

Sistema de Monitoramento Baseado em Smart Meter para Detecção de Variações de Tensão de Curta Duração

Fábbio A. S. Borges*, Sergio D. Fugita*, Ricardo A. S. Fernandes†, Ivan N. da Silva*

*Departamento de Engenharia Elétrica - EESC, Universidade de São Paulo
São Carlos, Brasil (e-mail: fabbioanderson@gmail.com, sergio_date@yahoo.com.br, insilva@sc.usp.br).

†Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São Carlos
São Carlos, Brasil (e-mail: ricardo.asf@ufscar.br).

Abstract: O aumento no uso de equipamentos eletrônicos e proliferação de cargas não lineares tem causado danos a equipamentos devido à má qualidade da energia elétrica originadas por esses equipamentos e cargas. Assim, nota-se a necessidade por metodologias que possam em primeira instância detectar e identificar os distúrbios para que numa segunda etapa estes possam ser localizados com o intuito de que técnicas de mitigação dos distúrbios sejam devidamente empregadas. Assim esse artigo propõe o emprego de um sistema de monitoramento baseado em Smart Meter capaz de determinar a presença ou não de variações de tensões de curta duração. Desta forma primeiramente foi construído um Smart Meter capaz de capturar a forma de onda senoidal do sistema de energia elétrica, em seguida foi embarcado no medidor um método simples e compacto baseada no valor RMS da tensão calculado de cada janela do sinal medida pelo Smart Meter. O método é capaz de detectar a presença ou não do distúrbio por meio do cálculo da distância euclidiana entre o RMS medido e um RMS de referência. Pelos resultados iniciais observados nota-se que o método atingiu um resultado satisfatório produzindo um erro de 1% para as janelas que apresentam distúrbios.

Keywords: Qualidade da Energia Elétrica, Detecção de Distúrbios, Variações de Tensões de Curta Duração, *Smart Meter*, *Smart Grid*.

1. INTRODUÇÃO

Os distúrbios relacionados à área de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) são caracterizados por alterarem as formas de onda de tensão e/ou corrente senoidais, as quais podem prejudicar o funcionamento de determinados equipamentos. Além disso, alguns destes distúrbios podem se pronunciar como desvios na frequência fundamental da rede de distribuição ou por meio de alterações na amplitude da tensão (Dugan, McGranaghan, Santoso, and Beaty, 2002). Dentre estes distúrbios pode-se citar: afundamentos, elevações, sobtensões, sobretensões, interrupções, distorções harmônicas, flutuações, entre outros. Entretanto, os distúrbios mais frequentes podem ser divididos em Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) e Variações de Tensão de Longa Duração (VTLD).

As VTLDs são caracterizadas pela alteração do valor eficaz da tensão por um período maior que 1 minuto, categorizado em sobretensão que corresponde a uma variação positiva e subtensão que é representada por uma variação negativa.

Já as VTCDs são caracterizadas como desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo, com duração entre 1 ciclo e 1 minuto (IEEE, 2009), podendo ser classificadas como: afundamentos que correspondem a uma redução da amplitude da tensão, entre 0,9 e 0,1 p.u.; elevações que caracterizam uma variação de tensão acima de 1,1 p.u. e interrupções definidas por uma redução da variação de tensão abaixo de 0,1 p.u. do valor eficaz da tensão nominal. Cabe comentar que os afundamentos de tensão destacam-se como

um dos eventos mais comuns em redes de distribuição de energia elétrica.

Deste modo, nota-se que o monitoramento de tensão e corrente corresponde à primeira etapa a fim de se detectar os distúrbios de VTCDs para que num próximo passo sejam apontadas as possíveis causas do problema e, conseqüentemente, as medidas corretivas que podem ser consideradas. No entanto, devido à rápida ocorrência e propagação do distúrbio pela rede, estes distúrbios não são fáceis de detectar.

