



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GDS/19

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

**GRUPO X
GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GDS)**

MODELO DE UM SISTEMA PREDITIVO DE OCORRÊNCIA DE FALTA

Cristina Y. K. O. Adorni (*) **Luis F. N. Passos** **Bruno B. Machado** **Carlos A. F. Murari** **Marcos A. M. S. Junior**
FITec **FITec** **UNICAMP-FEEC** **UNICAMP-FEEC** **CELG D**

RESUMO

Neste artigo é proposto um sistema preditivo de ocorrência de falta em redes elétricas que, através de diferentes técnicas matemáticas, processa as informações contidas nas oscilografias provenientes dos ativos de uma concessionária de energia elétrica, como p.ex. os relés de proteção, auxiliando na mitigação, manutenção e caracterização de falhas. Trata-se de um sistema de apoio à tomada de decisão através de um processo automático de detecção prematura de falhas que identifica um comportamento incipiente e prevê a falha iminente, possibilitando a identificação e análise mais rápida de possíveis falhas na rede.

PALAVRAS-CHAVE

Análise Oscilográfica, Detecção Preditiva, Falhas Incipientes, Predição de Falhas, Redes Elétricas.

1.0 - INTRODUÇÃO

Decorrentes de maus contatos, da deterioração da isolação e de uma gradual degradação, falhas incipientes que ocorrem de forma intermitente, podem potencialmente levar a uma interrupção no fornecimento de energia elétrica. Em geral, as tecnologias de controle e proteção empregadas em sistemas de transmissão e distribuição são incapazes de detectar e identificar essas falhas prematuras. Entretanto, a detecção dessas falhas numa fase precoce ajuda a evitar interrupções inesperadas, que afetam diretamente a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia com subsequente perda de receitas.

As análises das formas de onda contidas nas oscilografias provenientes dos ativos de uma concessionária de energia elétrica, como p.ex. os relés de proteção, possibilitam a antecipação de faltas informando as concessionárias de energia sobre as condições e estado dos componentes individuais dos seus sistemas (maior conhecimento da situação da rede), que caso fossem desprezados ou mesmo despercebidos, poderiam resultar em desligamentos e problemas na qualidade de energia.

Do ponto de vista de uma concessionária, interrupções de curta ou de longa duração afetam diretamente os indicadores de qualidade de serviço como DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), DRP (índice de duração relativa da transgressão para tensão precária) e DRC (índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica), resultando em elevados custos operacionais (1).

Neste artigo apresenta-se um método para a detecção de faltas incipientes que faz uso dos ativos existentes em uma concessionária de energia elétrica, cujas informações são processadas por diferentes técnicas matemáticas (transformada wavelet, componentes simétricas, teste de Laplace, etc.).

2.0 - FUNDAMENTAÇÃO

Em (2) é destacado que a análise da tensão e da corrente registradas em oscilógrafos é uma das ferramentas mais importantes para a discriminação de eventos em redes elétricas. Tal análise proporciona uma base para processos de mitigação, manutenção e caracterização de falhas, resultando em um sistema de apoio para a tomada de decisão através de um processo automático de detecção que possibilita a identificação e análise mais rápida de possíveis falhas na rede. O registro de eventos por meio de oscilógrafos também é importante em uma rede de distribuição inteligente, pois um processo automático de detecção pode possibilitar a identificação e análise mais rápida de falhas na rede, apoiando o processo de tomada de decisão por engenheiros de operação. São comparados métodos de estimação espectral tais como modelos auto regressivos e filtro de *Kalman* e também uma técnica de aprendizado de máquina baseada em “*Support Vector Data Description*” (SVDD) e “*Discrete Wavelet Transform*” (DWT), seguindo a ideia do “*Support Vector Machines*” (SVM) proposto em (3) e os métodos de segmentação propostos em (4). Foi proposta uma nova abordagem para a detecção de eventos em sistemas elétricos de potência combinando DWT e SVDD que resultou em um bom desempenho para a segmentação automática quando comparado às técnicas até então utilizadas.

