

Development of a New Methodology for Detection of High Impedance Faults for Using in Distribution Automatic Reclosers

J. Macedo Jr., J. Resende, C. Bissochi Jr., D. Carvalho, F. Castro, and H. da Silva

Abstract—This paper presents the preliminary results of a new methodology for detecting high impedance faults in distribution systems based on interharmonic signatures. The methodology involves incorporation of an interharmonic current analysis system into a conventional protection system, such as automatic reclosers. To check the functionality of the proposed methodology, the authors carried out field tests on different types of soil, involving instantaneous current waveform measurements during the occurrence of faults. The results suggest that the methodology, based on interharmonic currents produced by variations in electric arc length during the occurrence of high-impedance faults, shows great promise when it comes to detection of the disturbance.

Index Terms—Automatic Reclosers, FIR Filters, High Impedance Faults, Inter-harmonics, Protection systems.

I. INTRODUÇÃO

A DETECÇÃO de faltas de alta impedância (FAIs) tem sido um formidável desafio para os sistemas de distribuição de potência elétrica. Em geral, as FAIs estão associadas com os condutores primários da rede de distribuição, quando estes estão expostos a objetos como árvores, construções ou até o solo, no caso da ruptura de um condutor. Esse tipo de falta, de fato, não produz correntes suficientemente altas para a correta detecção de sobrecorrentes nos equipamentos de proteção, como no caso de rompimento de fusíveis, fechamento automático de religadores e seccionadoras. Nestas situações, em que as ocorrências de FAIs estão diretamente associadas com a ruptura de condutores energizados, a resultante da corrente da falta de alta impedância (FAI) não é suficientemente alta e o equipamento contra sobrecorrente, situado à montante da desta, não irá detectá-la.

Este trabalho teve apoio técnico e financeiro da distribuidora CEMIG, assim como da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

H. R. J. da Silva; Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 38900-702 Brasil (e-mail: rubensjacob08@hotmail.com).

J. R. Macedo Jr.; Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 38900-702 Brasil (e-mail: jrubens@ufu.br).

J. W. Resende; Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 38900-702 Brasil (e-mail: jwresende@ufu.br).

C. A. Bissochi Jr.; Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 38900-702 Brasil (e-mail: cabjunior@ufu.br).

D. Carvalho; Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 38900-702 Brasil (e-mail: daniel.carvalho@ufu.br).

F. C. Castro Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 38900-702 Brasil (e-mail: fernando@altriz.com.br).

Consequentemente, o condutor irá permanecer energizado no solo com tensões a partir de poucas centenas a várias dezenas de milhares de volts, colocando em risco as vidas de pessoas e animais [1-2].

Desde a década de 70, vários estudos foram conduzidos no intuito de se encontrar uma tecnologia adequada para a detecção de FAIs. Nestes estudos, cada qual com uma abordagem diferente para o problema, foram utilizadas as mais variadas de técnicas. Alguns desses estudos estão resumidos a seguir.

O trabalho apresentado por Aucoin e Russell [3] considera não somente as correntes de frequências harmônicas, mas também analisa aquelas correntes com frequências não-harmônicas. Contudo, devido às limitações tecnológicas existentes na época para a aquisição dos sinais, não foi possível a realização de medições reais nos sistemas de distribuição e os resultados apresentados foram somente qualitativos. Outras abordagens considerando-se a identificação de FAIs através de frequências harmônicas podem ser encontradas em [4], onde os autores consideram uma metodologia baseada em harmônicas de ordem par, assim como em [5], cuja metodologia proposta se concentra na análise das harmônicas de altas frequências.

Além das técnicas tradicionais, baseadas na análise de frequências harmônicas, alguns trabalhos [6-9] sugerem novas metodologias baseadas na Transformada Discreta de Wavelet para a detecção de FAIs. Embora as simulações computacionais tenham dado resultados, nenhuma aplicação prática foi implementada.

Ainda dentro da esfera das metodologias do processamento de sinais digitais, os trabalhos [10-13] sugerem técnicas baseadas em lógica difusa ou redes neurais, com o objetivo de minimizar as detecções de falsos sinais de FAIs que possuem características muito comuns de eventos nas redes de distribuição, como transitórios de chaveamentos, correntes de magnetização e variações normais de carga. Embora os resultados parecessem promissores, esses trabalhos estavam limitados somente às simulações computacionais. Novos algoritmos baseados em unidades de medição fasorial foram propostos em [14-15] para a detecção de FAIs, mas novamente estavam limitados às simulações em computador para suas validações. As propostas envolvendo metodologias baseadas em simulações computacionais não permitem uma avaliação completa dos resultados, como os obtidos em sistemas reais, devido principalmente ao grande número de variáveis externas que devem ser consideradas. Finalmente, o trabalho de [16], realizado pela Potomac Electric Power Company, mostrou os resultados da avaliação dos relés

universais General Electric F60 (com um sistema de detecção de FAIs embutido) em aproximadamente 280 alimentadores instalados por um período, em média, de dois anos. Os resultados mostraram uma taxa de sucesso de 58%. Apesar da grande quantidade de técnicas existentes para detecção de FAIs, este assunto continua sendo um desafio distinto para a distribuição de energia elétrica. Desta forma, o presente trabalho propõe uma nova metodologia, baseada inteiramente na análise de correntes inter-harmônicas, sendo que esta foi implementada em um sistema de proteção convencional. Tal metodologia traz como inovação a detecção de uma FAI por meio de sua assinatura inter-harmônica, presente numa faixa de frequências em torno da frequência fundamental, evitando o uso de lógicas para treinamento de redes neurais ou então a criação de equipamentos que devam ser alimentados com os mais variados tipos de comportamentos de FAIs, para que estes sejam utilizados em métodos de comparação inseridos em dispositivos de proteção, como os implementados pela Potomac Electric Power Company, no final da década de 70.

Para verificar a eficiência da metodologia proposta, vários testes foram realizados em um sistema de distribuição real, levando em consideração diferentes tipos de solo. No entanto, esclarece-se aqui que o objetivo deste trabalho é apresentar apenas a ideia e sua possível viabilidade para o uso prático. Como não existem dispositivos comerciais disponíveis com o hardware necessário para testar a metodologia proposta, um protótipo foi desenvolvido especificamente para os testes.