Na literatura correlata, várias técnicas baseadas na Transformada Discreta de Fourier (Hooshmand and Enshae, 2010), Transformada *Wavelet* (Oleskovicz et al., 2009), Transformada-S (Mishra, Bhende and Panigrahi, 2008) têm sido aplicadas para detecção dos distúrbios de QEE, entretanto, todas elas apresentam um alto custo computacional, o que dificulta a rápida detecção do distúrbio.

As concessionárias de energia elétrica tendem a avaliar os distúrbios de qualidade da energia elétrica por meio de oscilografias que geram grandes quantidades de dados e, desta forma, a análise torna-se uma tarefa que despense muito tempo do corpo técnico da empresa. Neste contexto, é desejável que se empregue ferramentas de monitoramento de QEE que detectem os distúrbios de forma rápida e automatizada. Assim, há uma otimização de tempo por parte do corpo técnico da concessionária e a identificação das causas dos distúrbios bem como medidas para sua mitigação tornam-se tarefas mais ágeis. Portanto, o uso de *smart meters* (medidor inteligente)

seria de grande valia para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Os *smart meters* são medidores de energia que além de ler informações sobre o valor de tensão, valor de corrente, ângulo de fase e frequência, são também capazes de se comunicar simultaneamente com outros *smart meters* e com a concessionária, fornecendo uma interface local com o consumidor (Yan et al., 2013).

A partir da instalação de *smart meters*, muitas aplicações podem ser previstas, tais como aquelas envolvidas com a análise de falhas, controle de demanda, agendamento de manutenção preventiva, preços em tempo real, comercialização de energia elétrica, análise da qualidade de energia e identificação de cargas conectadas à rede (Depuru, Wang, and Devabhaktuni, 2011; P. K. Lee and Lai, 2009).

Entretanto, o uso de *smart meters* somente faz sentido se as concessionárias passarem a empregar os conceitos de *smart grids* que vislumbram a implementação de tecnologias de comunicação com o propósito de integrar a rede de energia fornecendo assim serviços e informações em tempo real para ambos os lados, consumidor e concessionária. Desta forma, torna-se possível fornecer energia de maneira mais eficiente.

Portanto, a escolha das tecnologias de comunicação para *smart grids* é um fator crucial, pois, devem ser capazes de prover um serviço confiável, seguro e de baixo custo.

De acordo com as premissas supracitadas, este trabalho tem como principal objetivo apresentar um *smart meter* capaz de detectar a presença ou não de distúrbios caracterizados como VTCD. Deste modo, uma metodologia de detecção baseada no valor RMS da tensão foi embarcada no *smart meter*. Com isto, é possível obter um sistema de detecção rápido e confiável. Com o intuito de detalhar a metodologia proposta, este trabalho apresenta na Seção 2 os aspectos de hardware do *smart meter* desenvolvido. Na Seção 3 é mostrada a metodologia de detecção de distúrbios relacionados a VTCDs. Nas Seções 4 e 5 são apresentados, respectivamente, os resultados e conclusões deste trabalho.

2. SMART METER

O desenvolvimento de um sistema de medição baseado nos conceitos de *smart grid* com o intuito de detectar os distúrbios relativos a VTCDs parte inicialmente do desenvolvimento de um *smart meter* capaz de realizar a aquisição de corrente e tensão. Porém, esta aquisição deve ser feita garantindo-se uma boa resolução das formas de onda. Para esta etapa de aquisição foram empregados sensores de efeito hall. Na sequência, os sinais de tensão e corrente devem ser submetidos a uma etapa de condicionamento para que os sinais capturados pelos sensores tenham suas amplitudes adequadas às entradas dos conversores A/D (3.3 V) que encontra-se no microcontrolador (modelo LM4F120H5QR da fabricante *Texas Instruments*).