Em uma metodologia baseada em sistema especialista, desenvolvida na *Texas A&M University* (5), são utilizados dados semelhantes aos monitorados por dispositivos de proteção para detectar algum comportamento anormal no sistema de distribuição e localizar a sua fonte e dessa forma, através de manutenção preventiva avalia-se a condição do componente detectado como possível origem de falha de modo que qualquer ação corretiva requerida possa ser planejada com menor impacto financeiro.

Através da análise multi-resolução pode-se decompor uma forma de onda em diferentes níveis de resolução, via combinação de funções escalas e funções *wavelets* com seus respectivos coeficientes de tal modo que quaisquer alterações na forma de onda podem ser detectadas e localizadas no tempo, devido às mudanças nas magnitudes desses coeficientes, proporcionando às empresas do setor elétrico informações práticas sobre falhas incipientes, pré-falhas e outras operações irregulares, favorecendo o conhecimento da situação global de cada empresa e melhorando a respectiva eficiência operacional.

Em (6) é apresentada uma revisão abrangente sobre as aplicações de técnicas de processamento de sinais digitais, técnicas de inteligência artificial e técnicas de otimização utilizadas na classificação dos distúrbios associados à qualidade de energia. Os autores destacam que na literatura, encontram-se diferentes técnicas de processamento de sinais digitais para fins de extração de características que levem às classificações acima citadas: Transformada de *Fourier* Discreta (TFD); Transformada de *Fourier* Rápida (TFR); Transformada *Wavelet* (TW); Transformada *Stockwell* (TS); Transformada *Gabor* (TG); Função de Distribuição *Wigner* (FDW) e híbridos destas técnicas.

É comentado que a Transformada de *Fourier* (TF) é a mais comumente utilizada dentre as técnicas de processamento de sinal existentes para analisar sinais periódicos estacionários. No entanto, as perturbações associadas à qualidade de energia, em sua maioria, são não estacionárias e de natureza transitória como ocorre durante afundamentos ou elevações da tensão e na presença de harmônicos. Nesses casos a TF clássica não é adequada porque fornece informações apenas sobre as frequências dos componentes de um sinal, mas não fornece qualquer informação sobre a localização temporal (espacial) destes componentes.

Para a TFR não existe o inconveniente da resolução tempo-frequência, podendo ser aplicada para a análise de sinais não estacionários. A TFR opera em um tamanho de janela fixa e concentra-se sobre certo período de tempo, o que possibilita localizar as variações na magnitude da grandeza bem como tratamento mais adequado dos harmônicos eventualmente existentes. Porém, a largura fixa da janela não fornece uma boa resolução de tempo-frequência o que prejudica a aplicação da TFR para sinais transitórios com mudanças rápidas.

A TW ultrapassa o problema da resolução tempo-frequência através de uma abordagem de análise tempo-frequência alternativa conhecida como Análise Multi-Resolução (AMR). Via AMR, o sinal é decomposto em diferentes componentes de frequência, onde cada componente é analisada com uma resolução associada à sua escala. O sinal distorcido é detectado e decomposto no tempo e na frequência simultaneamente sendo a decomposição feita através de várias bandas de frequência ao invés de um número discreto de componentes de frequência como através da TF. A característica de multi-resolução em tempo e frequência via TW, facilita a detecção de características físicas relevantes em sinais transitórios para fins de identificar a fonte do transitório.

3.0 - DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PREDITIVO

Nesta seção é descrito o sistema preditivo de ocorrência de faltas em redes elétricas que por diferentes técnicas matemáticas analisa as oscilografias provenientes dos ativos de uma concessionária de energia elétrica, como p.ex. os relés de proteção, identificando o comportamento das tensões e correntes e possibilitando a detecção de faltas incipientes.