II. CONTEÚDO INTER-HARMÔNICO DA CORRENTE DE ARCOS ELÉTRICOS

A metodologia aqui proposta para detecção de FAIs é baseada principalmente na análise do comportamento das correntes inter-harmônicas associadas aos arcos elétricos. Em termos práticos, a origem das correntes inter-harmônicas está associada às variações aleatórias do arco elétrico durante o momento de ocorrência de uma FAI. Assim, quanto maior a amplitude dessas variações, maior será o conteúdo inter-harmônico associado à corrente que flui através do arco elétrico. Com o objetivo de demonstrar o impacto da variação do comprimento do arco elétrico no espectro de frequências da corrente de uma FAI, a Fig. 1 ilustra a característica V-I, que foi obtida por meio de um teste de campo construído especificamente para este fim, onde no qual, foi provocada uma FAI, sob uma tensão de 13,8 kV, em uma superfície de areia, tendo seus sinais de corrente e tensão sido adquiridos por transformadores de tensão e corrente conectados em estrela aterrado. Na mesma figura, têm-se o espectro de frequência da corrente da FAI nas vizinhanças da frequência fundamental, em três períodos distintos, cada um com duração de 1 segundo.

De acordo com os resultados apresentados na Fig. 1, notou-se que, apesar do efeito do espalhamento espectral, quanto maior a variação do comprimento do arco elétrico, maior o conteúdo inter-harmônico da corrente da FAI associada. No caso de FAIs, o arco elétrico de comprimento variável sempre ocorre, seja na ruptura do condutor sob carga (quando aplicável), ou no ponto de contato do condutor com qualquer superfície ou objeto. Assim, equipamentos de proteção que puderem identificar a assinatura do conteúdo inter-harmônico

de uma falta real associada a uma FAI, poderão ratificar a abordagem promissora da metodologia proposta na detecção deste distúrbio em sistemas de distribuição de energia elétrica.

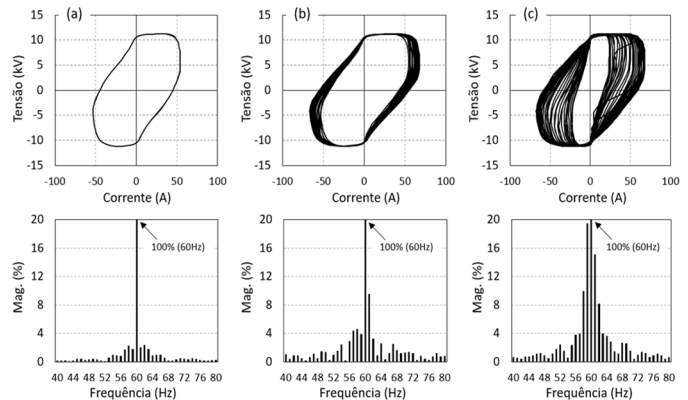


Fig. 1. A característica V-I e espectro de frequência da FAI (expresso em % da corrente fundamental), levando em consideração janelas de duração de 1 segundo, com: a) arco com comprimento estável, b) arco com comprimento levemente variável, c) arco com comprimento extremamente variável.

III. METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

A solução aqui proposta considera um sistema discreto de aquisição da corrente instantânea dos alimentadores de distribuição, prontamente implementado e incorporado como uma nova unidade de controle para aplicações em religadores automáticos. Para este propósito, a primeira tentativa foi a implementação da Transformada Discreta de Fourier (TDF) para quantificar o valor eficaz do conjunto de correntes inter-harmônicas situadas em duas faixas de frequências muito específicas: 40-56 Hz e 64-80 Hz, como mostrado na Fig. 2.

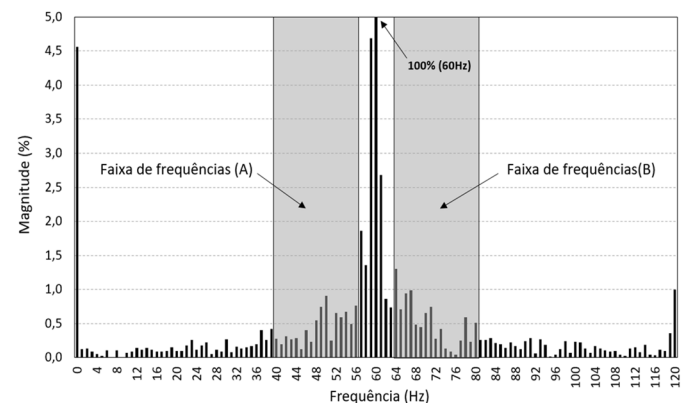


Fig. 2. Faixas de avaliação das frequências inter-harmônicas expressas em termos da amplitude da frequência fundamental.

A escolha das faixas de frequências baseou-se nas amplitudes das principais inter-harmônicas presentes na corrente quando da ocorrência de uma FAI. Em termos práticos, mesmo que frequências mais altas possam ser notadas, as frequências próximas à fundamental serão muito maiores em magnitude durante este tipo de fenômeno. Uma vez identificadas tais faixas de frequências para análise, o cálculo do valor eficaz para as correntes com as frequências inter-harmônicas de interesse foi realizado conforme (1).

$$IH = \sqrt{\sum_{k=40}^{56} i_{hk}^2 + \sum_{j=64}^{80} i_{hj}^2} \quad (1)$$

onde: IH = magnitude da raiz quadrada média das correntes inter-harmônicas nas faixas de frequência consideradas, expressa em termos da porcentagem da corrente fundamental; i_{hk} e i_{hj} = amplitude das componentes inter-harmônicas de corrente nas frequências k e j .

Para o propósito do trabalho aqui desenvolvido, a TDF foi aplicada considerando-se janelas de amostras para correntes instantâneas com duração de 60 ciclos, o que resultou em uma resolução de espectro de frequência de 1,0 Hz, conforme indicado em (2).

$$\Delta f = \frac{2\pi}{pT} = \frac{2\pi f}{p} = \frac{f_1}{p} = \frac{60}{60} = 1,0 \text{ Hz} \quad (2)$$

onde: Δf = resolução do espectro de frequências do sinal amostrado; T = período do sinal amostrado; p = número de ciclos para a janela amostral (60 amostras); f_1 = frequência fundamental do sinal (60 Hz).

