 1$) por um somatório ponderado com configurações e pesos determinados pelo usuário, dando origem ao *assessment score* para o sinal. Esse valor é utilizado em uma série de comparações, que determinam o diagnóstico final do sistema, na última etapa de avaliação.

Nessa etapa de avaliação, os valores de AS são comparados com dois intervalos de tolerância, previamente determinados. Eles especificam o sinal como correto (AS superior a essa configuração indica grande semelhança e

pequeno deslocamento temporal entre as formas de onda e, portanto, comportamento da proteção conforme esperado e estabelecido pelo modelo de referência), suspeito (AS inferior ao limiar de correto, mas superior àquele para operações suspeitas, indicando semelhanças consideráveis, porém inconclusivas, para diagnosticar o sinal) e incorreto (AS inferior ao suspeito, apontando grande diferença entre formas de onda e deslocamento temporal), determinando o diagnóstico final do sistema.

Uma vez diagnosticados os sinais individuais de uma proteção de distância, é possível também avaliar o comportamento global do IED considerado. Novamente, calcula-se uma média ponderada dos ASs de alguns sinais específicos do equipamento, especificamente aqueles diretamente modelados nas CTPNs – as ativações e desativações das zonas de proteção. Esse valor é, então, comparado com os limiares anteriormente estabelecidos para caracterizar as operações como corretas, incorretas ou suspeitas, finalmente diagnosticando, por comparação, a atuação global do dispositivo de proteção.

3.0 RESULTADOS

A combinação das técnicas descritas foi inicialmente validada, com sucesso, através de simulações da atuação de proteções de distância em um sistema simulado no software ATP (*Alternative Transients Program*) [24]. Em seguida, foram executados diagnósticos das operações da proteção de distância de eventos reais registrados na rede de transmissão de uma concessionária brasileira, em que também foram obtidos resultados positivos de avaliação. Um dos eventos reais avaliados é apresentado a seguir, ilustrando as capacidades da ferramenta desenvolvida.

O evento apresentado corresponde a um desligamento automático ocorrido devido a um curto-circuito monofásico envolvendo a fase C em uma linha de transmissão de 500 kV de circuito simples de uma transmissora. Ambas os terminais da linha tinham suas proteções configuradas em duas zonas de distância direta e uma reversa, todas do tipo mho, tendo sido especificada para emissão de comando de *trip* em qualquer ativação (de terra ou de fase) de zona 2.

Os resultados obtidos para alguns sinais relevantes de proteção são apresentados na Figura 5 para ambos os terminais da linha. Na figura, observa-se a grande concordância entre os resultados simulados pelo modelo desenvolvido e os dados extraídos de campo, majoritariamente dentro das tolerâncias de diferenças temporais, ilustradas pela região cinza nas bordas de subida e descida das formas de onda. A grande semelhança entre os sinais nos dois terminais da linha de transmissão permite classificar as operações de proteção como corretas, dado que os resultados de campo correspondem bem aos sinais de referência e ao comportamento nominal do sistema.