3.1 Algoritmo – especificação e indicadores

A abordagem proposta é a de monitoração baseada em indicadores que podem ser extraídos a partir dos dados de oscilografia, possibilitando identificar de forma precoce situações de comprometimento da qualidade e de possíveis falhas incipientes. A partir dos dados de oscilografia, são realizados vários cálculos com a aplicação de técnicas tais como TW e TFR, gerando então os indicadores que são a base para o mecanismo de identificação de anomalias.

a. Distorção Individual da Tensão ($DITh\%$)

$$DITh\% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (1)$$

onde V_h é o módulo da tensão de ordem h ; V_1 é o módulo da tensão de ordem 1 e h é a ordem harmônica individual, sendo $h=2$ até $h=16$ para 32 amostras/ciclo e $h=2$ até $h=8$ para 16 amostras/ciclo.

b. Distorção Total da Tensão ($DTT\%$)

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2)$$

onde h são todas as ordens harmônicas de 2 até $hmax$, sendo $hmax=16$ para 32 amostras/ciclo e $hmax=8$ para 16 amostras/ciclo.

c. Distorção Tensão Pares ($DTTp\%$)

$$DTTp\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (3)$$

onde h são todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3, sendo $h=2, 4, 8, 10, 14$ e 16 para 32 amostras/ciclo e $h=2, 4$ e 8 para 16 amostras/ciclo; e hp é a máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3, sendo $hp=16$ para 32 amostras/ciclo e $hp=8$ para 16 amostras/ciclo.

d. Distorção Tensão Ímpares ($DTTi\%$)

$$DTTi\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (4)$$

onde h são todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3, sendo $h=5, 7, 11$ e 13 para 32 amostras/ciclo e $h=5$ e 7 para 16 amostras/ciclo; e hi é a máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3, sendo $hi=13$ para 32 amostras/ciclo e $hi=7$ para 16 amostras/ciclo.

e. Distorção Tensão Múltiplo de 3 ($DTT3\%$)

$$DTT3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (5)$$

onde h são todas as ordens harmônicas múltiplas de 3, sendo $h=3, 6, 9, 12$ e 15 para 32 amostras/ciclo e $h=3$ e 6 para 16 amostras/ciclo; e $h3$ é a máxima ordem harmônica, múltipla de 3, sendo $h3=15$ para 32 amostras/ciclo e $h3=6$ para 16 amostras/ciclo.

f. Fator de Desequilíbrio da Tensão ($FDT\%$)

$$FDT\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (6)$$

onde

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{\left(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2\right)^2} \quad (7)$$

sendo V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} os módulos das tensões de linha.

g. Distorção Individual da Corrente ($DIIh\%$)

$$DIIIh\% = \frac{I_h}{I_1} \cdot 100 \quad (8)$$

onde I_h é o módulo da corrente de ordem h ; I_1 é o módulo da corrente de ordem 1 e h é a ordem harmônica individual, sendo $h=2$ até $h=16$ para 32 amostras/ciclo e $h=2$ até $h=8$ para 16 amostras/ciclo.

h. Distorção Total da Corrente (DTI%)

$$DTI\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (9)$$

onde h são todas as ordens harmônicas de 2 até $hmax$, sendo $hmax=16$ para 32 amostras/ciclo e $hmax=8$ para 16 amostras/ciclo.

i. Distorção Corrente Pares (DTIp%)

$$DTIp\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (10)$$

onde h são todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3, sendo $h=2, 4, 8, 10, 14$ e 16 para 32 amostras/ciclo e $h=2, 4$ e 8 para 16 amostras/ciclo; e hp é a máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3, sendo $hp=16$ para 32 amostras/ciclo e $hp=8$ para 16 amostras/ciclo.

j. Distorção Corrente Ímpares (DTIi%)

$$DTIi\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (11)$$

onde h são todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3, sendo $h=5, 7, 11$ e 13 para 32 amostras/ciclo e $h=5$ e 7 para 16 amostras/ciclo; e hi é a máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3, sendo $hi=13$ para 32 amostras/ciclo e $hi=7$ para 16 amostras/ciclo.

k. Distorção Corrente Múltiplo de 3 (DTI3%)

$$DTI3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (12)$$

onde h são todas as ordens harmônicas múltiplas de 3, sendo $h=3, 6, 9, 12$ e 15 para 32 amostras/ciclo e $h=3$ e 6 para 16 amostras/ciclo; e $h3$ é a máxima ordem harmônica múltipla de 3, sendo $h3=15$ para 32 amostras/ciclo e $h3=6$ para 16 amostras/ciclo.