Apesar da simplicidade do processo de cálculo para quantificar o índice IH , verificou-se que o efeito do espalhamento espectral, intrínseco à TDF, compromete significativamente a detecção das componentes inter-harmônicas. Isso acontece quando a presença de componentes inter-harmônicas distintas está associada a esse efeito e não à assinatura característica da FAI. O uso de janelas de ponderação para minimizar o efeito do espalhamento espectral também não se mostrou uma solução adequada, uma vez que essas janelas, por exemplo, a janela do tipo Hanning, que realiza um condicionamento do sinal analógico amostrado, antes de se aplicar a TDF, atenuam consideravelmente os componentes do espectro de frequências, dificultando sua medição correta.

Vários tipos de janelas de ponderação foram testados, mas nenhum deles apresentaram resultados satisfatórios, notadamente quando se lidou com as componentes inter-harmônicas de baixa amplitude. Devido a esse problema, a abordagem do projeto foi redirecionada para a aplicação de técnicas de filtragem de sinais digitais. Dentre estes, os filtros de resposta ao impulso finito (FIR) foram escolhidos para quantificar a energia do sinal filtrado para as faixas de frequência indicadas na Fig. 2. A quantidade de energia assim obtida levou a um novo índice IH , que quantificou o conjunto inter-harmônico de frequências que compunham o sinal da amostra atual. A Fig. 3 mostra o processo de filtragem de sinal da corrente instantânea.

Com base na Fig. 3 (a), o novo índice IH passou a ser considerado conforme indicado em (3) e (4):

$$E_{(A)} = \sum_{n=0}^{N-1} |x_A[n]|^2 \text{ e } E_{(B)} = \sum_{n=0}^{N-1} |x_B[n]|^2 \quad (3)$$

Resultando em,

$$IH = E_{(A)} + E_{(B)} \quad (4)$$

onde: $E(A)$ e $E(B)$ = energia do sinal filtrado nas faixas de frequências A e B, respectivamente, expressas em amperes; $x_A[n]$ e $x_B[n]$ = componentes de sinal filtrados; N = tamanho da amostra; IH = magnitude do índice inter-harmônico, expresso em amperes ou em termos da porcentagem da corrente fundamental.

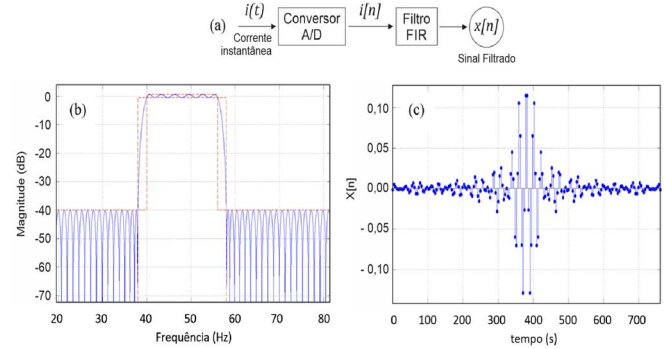


Fig. 3. Processo de filtragem do sinal amostrado: (a) Diagrama básico do processo de filtragem digital implementado, (b) Resposta de frequência do filtro FIR implementado para a primeira faixa de frequência, (c) Resposta da amostra unitária do filtro FIR implementado.

A Fig. 3 (b) ilustra a resposta em frequência do filtro FIR, implementado para a primeira faixa de frequências considerada (40 - 56 Hz) e a Fig.3 (c) mostra a resposta da amostra unitária do filtro FIR implementado.

Os mesmos resultados, como os ilustrados nas Figuras 3 (b) e 3 (c), são obtidos quando o filtro FIR é aplicado na segunda faixa de frequências considerada (64-80 Hz).

A utilização da técnica de filtragem digital mostrou-se mais adequada para a quantificação de componentes inter-harmônicos nas faixas de frequências consideradas, quando comparada ao processo de cálculo convencional utilizando a TDF. A Fig. 4 mostra uma comparação entre as metodologias testadas com alguns componentes inter-harmônicos introduzidos nas frequências de interesse em $t = 5,0$ s. As grandezas TDF, como também a energia do sinal filtrado, são expressas em termos da porcentagem da corrente fundamental.

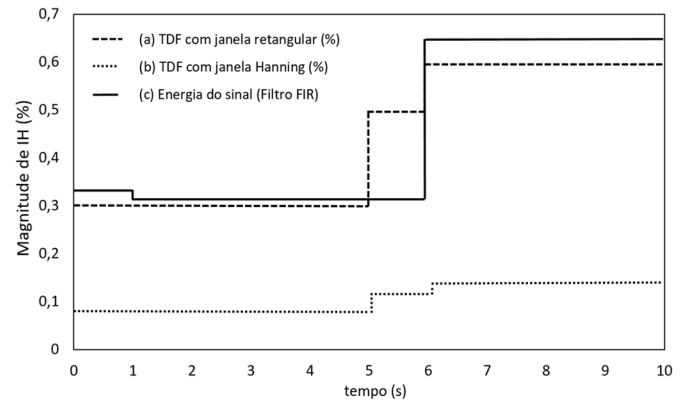


Fig. 4. Índice inter-harmônico (IH) considerado: (a) a aplicação da TDF com janela retangular, (b) a aplicação da TDF com janela de Hanning, (c) cálculo da energia do sinal obtido com o filtro FIR.