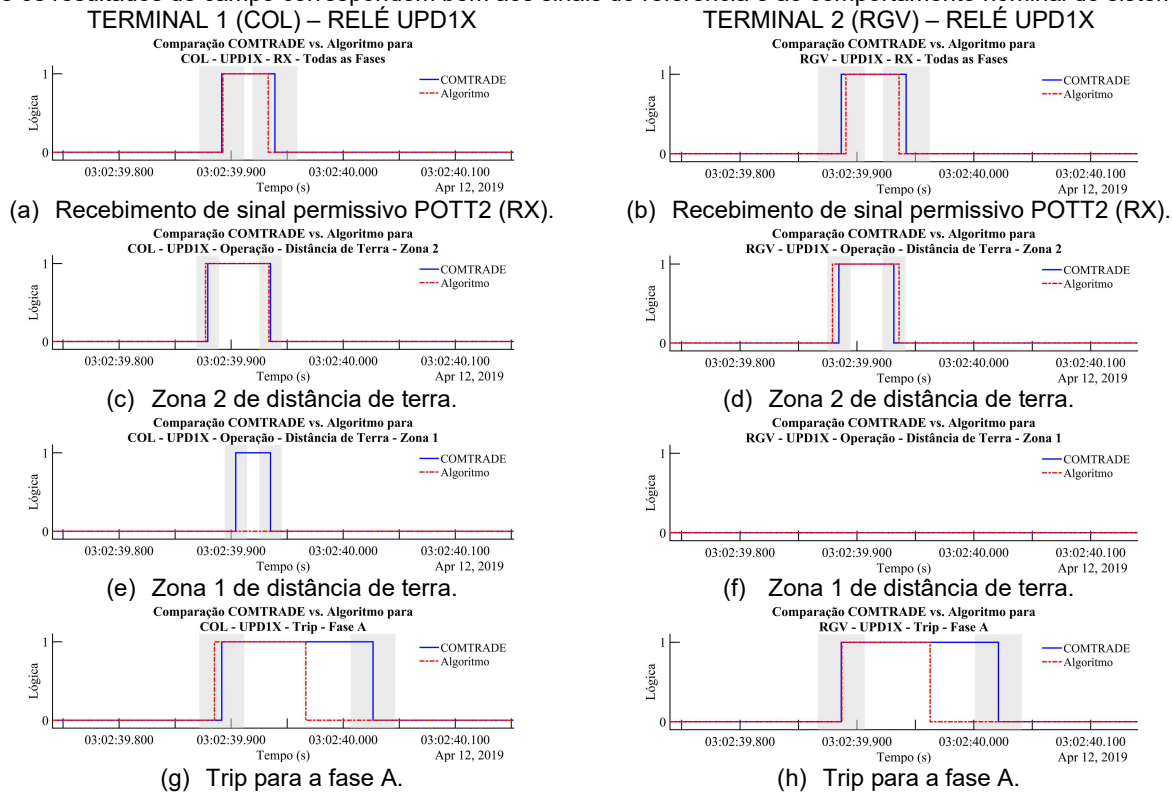


Figura 5 – Comparação entre a simulação do diagnóstico model-based e os dados extraídos de campo.

Nessa figura, as únicas diferenças notáveis entre as bordas de subida e/ou descidas para ambos os terminais da linha de transmissão está associada à borda de descida do sinal de *trip* na fase A (houve *trip* trifásico no evento), nos itens (g) e (h), e a ativação de zona 1 de distância de terra no terminal 1 da linha de transmissão, no

item (e). Isso se deve à maneira como é determinada a abertura do disjuntor na solução proposta e ao instante de interrupção da simulação (a simulação é interrompida assim que o comando de *trip* é emitido), respectivamente, o que não deve impactar no diagnóstico das proteções.

A grande semelhança entre as curvas é refletida nos *assessment scores* calculados para os sinais mais relevantes de operação da proteção para ambos os terminais da linha de transmissão, conforme ilustrado na Tabela 1. Nela, é possível verificar que, em todas as situações, os valores calculados são próximos à unidade, indicando comportamentos corretos das proteções para o evento, sendo a única exceção a ativação de distância de terra de zona no Terminal 1. Para esse sinal, o *assessment score* de zero está associado ao instante de interrupção da simulação, logo após a emissão do comando de *trip* provocada pela ativação da zona de terra 2 das proteções, que impede que o sinal de ativação de zona 1 seja considerado, dado que a simulação já foi encerrada. Isso faz com que os sinais simulados não encontrem correspondência nos resultados extraídos de campo, resultando em valor zero para seu *assessment score*.

Contudo, mesmo com essas diferenças entre simulações e resultados reais, é possível perceber que o resultado final de operação das proteções, determinado correto, não sofreu interferências, ilustrado pelos valores de AS próximos à unidade em ambos terminais da linha de transmissão. Esse comportamento ilustra a versatilidade e a robustez da solução proposta, dado que o sistema desenvolvido consegue adequadamente diagnosticar sinais mesmo nas situações em que diferenças significativas entre o comportamento modelado e o real existem, como o instante de interrupção de sinais de proteção. Isso também contribui para a generalidade da solução proposta, dado que o sistema é tolerante a variações nos parâmetros e configurações da rede, permitindo a avaliação de IEDs cujo modelo apresenta algumas diferenças em relação aos implementados na solução.

De modo geral, esse resultado, assim como os demais obtidos do diagnóstico para diferentes eventos de falta, ilustra a funcionalidade da solução proposta e a sua capacidade de gerar resultados corretos e consistentes.