l. Fator de Desequilíbrio da Corrente (FDI%)

$$FDI\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (13)$$

onde

$$\beta = \frac{I_a^4 + I_b^4 + I_c^4}{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2)^2} \quad (14)$$

sendo I_a, I_b e I_c os módulos das correntes de linha.

m. Energia do Sinal (ES)

$$Es = \sum_{n=1}^{amax} (a_n)^2 \quad (15)$$

onde a_n corresponde a cada amostra da oscilografia (I_a, I_b, I_c ou V_a, V_b, V_c) e $amax$ é o número máximo de amostras, sendo 512 para 32 amostras/ciclo ($32 \cdot 16$ ciclos) ou 256 para 16 amostras/ciclo ($16 \cdot 16$ ciclos).

n. Energia do cD1 com borda (Ee)

$$Ee = \sum_{n=1}^{ncD1max} (acD1_n)^2 \quad (16)$$

onde $acD1_n$ corresponde a cada coeficiente de detalhe da primeira decomposição da aplicação de TW (I_a, I_b, I_c ou V_a, V_b, V_c) e $acD1max$ é o número máximo de coeficientes de detalhes da primeira decomposição da TW, incluindo as bordas, sendo igual a 259 para 32 amostras/ciclo ou 131 para 16 amostras/ciclo.

o. Relação de energia do cD1 com borda (Re)

$$Re = \frac{Ee}{Es} \cdot 100 \quad (17)$$

onde Ee é a energia do sinal da primeira decomposição do sinal e Es é a energia do sinal (I_a, I_b, I_c ou V_a, V_b, V_c).

p. Valor eficaz ($Veficaz$)

$$Veficaz = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{cmax} (a_n)^2}}{cmax} \cdot 100 \quad (18)$$

onde a_n corresponde a cada amostra do sinal da oscilografia (I_a, I_b, I_c ou V_a, V_b, V_c) e $cmax$ é o número máximo de amostras por ciclo, sendo de 32 ou 16 amostras.

q. Impedância (Imp)

$$Imp = \frac{\hat{V}_1}{\hat{I}_1} \quad (19)$$

onde \hat{V}_1 é o fasor da tensão fundamental e \hat{I}_1 é o fasor da corrente fundamental, ambos por fase.

r. Resistência (RES)

$$Res = Imp_modulo \cdot \cos\left(\pi \cdot \frac{Imp_angulo}{180}\right) \quad (20)$$

onde Imp_modulo e Imp_angulo são respectivamente o módulo e o ângulo da impedância (Imp).

s. Reatância (REA)

$$Rea = Imp_modulo \cdot \sin\left(\pi \cdot \frac{Imp_angulo}{180}\right) \quad (21)$$

t. Sequência Positiva da Tensão (SP_T)

$$SP_T = \frac{1}{3} \cdot \left(\hat{V}_{a1} + \mathbf{a} \cdot \hat{V}_{b1} + \mathbf{a}^2 \cdot \hat{V}_{c1} \right) \quad (22)$$

onde \hat{V}_a, \hat{V}_b e \hat{V}_c são os fasores das tensões fundamentais das três fases; \mathbf{a} é o polar $1\angle 120^\circ$ e \mathbf{a}^2 é o polar $1\angle -120^\circ$.

u. Sequência Positiva da Corrente (SP_C)

$$SP_C = \frac{1}{3} \cdot \left(\hat{I}_{a1} + \mathbf{a} \cdot \hat{I}_{b1} + \mathbf{a}^2 \cdot \hat{I}_{c1} \right) \quad (23)$$

onde $\hat{I}_{a1}, \hat{I}_{b1}$ e \hat{I}_{c1} são os fasores das correntes fundamentais das três fases.