A metodologia proposta baseia-se no comportamento inter-

harmônico da corrente de arco elétrico fluindo para o solo no momento de ocorrência de uma FAI. Desta forma, quanto maior o número de pontos de contato, maiores as amplitudes das correntes inter-harmônicas que fluem para o solo (e “vistas” pelo protótipo desenvolvido). No entanto, em termos práticos, apenas alguns pontos do arco elétrico podem ser notados durante a ocorrência de uma FAI, qualquer que seja o tipo de solo existente. Dessa forma, o maior desafio da metodologia foi medir essas baixas amplitudes de corrente com uma precisão razoável. Tal desafio foi alcançado pelo uso de transformadores de corrente (TCs) com uma razão de transformação apropriada (120:1), onde as características construtivas destes TCs permitiram a obtenção da precisão requerida para o correto funcionamento do protótipo e também pela nova técnica de medição, que considera a energia de um “pacote de inter-harmônicas”, em vez das correntes individuais (em amperes), como apresentado nas equações (3) e (4).

Finalmente, com base na técnica de utilização de filtros FIR, as equações (3) e (4) foram aplicadas em janelas de amostras fixas com 1,0 segundo de duração, como ilustrado na Fig. 5. A cada segundo, um novo índice IH foi obtido, conforme demonstrado na Fig. 5 (a). Enquanto a Fig. 5 (b) ilustra a forma de se obter os valores dos índices deslizantes de IH de referência (IH_{REF}), que servirão de base para a comparação de cada índice IH calculado a cada novo segundo. Para identificação das FAIs, é necessário aguardar 1 minuto, após a inicialização do sistema, para se obter o primeiro valor de IH_{REF} .

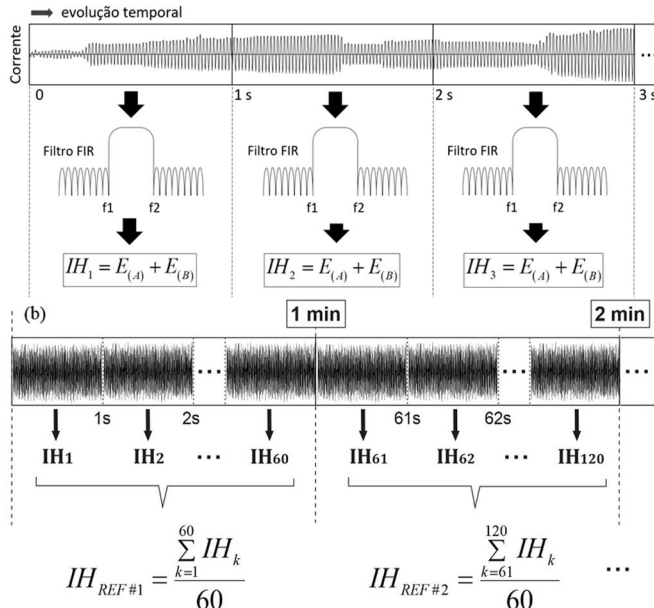


Fig. 5. Processo de implementação do filtro FIR: (a) Processo de cálculo do índice IH , (b) Processo de cálculo do índice deslizante IH_{REF} .

O uso de uma referência deslizante para o índice IH permite que eventuais suaves mudanças nos componentes inter-harmônicos da corrente de carga do circuito monitorado, em condições normais, minimize o risco da ocorrência de falsos positivos durante o processo de detecção de uma FAI. Tal controle pode ser parametrizado através de uma constante β aplicada ao índice IH_{REF} , conforme (5):

$$IH_k > \beta \times IH_{REF(k-1)} \quad (5)$$

Por meio de (5) é possível verificar que um aumento ou redução de β interferirá na sensibilidade da detecção da FAI, uma vez que para se satisfazer a condição de (5) o valor de IH_k deverá ser respectivamente maior ou menor se comparado com a condição de β unitário. Mais ainda, um atraso de tempo (Δt) também pode ser considerado após o disparo do sistema de monitoramento, de forma a retardar a atuação do sistema de proteção. Todos os resultados práticos mostrados neste estudo consideraram um valor unitário para a constante β e 1,0 segundo para Δt .

Após a definição e implementação da metodologia de identificação de FAIs, baseada na quantificação das correntes inter-harmônicas, foi implementado um protótipo do dispositivo de controle e este incorporado a um religador automático. Diversos ensaios foram realizados em um campo de testes de 13,8 kV, com diferentes tipos de solo, unicamente construídos para este fim.

IV. PROTÓTIPO DESENVOLVIDO

A Fig. 6 apresenta a unidade de controle desenvolvida para a identificação de FAIs, que foi utilizada em conjunto com o religador automático convencional.

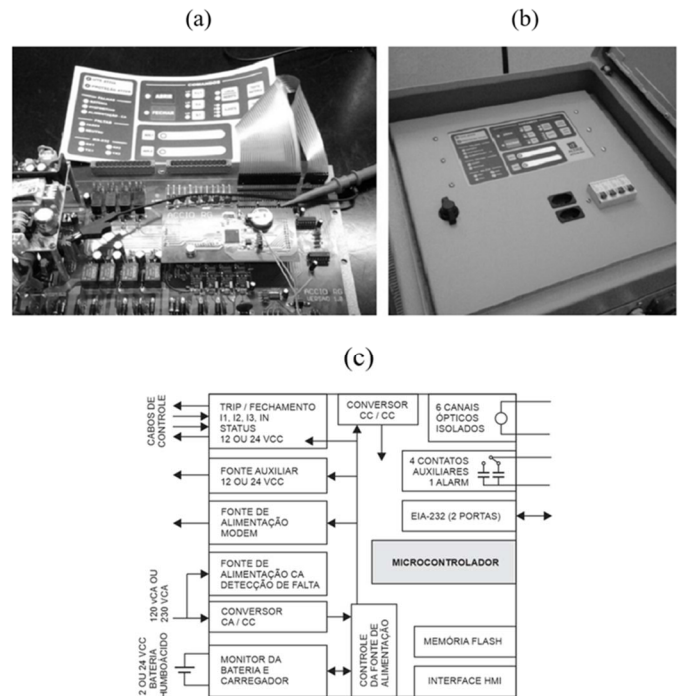


Fig. 6. Protótipo da unidade de controle desenvolvida: (a) Circuitos eletrônicos, (b) Frente do painel do protótipo desenvolvido, (c) Diagrama de blocos do protótipo desenvolvido.