Tabela 1 – Assessment scores calculados para os principais sinais da proteção de distância em ambos terminais da linha de transmissão.

Sinal	Condição	Similarity Score	Displacement Score	Assessment Score	Avaliação Final
Distância de Terra de Zona 1	Ativação	0,00	0,00	0,00	Incorreta
	Desativação	0,00	0,00	0,00	Incorreta
Distância de Fase de Zona 1	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Terra de Zona 2	Ativação	0,99	0,93	0,95	Correta
	Desativação	0,99	0,94	0,95	Correta
Distância de Fase de Zona 2	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Terra de Zona Reversa	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Fase de Zona Reversa	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Diagnóstico Global				0,96	Correto

Sinal	Condição	Similarity Score	Displacement Score	Assessment Score	Avaliação Final
Distância de Terra de Zona 1	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Fase de Zona 1	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Terra de Zona 2	Ativação	0,91	0,79	0,83	Correta
	Desativação	0,91	0,82	0,83	Correta
Distância de Fase de Zona 2	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Terra de Zona Reversa	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Distância de Fase de Zona Reversa	Ativação	1,00	1,00	1,00	Correta
	Desativação	1,00	1,00	1,00	Correta
Diagnóstico Global				0,99	Correto

(a) Assessment scores para o Terminal 1 (COL).

(b) Assessment scores para o Terminal 2 (RGV).

4.0 CONCLUSÕES

Uma abordagem *model-based* com raciocínios de consistência para diagnóstico das operações de proteção de distância em linhas de transmissão foi proposta e ilustrada. Essa abordagem utiliza um conjunto de técnicas de comparação de curvas baseadas no cálculo de correlação cruzada e diferenças temporais absolutas para avaliar a semelhança entre os sinais extraídos de campo e os gerados por um modelo de referência, que ilustra o comportamento correto e desejado para o sistema avaliado. Esse modelo de referência foi construído utilizando estimação fasorial por mínimos quadrados e Redes de Petri Temporais Coloridas, que conseguem representar adequadamente o comportamento estático e dinâmico das proteções de distância.

Essa técnica se mostrou eficiente para avaliação e diagnóstico de eventos reais, conforme ilustrado pelo exemplo apresentado, mesmo quando da existência de incertezas e variações entre o modelo implementado e os de campo. Esse comportamento ilustra a robustez da solução proposta e sua capacidade de generalização, condições essenciais para seu uso prático, bem como sua capacidade de avaliação granular de diversos sinais, como os de teleproteção e de esquemas de *trip* assistidos.

A solução proposta de diagnóstico de proteção foi homologada e está sendo integrada ao sistema de controle já existente de uma transmissora, onde se espera que gere resultados consistentes e confiáveis. Espera-se, também, que a abordagem desenvolvida possa gerar dados e insumos úteis para as atividades das equipes de engenharia, bem como ser aplicada em outras concessionárias e que contribua positivamente para a segurança e disponibilidade do sistema elétrico de potência nacional.

5.0 AGRADECIMENTOS

Esse trabalho é fruto do projeto de pesquisa e desenvolvimento "Metodologia e Ferramenta para Análise Automática de Ocorrências Utilizando Algoritmos de Aprendizado de Máquina", financiado pela Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) com recursos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor

de Energia Elétrica da ANEEL sob o registro PD-07130-0048/2019, tendo ficado a cargo da Concert Technologies S.A. a execução e coordenação do projeto.