v. Sequência Negativa da Tensão (SN_T)

$$SN_T = \frac{1}{3} \cdot \left(\hat{V}_{a1} + \mathbf{a}^2 \cdot \hat{V}_{b1} + \mathbf{a} \cdot \hat{V}_{c1} \right) \quad (24)$$

w. Sequência Negativa da Corrente (SN_C)

$$SN_C = \frac{1}{3} \cdot \left(\hat{I}_{a1} + \mathbf{a}^2 \cdot \hat{I}_{b1} + \mathbf{a} \cdot \hat{I}_{c1} \right) \quad (25)$$

x. Sequência Zero da Tensão (SZ_T)

$$SZ_T = \frac{1}{3} \cdot (\hat{V}_{a1} + \hat{V}_{b1} + \hat{V}_{c1}) \quad (26)$$

y. Sequência Zero da Corrente (SZ_C)

$$SZ_C = \frac{1}{3} \cdot (\hat{I}_{a1} + \hat{I}_{b1} + \hat{I}_{c1}) \quad (27)$$

z. Quantidade do evento “ER Trigger” ($Q_ERTrigger$)

Esse indicador contabiliza a quantidade do evento “ER Trigger” ocorrido por hora.

3.2 Algoritmo – aplicação dos Indicadores

Para cada coleta de dados, o algoritmo proposto calcula todos os indicadores apresentados na seção anterior, sendo possível a visualização desses indicadores, além da própria oscilografia origem desses indicadores.

Entretanto, a critério do Operador, pode-se selecionar um (ou mais) indicador(es) para gerar a notificação, definindo-se assim um conjunto de indicadores em monitoração. E quando algum indicador desse conjunto ultrapassa um determinado limiar, tem-se a sinalização de uma anormalidade, que permanecerá ativa até que o indicador volte a ficar abaixo do respectivo limiar, interrompendo-se a indicação da anormalidade, ficando registrada a data/hora tanto do início como do fim da anormalidade, de forma a gerar-se um histórico de anormalidades. E com base no histórico do assim denominado “funcionamento normal”, obtém-se os respectivos limiares, mas com a possibilidade do Operador alterá-los, caso julgue necessário, seja por uma situação de exceção ou de ajuste.

Para a monitoração, apenas são processadas as coletas periódicas (a cada 5 min.), pois os registros de eventos de perturbação por si só já indicam alguma situação de anormalidade de estado do relé ou resultado de uma atuação automática ou manual do relé. Considera-se como exceção o evento “ER Trigger”, pois é usado na contagem da sua ocorrência.

Quando identificada alguma anormalidade em um determinado alimentador, deve ser mostrado o registro de anormalidade com uma indicação de alerta, sendo possível visualizar os demais indicadores na forma de um gráfico de linha, das últimas coletas, como por exemplo, das últimas 3 horas. A lista dessas coletas também deve ser mostrada incluindo os eventos de perturbação de forma destacada, a fim de permitir a visualização da oscilografia, a partir de uma data/hora dessa lista. A ideia dessa forma de visualização é permitir ao operador observar vários indicadores ao mesmo tempo e assim avaliar a situação do alimentador naquele momento. Tal visualização também estará disponível na forma de um histórico, ao selecionar uma determinada data/hora e o respectivo período desejado.

4.0 - ESTUDO DE CASO

Para a validação do algoritmo proposto, têm sido escolhidas algumas anomalias ocorridas em alimentadores da rede de distribuição da CELG, e a seguir descreve-se uma dessas anomalias para a qual foram monitorados os seguintes indicadores: Valor Eficaz da Corrente (VE_C); Sequência Zero da Corrente (SZ_C); Sequência Negativa da Corrente (SN_C); e Quantidade do evento “ER Trigger” ($Q_ERTrigger$), usando a tendência de Laplace (7), baseado na quantidade de “ER Trigger” por hora, considerando uma janela de n horas, onde n=30 (como padrão), podendo ser ajustada a critério.

Para o indicador VE_C adotou-se como limiar válido para todos os circuitos, o valor eficaz 10 A, ou seja, caso a intensidade da corrente de linha seja inferior a 10 A, considera-se que há uma anormalidade, caracterizando que o circuito está aberto (alimentador desenergizado).

Para os indicadores SZ_C e SN_C o limiar será o máximo valor de pico diário mais 20%, considerando apenas os dias sem anormalidade nos últimos m meses, com atualização mensal, baseado no histórico. Para o presente estudo de caso adotou-se m=3. Esse limiar deve ser definido por subestação/circuito.