O equipamento mostrado nas Fig. 6 (a) e Fig. 6 (b) foi desenvolvido usando o microcontrolador STM32F407, da família ARM Cortex-M4. Este microcontrolador possui três conversores AD de 12 bits, integrados com até 24 canais multiplex. A taxa de amostragem utilizada foi de apenas 12 amostras por ciclo, uma vez que as frequências alvo variavam quase com a frequência fundamental.

A corrente de cada fase foi amostrada por um conversor AD diferente, permitindo que as três fases fossem amostradas simultaneamente. O sensor adotado foi o sensor de efeito Hall ACS712, que foi escolhido devido ao seu baixo custo e, o mais importante, por não causar desalinhamento do sinal de entrada. A Fig. 6 (c) ilustra o diagrama de blocos do protótipo. Finalmente, devido às pequenas magnitudes das correntes inter-harmônicas em sistemas elétricos, os TCs originais do religador automático utilizado, cujas classes de proteção possuíam uma proporção de 1000:1, foram substituídos por TCs com relação nominal de 120:1.

V. TESTE DE CAMPO CONSIDERANDO-SE DIFERENTES TIPOS DE SOLOS

Para validar o protótipo desenvolvido, foi construído um campo de testes em média tensão (13,8 kV), utilizando diferentes tipos de solo. A Fig. 7 mostra o diagrama unifilar do campo de testes.

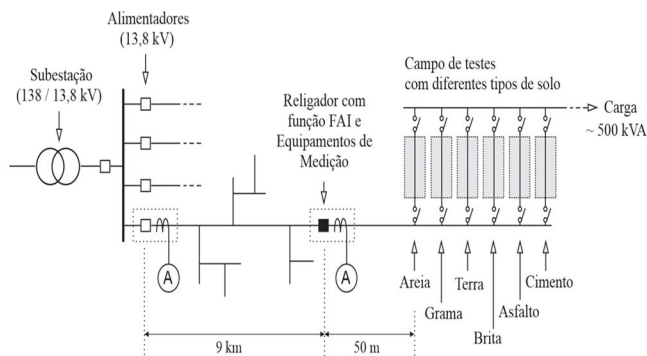


Fig. 7. Diagrama unifilar simplificado do sistema de distribuição e o campo de testes com diferentes tipos de solo.

Como pode ser visto na Fig.7, a rede a 13,8 kV cobre seis tipos de solo: areia, grama, argila, cascalho, asfalto e cimento. Além disso, dois dispositivos de medição, com sincronização GPS, foram conectados à rede, um no local dos testes de campo e outro na subestação de origem do alimentador que atende o campo de testes. Esses dois medidores são capazes de registrar as formas de onda atuais por longos períodos de tempo. A carga de aproximadamente 500 kVA refere-se a alguns edifícios administrativos pertencentes a serviços públicos.

É importante esclarecer que as grandezas de carga não afetam o comportamento inter-harmônico do arco elétrico fluindo para o solo durante uma FAI, uma vez que, conforme [18], tal comportamento não é influenciado pelo nível de curto-circuito do local. Assim, o desempenho da metodologia proposta não é comprometido, mesmo considerando-se as pequenas magnitudes das correntes de carga durante os testes de campo.

A Fig.8 (a) mostra uma fotografia do local dos testes de campo, destacando os detalhes das derivações da rede para cada tipo de solo, e a Fig.8 (b), mostra uma fotografia ilustrando o teste de campo em solo de cascalho.

Durante os testes, duas possibilidades foram consideradas: FAI tipo I [ver Figs. 9 (a) e 9 (b)] que não considera a ruptura do condutor e a interrupção da corrente de carga. Este tipo de FAI é muito comum em certas situações, por exemplo, onde

há contato de uma árvore com a rede de energia. Assim, como pode ser visto na Fig. 9 (b), a FAI começa a aumentar no momento em que o elemento de curto-circuito entra em contato com o condutor. Contudo, a FAI aqui classificada como FAI tipo II, como mostrado nas Figs. 9(c) e 9(d), é o tipo que possui a maior incidência dentro do sistema de distribuição de energia elétrica. Neste tipo de FAI, um dos condutores de linha se rompe e entra em contato com o solo. Além disso, como mostrado nas Figs. 9 (c) e 9 (d), a FAI do tipo II é caracterizada por uma sequência muito específica de eventos. Assim, no instante t_0 , um dos condutores de alimentação de média tensão se rompe fisicamente. No entanto, devido ao arco elétrico resultante, a corrente de linha será mantida até a extinção total do arco elétrico, que ocorreu no instante t_1 . Em seguida, o condutor toca o solo no instante t_2 e, a partir deste instante, surge a corrente da FAI e esta começa a aumentar. Resumindo, o período de tempo entre os instantes t_0 e t_2 é considerado como representativo do tempo total de queda do condutor, sendo este composto pelo período de tempo ($t_0 \rightarrow t_1$) com arco elétrico, e o período ($t_1 \rightarrow t_2$) sem arco elétrico.

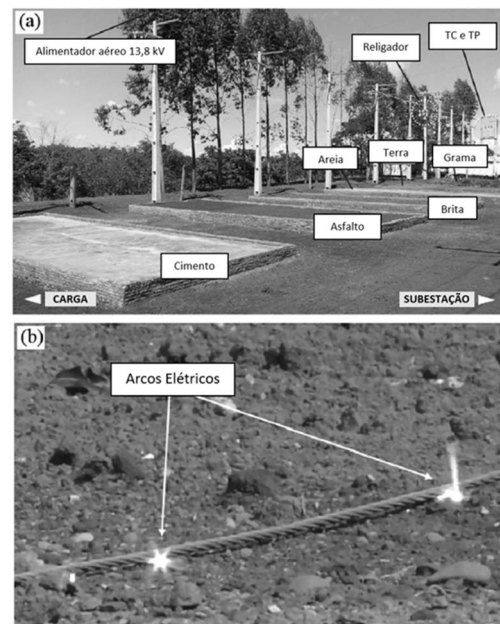


Fig. 8. Fotos ilustrando o campo de testes: (a) Vista geral do campo de testes, (b) Testes em solo de cascalho.