6.0 REFERÊNCIAS

- [1] S. X. DING, Model-Based Fault Diagnosis Techniques: Design Schemes, Algorithms and Tools, 2 ed. ed., Springer, 2008.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, "Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição," em *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST*, 2020.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, "Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica," em *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST*, 2021.
- [4] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Submódulo 9.2 - Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração," em *Procedimentos de rede*, 2021.
- [5] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Submódulo 8.3 - Apuração mensal de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais," em *Procedimentos de rede*, 2021.
- [6] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Submódulo 3.10 - Estudos para segurança operacional elétrica," em *Procedimentos de rede*, 2021.
- [7] A. J. N. DA SILVA, Análise Organizacional de Acidentes de Trabalho no Setor de Distribuição de Energia Elétrica, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, 2015.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Histórico dos Indicadores de Qualidade: Parcela Variável e Adicional à RAP," [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=/asset_publisher/view_content&_101_returnToFullPageURL=/web/guest/busca&_101_assetEntryId=14472104&_101_type=content&_101_groupId=656823&_101_ur. [Acesso em 14 Abril 2021].
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica, Avaliação dos Resultados da Qualidade dos Serviço de Transmissão de Energi Elétrica, 2020.
- [10] I. MOZETIČ, "Model-based diagnosis: An overview," em *Advanced Topics in Artificial Intelligence*, Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 1992, p. 419–430.
- [11] E. M. Davidson, S. D. J. McArthur e J. R. McDonald, "A toolset for applying model-based reasoning techniques to diagnostics for power systems protection," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, nº 2, p. 680–687, 2003.
- [12] T. MURATA, "Petri nets: Properties, analysis and applications," *Proceedings of the IEEE*, vol. 77, nº 4, p. 541–580, 1989.
- [13] S. H. HOROWITZ e A. G. PHADKE, Power System Relaying, 4 ed., John Wiley & Sons, 2014.
- [14] M. S. SACHDEV e M. A. BARIBEAU, "A new algorithm for digital impedance relays," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-98, nº 6, p. 2232–2240, 1979.
- [15] W. M. P. v. d. AALST, "Interval timed coloured petri nets and their analysis," em *Application and Theory of Petri Nets*, Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 1993, p. 453–472.
- [16] K. JENSEN e L. M. KRISTENSEN, Coloured Petri Nets: Modelling and Validation of Concurrent Systems, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [17] H. e. a. ZHANG, "Simulation of colored time petri nets," em *2013 IEEE International Conference on Information and Automation (ICIA)*, 2013.
- [18] F. V. e. a. LOPES, "Methodology for protection performance evaluation on power transmission networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 332, p. 769–778, 2018.
- [19] C. ROMEIS, M. BILLER e J. JAEGER, "Use of petri-nets to describe and verify protection system models for time domain simulations," em *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 2014.
- [20] D. GRAUPE, Principles of Artificial Neural Networks, 3 ed., WORLD SCIENTIFIC, 2013.
- [21] J. HEATON, Introduction to the Math of Neural Networks, Heaton Research Inc., 2012.
- [22] R. BRACEWELL, The Fourier Transform & Its Applications, 3 ed., McGraw-Hill Science/Engineering/Math, 1999.
- [23] A. PAPOULIS, The Fourier Integral and Its Applications, Dover Publications Inc., 2018.
- [24] M. H. C. Bueno, Ferramenta Automática para Diagnóstico das Operações de Proteção de Distância em Linhas de Transmissão, Belo Horizonte: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2021.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) MATHEUS HENRIQUE COUTO BUENO

Matheus Henrique Couto Bueno é engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 2018. Tem o grau de mestre em engenharia elétrica pela UFMG, concedido em 2021 pelo estudo de sistemas de diagnóstico de proteção em linhas de transmissão. Trabalhou de 2017 a 2021 com Pesquisa e Desenvolvimento, atuando em diversos projetos no setor elétrico. Nesse período, trabalhou como desenvolvedor na Axxiom Tecnologias S.A. (2017-2020) e como engenheiro pesquisador na Concert Technologies S.A. (2020-2021). Atualmente é engenheiro de software na Cadence Design Systems.



(2) CYNTHIA WANICK VIEIRA

Gestora de Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Sênior na TAESA há 2 anos, possui experiência com gerenciamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento no âmbito da regulamentação ANEEL para o setor elétrico. Anteriormente trabalhou na Enel como Analista de Projetos de P&D por 6 anos. Formada em Engenharia Química pela UFRJ, possui Mestrado em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ e experiência em pesquisa no setor energético e meio ambiente.



(3) ALBERTO DE CONTI

Alberto De Conti possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Em 2006, atuou como pesquisador visitante na Universidade de Uppsala, Suécia. Desde 2009 é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG, ocupando atualmente a posição de Professor Associado e orientando trabalhos de mestrado e doutorado. Tem experiência na área de Sistemas de Energia Elétrica, atuando nos temas: transitórios eletromagnéticos, modelagem eletromagnética, descargas atmosféricas e compatibilidade eletromagnética. É autor ou coautor de mais de 150 artigos publicados em periódicos científicos e apresentados em congressos científicos, e de três capítulos de livro.