Para o indicador $Q_ERTrigger$ associou-se o limiar 2 à tendência de Laplace, ou seja, caso o cálculo de Laplace seja maior que 2, indicando uma alteração no padrão de comportamento, é gerada uma notificação de anormalidade, e quando o resultado do cálculo for menor que 2 tem-se a volta à normalidade. Independentemente do circuito, esse limiar é fixo.

No estudo de caso descrito a seguir, visou-se a detecção de uma anomalia antes da ocorrência da falha, no caso “circuito aberto”, ocorrido em 04/10/2016 no circuito 02 de Xavantes (XAV_C02).

No dia 04/10/2016 ocorreu no circuito XAV_C02 uma falha referente a “CONDUTOR MT PARTIDO”, com geração às 04h:45min e conclusão às 07h:50min. Tal falha provocou um abertura no relé, que pela monitoração do

indicador VE_C seria sinalizado como anormalidade “circuito aberto” às 04h:45min e retorno à normalidade às 06h:25min. No entanto, antes da anormalidade “circuito aberto”, houve uma instabilidade que seria sinalizada como anormalidade às 00h:30min e volta à normalidade à 01h:10min para os indicadores SZ_C e SN_C , além de outros eventos de perturbação cujos registros de oscilografia são apresentados nas figuras a seguir.

Na Figura 1 tem-se as formas de onda das correntes de linha nas três fases, constatando-se que nas fases B e C ocorreu curto-circuito com duração de 2 ciclos. Devido à coleta automática de oscilografias a cada 5 minutos, tem-se na Figura 2 um desses eventos de “trigger” manual, evidenciando que a magnitude da corrente na fase C estava aproximadamente 40% acima dos valores das correntes nas outras fases.

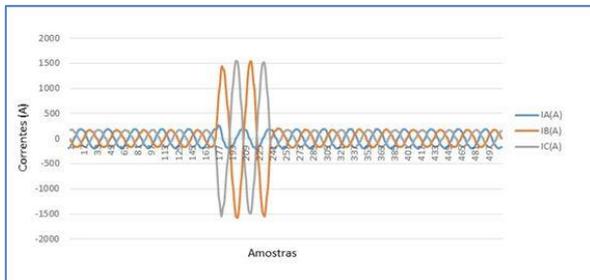


FIGURA 1 - Evento perturbação “BC” às 00h:27min:41seg

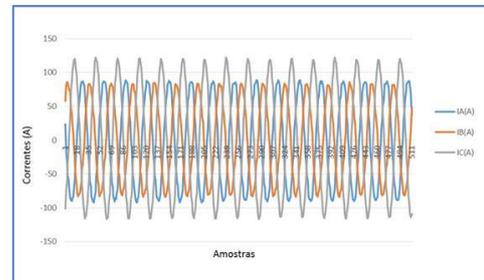


FIGURA 2 - Evento manual “Trigger” às 00h:30min:03seg

E na Figura 3 tem-se transitoriamente, uma elevação da intensidade da corrente na fase C, muito acima do normal.

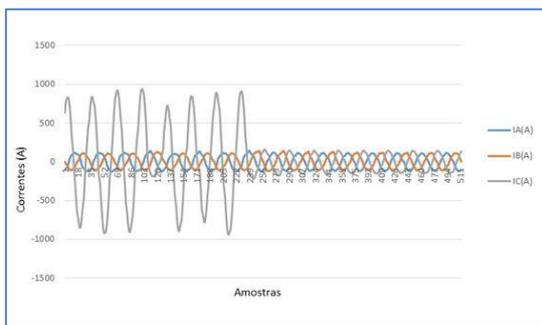


FIGURA 3 - Evento perturbação “CG” às 00h:35min:02seg

Além do registro de anormalidade e das oscilografias, os seguintes gráficos de indicadores podem ser visualizados, ao selecionar a anormalidade: Valor Eficaz da Corrente (VE_C), Valor Eficaz da Tensão (VE_T), Módulo da Sequência Zero da Corrente (SZ_C), Módulo da Sequência Negativa da Corrente (SN_C), Fator de Desequilíbrio da Corrente (FD_C), e Distorsão Harmônica Total da corrente (DHT_C). Esses gráficos são atualizados a cada coleta automática, considerando uma janela das últimas 3 horas, e as respectivas visualizações permitem acompanhar a anormalidade até o retorno à normalidade.