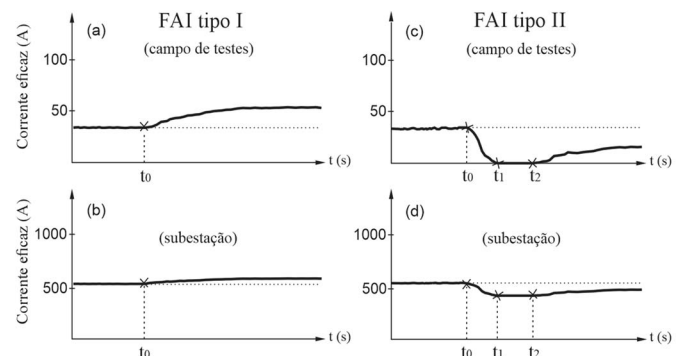


Fig. 9. Tipos de FAI: (a) FAI tipo I no ponto da falta, (b) FAI tipo I na subestação, (c) FAI tipo II no ponto de falta, (d) FAI tipo II na subestação.

VI. RESULTADOS

A Fig. 10 é uma ilustração prática dos procedimentos para os testes desenvolvidos. Mostra a evolução da corrente eficaz e instantânea de uma FAI tipo II, em solo argiloso [ver Figs. 10 (a) e 10 (b)], bem como o índice IH (expresso em % da corrente fundamental). Como pode ser visto na Fig.10 (c), a amplitude do índice IH começa a aumentar assim que o condutor rompido atinge o solo. Destaca-se na mesma figura que as magnitudes de IH são calculadas considerando as janelas fixas em 1,0 segundo e depois estas são comparadas com o último valor de referência disponível (IH_{REF}). Como pode ser observada, a evolução do índice IH apresenta um atraso de 1,0 segundo em relação à corrente instantânea.

Apesar da baixa magnitude do índice IH na subestação, conforme visto na Fig. 10 (c), é importante ressaltar que a metodologia proposta foi desenvolvida para uso em um novo dispositivo de proteção, a ser utilizado ao longo do alimentador, a fim de minimizar o número de clientes afetados por uma indisponibilidade individual.

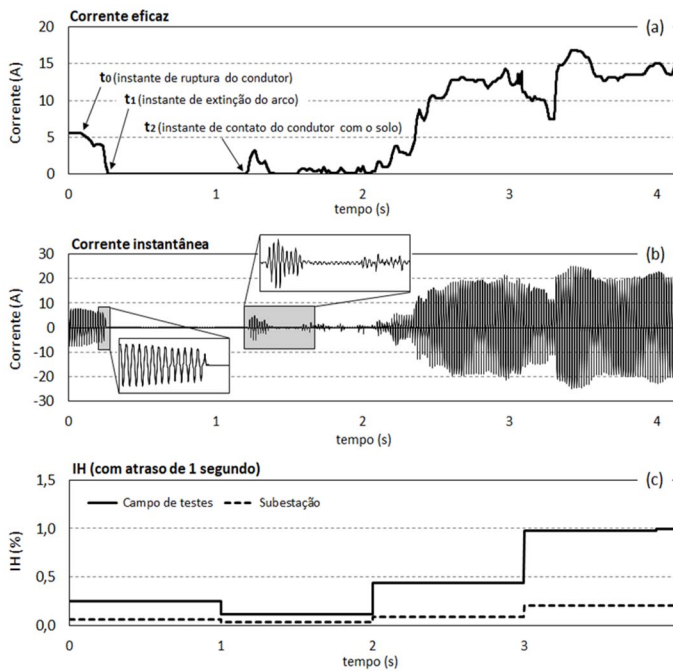


Fig. 10. Resultados para uma FAI tipo II em solo argiloso: (a) Corrente eficaz no teste de campo, (b) Corrente instantânea no teste de campo, (c) Índice IH no teste de campo e na subestação.

A Fig. 11 apresenta os resultados obtidos em vários testes, considerando as FAIs para diferentes tipos de solo, onde o índice IH é expresso em % da corrente fundamental.

Esta mesma figura mostra que o instante de tempo para a abertura do religador varia de teste para teste. No caso da FAI em solo asfáltico, por exemplo, o tempo necessário para o acionamento do religador de acordo com a evolução do IH foi de aproximadamente 17,0 segundos. Comportamento semelhante foi observado no caso da FAI em solo arenoso, para o qual o tempo necessário para o acionamento do religador foi de aproximadamente 15,0 segundos. Isso ocorreu devido ao fato dos solos de areia e asfalto serem bons isolantes. No presente caso, para estes dois tipos específicos de solo, pequenos arcos elétricos formados entre o condutor e

o solo aumentaram a intensidade da corrente mais lentamente.

Em todos os casos estudados, o religador foi acionado com base na evolução do índice IH . Ressalta-se aqui que nenhum dos dispositivos de proteção convencionais, a montante do campo de testes, foram acionados durante os testes realizados, nem mesmo aqueles situados imediatamente antes do local dos testes.