Tendo os dados coletados, estes são pré-processados pelo microcontrolador e a metodologia de detecção é executada. Os distúrbios detectados são armazenados na memória do microcontrolador e podem ser enviados para uma central de processamento de dados utilizando uma interface de comunicação do tipo ZigBee®. De forma a melhor ilustrar os

comentários supramencionados, a Fig 1 apresenta um diagrama de blocos que representa uma visão geral da operação do dispositivo. O *smart meter* desenvolvido pode ser visualizado por meio da Fig. 2.

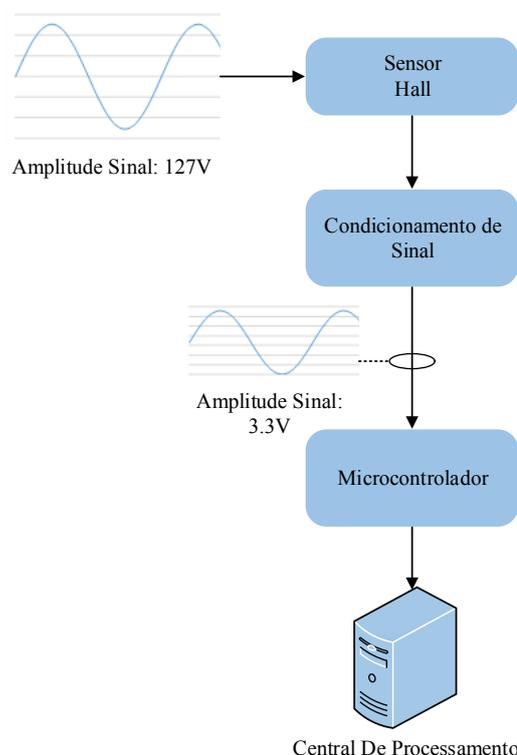


Fig. 1. Diagrama de Blocos que representa o funcionamento do *Smart meter*.

Os sensores de efeito hall são capazes de capturar os sinais de tensão e corrente podendo ser empregados para a utilização em medidores eletrônicos (Capua and Romeo, 2007), pois, apresentam uma resposta em frequência bastante precisa e fornecem isolamento galvânica entre o circuito eletrônico do medidor e a rede elétrica (Fugita, Fernandes, Suetake, & da Silva, 2013).

Para a aquisição e processamento de sinais, foi utilizada uma placa de desenvolvimento da fabricante *Texas Instruments* denominada *Stellaris Launchpad* (em destaque na Fig. 2). Esta placa possui um microcontrolador ARM Cortex-M4 modelo LM4FH5QR que é dedicado a uso em sistemas embarcados, possuindo as seguintes características básicas:

- Alto desempenho, pois, muitas instruções deste núcleo são executadas em um único ciclo de máquina;
- Utiliza um periférico exclusivo para o tratamento das interrupções, o qual suporta até 240 fontes de interrupção externas;
- Modo de baixo consumo de energia;
- Máquina de ponto flutuante;
- Baixo Custo.

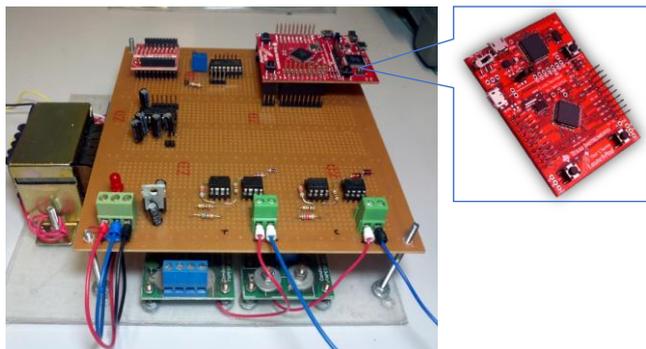


Fig. 2. *Smart meter* desenvolvido para a detecção de VTCDs.