Os gráficos a seguir mostram o comportamento desses indicadores, ao longo do dia 04/10/2016 para o circuito XAV-C02.

No gráfico da Figura 4, pelo indicador VE_C , nota-se que na fase C houve uma “carga” anormal significativa das 00h:40min à 01h:10min e depois houve a abertura do circuito (“circuito aberto”) das 04h:45min até as 06h:25min. Essa instabilidade é também explicitada pelos indicadores SZ_C , SN_C e FD_C . No gráfico da Figura 5, no qual não foram filtradas as coletas em “circuito aberto”, o indicador SZ_C apresentou um comportamento anormal às 00h:30min com retorno à normalidade à 01h:10min. Nos demais gráficos também não foram filtradas as coletas em “circuito aberto”. No gráfico da Figura 6 o indicador SN_C também apresentou um comportamento anormal às 00h:30min e com retorno à normalidade à 01h:10min e no gráfico da Figura 7, o indicador FD_C teve um comportamento anormal às 00h:10min com retorno à normalidade às 01:10, tendo apresentado uma instabilidade no período do “circuito aberto”, o que evidencia a necessidade da filtragem do cálculo em “circuito aberto”.



FIGURA 4 - Indicador VE_C

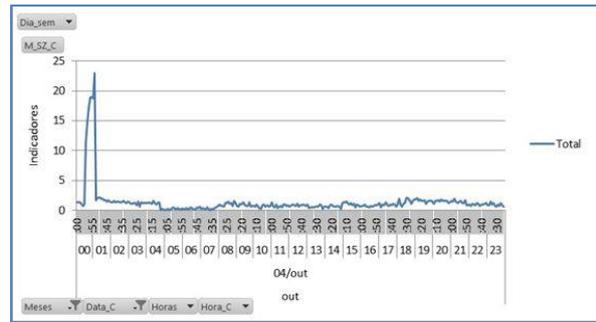


FIGURA 5 - Indicador SZ_C

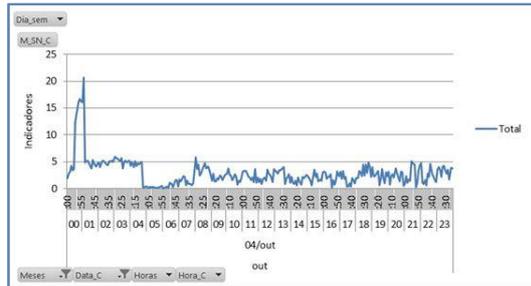


FIGURA 6 - Indicador SN_C

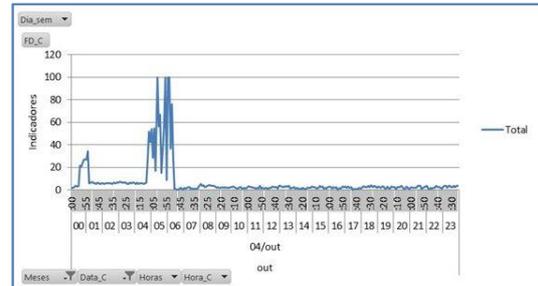


FIGURA 7 – Indicador FD_C

5.0 - CONCLUSÃO

O principal objetivo deste artigo consistiu em apresentar a aplicação de um método em desenvolvimento para a detecção de faltas incipientes que faz uso dos ativos existentes em uma concessionária de energia elétrica, como p.ex. os relés de proteção.

O estudo da ocorrência em 04/10/2016 mostrou que a ferramenta sinalizaria uma “anormalidade” às 00h:30min no circuito XAV-C02, cerca de 4 horas antes da atuação do religador às 04h:45min, o que possibilitaria alguma ação preventiva antes da abertura do circuito e conseqüente melhora nos indicadores de continuidade (DEC e FEC).