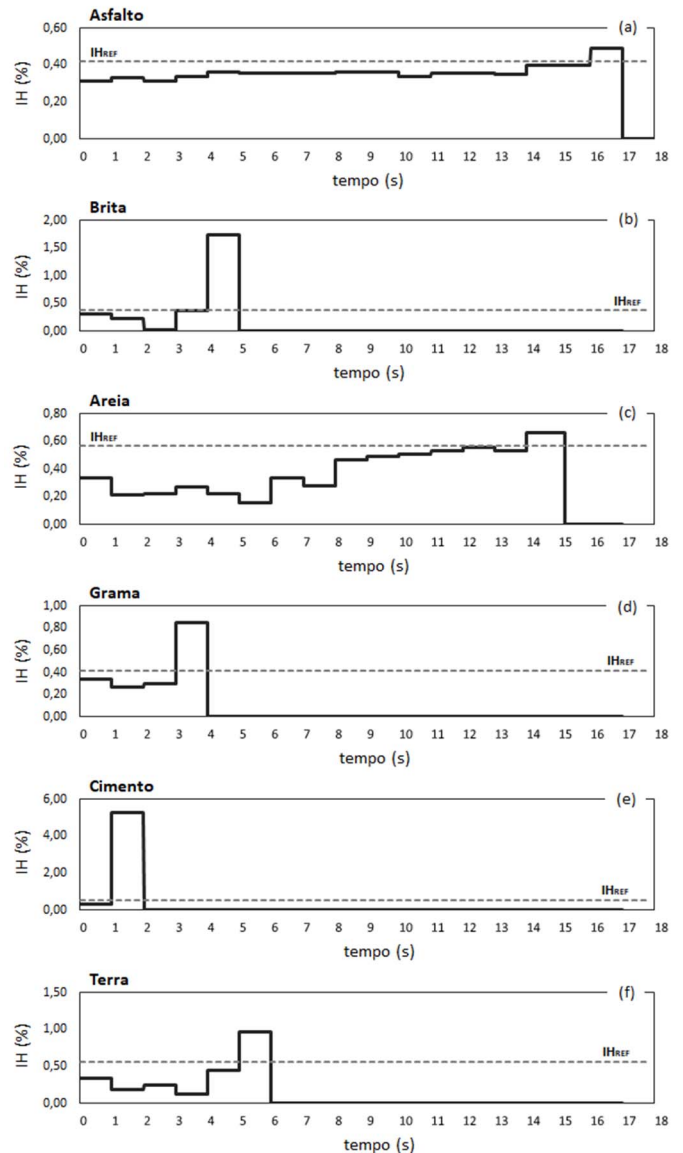


Fig. 11. Evolução do índice IH até a abertura do religador FAIs em seis diferentes tipos de solo ($t = 0s$ indica o tempo em que o condutor foi rompido e o IH_{REF} é o último valor de referência disponível para o índice IH).

A Tabela 1 apresenta os valores eficazes máximos registrados para a corrente de cada FAI, de acordo com o tipo de solo ensaiado, antes da abertura do religador. Ressalta-se que para todos os ensaios realizados foram consideradas FAIs do tipo II.

Finalmente, é importante destacar que a evolução física do arco elétrico durante uma FAI (e suas correntes inter-harmônicas relacionadas) é bastante diferente das correntes geradas por outras fontes elétricas como, por exemplo, as máquinas de solda.

TABELA I
NÍVEIS DE CORRENTE DE CADA FAI PARA DIFERENTES TIPOS DE SOLO EM UM SISTEMA DE 13,8 kV

Tipo de solo	Máxima corrente rms (A)
Cimento	25.28
Asfalto	12.54
Cascalho	10.51
Areia seca	4.67
Areia molhada	7.83
Argila seca	16.78
Argila molhada	25.24
Gramma seca	26.13
Gramma molhada	34.07

No caso das FAIs, a evolução dos arcos elétricos fornece um crescimento contínuo das amplitudes das correntes inter-harmônicas relacionadas, conforme observado na Fig. 12, que compara a evolução do índice IH durante três situações diferentes durante os testes de campo: condição normal, operação da máquina de solda e ocorrência de uma FAI.

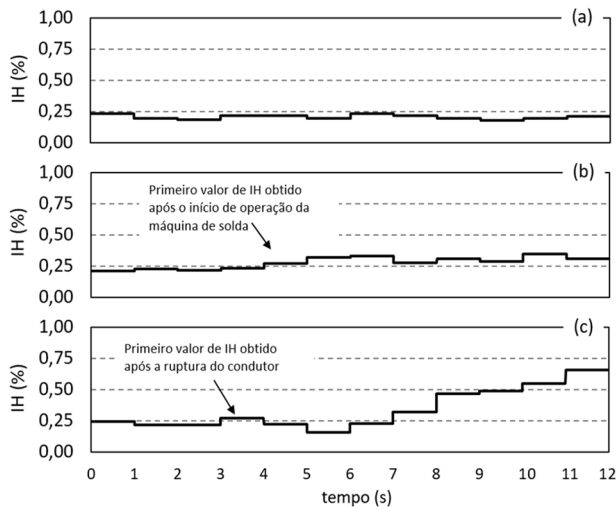


Fig. 12. Resultados obtidos no campo de testes para diferentes condições de operação: (a) Evolução do índice IH no teste de campo em condições normais, (b) Evolução do índice IH no teste de campo durante a operação da máquina de solda (conectada no lado de baixa tensão), (c) Evolução do índice IH no teste de campo durante uma FAI em solo arenoso.

VII. CONCLUSÃO

Este trabalho demonstrou que identificar FAIs através da análise do conteúdo inter-harmônico, associado a arcos elétricos de comprimento variável, é uma técnica promissora para resolver o velho problema que assola os sistemas de distribuição de energia elétrica.

Dessa forma, uma metodologia baseada na quantificação de correntes com frequências inter-harmônicas, imediatamente adjacentes à frequência fundamental, foi desenvolvida e a mesma apresentada aqui. Tais correntes inter-harmônicas aparecem devido às variações do comprimento dos arcos elétricos associados às FAIs. Um campo de testes, com uma rede de média tensão e com vários tipos de solo, foi construído especificamente para validar o protótipo de detecção desenvolvido.

Finalmente, os resultados preliminares foram considerados promissores, pois, os ensaios realizados comprovaram a funcionalidade da metodologia proposta, uma vez que esta

permitiu a detecção e operação correta do dispositivo de proteção, nos diversos testes realizados sob a influência de várias FAIs, em diferentes tipos de solo. Contudo, há a necessidade de avaliações adicionais envolvendo testes de segurança para avaliar a possibilidade de falsas operações do sistema de proteção desenvolvido, uma vez que durante os ensaios não foram realizadas manobras envolvendo energização de transformadores, queima de elos fusíveis e energização de banco de capacitores, cujos efeitos podem desenvolver uma assinatura inter-harmônica semelhante a uma FAI real, no entanto, com uma duração bem menor.

REFERÊNCIAS

- [1] Vico, J., Adamiak, M., Wester, C., Kulshrestha, A. "High impedance fault detection on rural electric distribution systems". IEEE Rural Electric Power Conference (REPC). Orlando - FL, USA, 2010, pp. B3 - B3-8.
- [2] A. E. Emanuel, D. Cyganski, J. A. Orr, S. Shiller, E. M. Gulachenski. "High impedance fault arcing on sandy soil in 15 kV distribution feeders: contributions to the evaluation of the low frequency spectrum". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, No. 2, 1990, pp. 676-683.
- [3] Aucoin, M., Russell, B. D. "Detection of Distribution High Impedance Faults Using Burst Noise Signals near 60 Hz". IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 2, Issue 2, 1987, pp. 342-348.
- [4] Wook Hyun Kwon, Gi Wen Lee, Young Moon Park, Man Chul Yoon, Myeong Ho Yoo. "High impedance fault detection utilizing incremental variance of normalized even order harmonic power". IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 6, Issue 2, pp. 557-564.
- [5] Aucoin, B. Mike, Russell, B. D. "Distribution High Impedance Fault Detection Utilizing High Frequency Current Components". IEEE Power Engineering Review, Volume PER-2, Issue 6, 1982, pp. 46-47.
- [6] Ali, M. S., Bakar, A. H. A., Mokhlis, H., Aroff, H., Illias, H. A., Aman, M. M. "High impedance fault localization in a distribution network using the discrete wavelet transform". IEEE International Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO), Melaka, Malaysia, 2012, pp. 349-354.
- [7] Abohagar, A. A., Mustafa, M. W. "Back propagation neural network aided wavelet transform for high impedance fault detection and faulty phase selection". IEEE International Conference on Power and Energy (PECon). Kota Kinabalu, Malaysia, 2012, pp. 790-795.
- [8] Lai, T. M., Lo, W. C., To, W. M., Lam, K. H. "RMS percent of wavelet transform for the detection of stochastic high impedance faults". IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). Hong Kong, China, 2012, pp. 823-828.
- [9] Kannam, A. N., Rathinam, A. "High Impedance Fault classification using Wavelet transform and Artificial Neural Network". Fourth International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), 2012, Mathura, India, Nov. 2012, pp. 831-837.
- [10] Jota, F. G., Jota, P. R. S. "High-impedance fault identification using a fuzzy reasoning system". IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Volume: 145, Issue: 6, Nov. 1998, pp. 656-661.
- [11] Haghifam, M., Sedighi, A. R., Malik, O. P. "Development of a fuzzy inference system based on genetic algorithm for high-impedance fault detection". IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 153, Issue 3, 2006, pp. 359-367.
- [12] Etemadi, A. H., Sanaye-Pasand, M. "High-impedance fault detection using multi-resolution signal decomposition and adaptive neural fuzzy inference system". IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 2, Issue 1, 2008, pp. 110-118.
- [13] Nikoofekr, I., Sarlak, M., Shahrtash, S. M. "Detection and classification of high impedance faults in power distribution networks using ART neural networks". 21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). Mashhad, Iran, 2013, pp. 1-6.
- [14] Zanjani, M. G. M., Kargar, H. K., Zanjani, M. G. M. "High impedance fault detection of distribution network by phasor measurement units". Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC). Tehran, Iran. 2012, pp. 1-5.

- [15] Zanjani, M. G. M., Karegar, H. K., Niaki, H. A. "Application of PMUs for high impedance fault detection of distribution network by considering effect of transformer vector group". 18th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC), Kermanshah, April 2013, pp. 1-7.
- [16] Depew, A.C., Parsick, J.M., Dempsey, R.W., Benner, C.L., Russell, B.D., Adamiak, M.G. "Field experience with high-impedance fault detection relays". IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, TX, 2006, pp. 868-873.
- [17] Tayjasanant, T.; Xu, Wilsun; Li, Chun. "Interharmonics: basic concepts and techniques for their detection and measurement". Electric Power Systems Research – EPRI, Volume 66, Issue 1, July 2003, pp. 39-48.
- [18] IEEE. "Detection of Downed Conductors on Utility Distribution Systems", IEEE Tutorial Course, course text 90EH0310.3.PWR, 1989.



José Rubens Macedo Jr., graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1997), mestrado pela mesma instituição (2002) e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo (2009). Desenvolveu seu pós-doutorado no Worcester Polytechnic Institute, Massachusetts, Estados Unidos (2015).

Atualmente é professor da Faculdade de Engenharia Elétrica junto à Universidade Federal de Uberlândia (UFU) e coordenador do Laboratório de Distribuição de Energia Elétrica (LADEE).



José Wilson Resende, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1975), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (1979) e doutorado (Ph.D.) em Engenharia Elétrica - University of Aberdeen, Escócia (1986). Tornou-se professor titular da Universidade Federal de Uberlândia a

partir de 1986. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica e Proteção de Sistemas Elétricos.

Desde 2002 tem participado de diversos projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) realizados entre a UFU e diversas empresas concessionárias de energia (Escelsa, Enersul, Eletropaulo, CEB, Bandeirante Energia e CEMIG).



Carlos Augusto Bissochi Jr., doutor em Eletrônica de Potência pela Universidade Federal de Uberlândia em 2003. Em 1997, finalizou o mestrado em Acionamento e Controle de Máquinas Elétricas, também pela Universidade Federal de Uberlândia. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, no ano de 1994.

Atua na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Controle e Automação. Atualmente é professor Associado III e coordenador do Núcleo de Pesquisa em Controle e Automação na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.



Daniel Pereira de Carvalho, professor do curso de Controle e Automação da Universidade Federal de Uberlândia. Concluiu o doutorado pelo programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia no Laboratório de Máquinas e Aterramentos Elétricos. Concluiu o mestrado também pelo programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia no Laboratório de Acionamentos Eletrônicos. Realizou curso de Especialização em Engenharia Ferroviária pela PUC-Minas. Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica em 2006 na Universidade Federal de Uberlândia.



Fernando Cordeiro de Castro, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2006) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2009). Atualmente é professor da Escola Superior de Administração Marketing e Comunicação e engenheiro de sistemas embarcados -

Altriz Indústria e Comércio de Equipamentos Eletrônicos e professor de Sistemas Elétricos e Eletrônicos.



Rubens Jacob da Silva, é engenheiro eletricista (2015) pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Atualmente, é mestrando na mesma instituição e Analista de Regulação Técnica no Grupo Energisa.