Futuros estudos de casos permitirão a criação de regras envolvendo os indicadores existentes ou mesmo a criação de novos indicadores.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Mousavi, M.J., Butler-Purry, K.L. Detecting Incipient Faults via Numerical Modeling and Statistical Change Detection; IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, No. 3, July 2010, pp. 1275-1283.
- (2) Lazzaretti, A.E., Ferreira, V.H., Vieira Neto, H., Toledo, L.F.R.B., Pinto, C.L.S. A New Approach for Event Detection in Smart Distribution Oscillograph Recorders; IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA); 15-17 April 2013, São Paulo, SP, Brazil.
- (3) Desobry, F., Davy, M., Doncarli, C. An online kernel change detection algorithm; IEEE Transactions on Signal Processing, vol. 53, pp. 2961–2974, 2005.
- (4) Ukil, A., Zivanovic, R. The detection of abrupt changes using recursive identification for power system fault analysis; Electric Power Systems Research, vol. 77, pp. 259–265, 2007.
- (5) Butler, K. L. An Expert System Based Framework for an Incipient Failure Detection and Predictive Maintenance System; International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP '96; 28 Jan-2 Feb 1996; pp. 321 – 326; Orlando, FL, USA.
- (6) Khokhar, S.; Mohd Zin, A.A.; Mokhtar, A.S.; Maiza Ismail N.A., Zareen, N. Automatic Classification of Power Quality Disturbances: A Review; 2013 IEEE Student Conference on Research and Development (SCOREd), 16 -17 December 2013, Putrajaya, Malaysia.
- (7) Kim, C.J; Seung-Jae L., Sang-Hee K. Evaluation of Feeder Monitoring Parameters for Incipient Fault Detection Using Laplace Trend Statistic, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 40, no. 6, Nov/Dec 2004.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cristina Yurika Konatu Obata Adorni. Nascida em Campinas, SP em 1965. Graduada em Análise de Sistemas pela PUC-Campinas, 1987. Técnica em Processamento de Dados pelo Colégio Técnico da UNICAMP (COTUCA), 1982. Empresa: FITec Inovações Tecnológicas, desde 2000. Consultora em Engenharia de Sistemas atuando na especificação de requisitos de sistemas, análise de dados para identificação de indicadores, mineração de dados, modelagem para sistemas de otimização e validação de sistemas.

Luis Fernando do Nascimento Passos. Nascido em Ribeirão Preto, SP em 1970. Pós-Graduação em Gestão de Sistemas de Informação pela UFSC, 2002. Graduado em Ciências da Computação pela UFSC, 1996. Empresa: FITec Inovações Tecnológicas, desde 2013. Consultor em Sistemas para o Setor Elétrico desde 1996, trabalhando em desenvolvimento de hardware e software para empresas de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, com foco principal em Sistemas para Supervisão, Proteção e Automação de Subestações.

Bruno de Brito Machado. Nascido em São Luís, Maranhão, Brasil, em 1989. Graduado em Engenharia Elétrica Industrial pela Instituto Federal do Maranhão (IFMA), 2013. Atualmente está finalizando seu Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) com ênfase em Sistemas de Energia. Seus interesses de pesquisa são análise avançada e processamento de sinais, qualidade de energia e diagnóstico de falhas em redes de distribuição de energia elétrica.

Carlos Alberto Favarin Murari. Nascido em São Paulo, SP em 1950. Graduado em Engenharia Elétrica na Modalidade Eletrotécnica pela Universidade Estadual de Campinas (1975), concluiu o Mestrado (1980) e o Doutorado (1986) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas, especializando-se em Sistemas de Energia Elétrica. Professor Titular (MS6) na Universidade Estadual de Campinas até setembro de 2009, atualmente é Professor Colaborador, vinculado ao Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP, cujo interesse principal em pesquisas é o desenvolvimento de métodos computacionais para o Planejamento e a Operação da Transmissão e da Distribuição de Energia Elétrica. Recentemente tem orientado mestrados e doutorados voltados à aplicação de Fuzzy Sets em Sistemas de Energia Elétrica.

Marcos Aurelio Meira da Silva Junior. Nascido em Montes Claros, MG em 1981. Graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), 2005. Empresa: CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG D, desde 2015. Engenheiro de Estudos da Operação e Proteção.