Devido à interface ZigBee®, os dados processados podem ser requeridos e enviados para o centro de controle e operações da concessionária. Cabe informar que a tecnologia ZigBee® consiste num meio de comunicação sem fio e que possui baixo consumo de energia e baixo custo de implantação. Esta tecnologia possibilita o uso de 16 canais de comunicação com largura de banda de 5 MHz. Além disso, apresenta robustez e excelente imunidade contra ruídos e interferências eletromagnéticas. Por fim, destaca-se que a tecnologia ZigBee® aceita até 64.000 nós de comunicação e utiliza o protocolo padrão IEEE 802.15.4.

Em contrapartida, uma desvantagem do ZigBee® é seu alcance, sendo de apenas 100 metros em ambientes externos (ou seja, sem obstáculos). No entanto, os módulos ZigBee® podem ser configurados de modo a realizar a comunicação entre medidores situados próximos uns aos outros, permitindo assim que os dados possam ser roteados para uma central localizada a uma distância maior do que 100 metros.

Neste sentido, as redes de comunicação que utilizam dispositivos ZigBee® permitem três tipos de topologias:

- *Mesh* - a rede se configura automaticamente, afim de otimizar o tráfego de dados;
- *Cluster tree* - possui um nó mestre responsável pela troca de informações entre outros nós *Router* ou *End Device*;
- *Star* - possui um nó mestre e quantos nós *End Device* forem necessários, entretanto, deve ser utilizada em locais com poucos obstáculos para garantir a transmissão e recepção de dados.

Após apresentados os detalhes do desenvolvimento do *smart meter*, em seguida serão mostrados detalhes do método de detecção que foi embarcado no *smart meter*.

3. MÉTODO PARA DETECÇÃO DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

O sistema de detecção dos distúrbios de QEE foi desenvolvido com o intuito de obter uma metodologia compacta e rápida, tendo como base o cálculo dos valores eficazes de tensão e corrente (RMS – *Root Mean Square*). Este cálculo foi realizado conforme (1):

$$RMS_i = \sqrt{\frac{1}{N} * \sum_{j=1}^N d_{ij}^2} \quad (1)$$

onde d_{ij} representa cada janela medida pelo *smart meter*, i representa o índice da janela analisada e j representa a posição de cada ponto capturado, variando de 1 até N , o qual corresponde à quantidade de amostras na janela. Após obtido o valor RMS da janela, a mesma é analisada com base em (2):

$$Dist_i = \sqrt{(RMS_{referência} - RMS_i)^2} \quad (2)$$

onde, $Dist_i$ corresponde à distância euclidiana entre o RMS calculado para a janela i e o $RMS_{referência}$ que é obtido com base na análise do RMS de janelas sem distúrbio.

Portanto, quanto mais próximo for o valor de RMS_i ao valor $RMS_{referência}$, maior será o grau de afinidade da janela adquirida com uma janela sem distúrbio. Caso contrário, a janela adquirida terá maiores chances de apresentar um distúrbio. Desta forma, torna-se possível a obtenção de uma simples regra:

Se $Dist_i \geq \text{limiar}$ Então distúrbio detectado

onde, *limiar* representa um limite máximo ou uma fronteira de decisão que detecta o distúrbio de acordo com a $Dist_i$ calculada.

É importante frisar que o valor RMS muda de acordo com o tamanho da janela capturada pelo dispositivo, sendo assim para diferentes valores de tamanho da janela, o valor do RMS calculado muda, por isso torna-se necessário obter diferentes valores de *limiar*. Como os testes foram realizados utilizando um tamanho de janela igual a 128 pontos/ciclo o valor do *limiar* foi obtido de forma prática e também de acordo com o valor de RMS calculado para uma janela normal, com isto estabeleceu-se um valor pré-definido para $3,568e^{-11}$.

Assim, de acordo com a regra, sempre que for verificado um valor acima deste *limiar*, a janela sob análise será indicada como uma janela que contém um distúrbio.

4. RESULTADOS

Para realização dos testes, foi necessário montar um banco de dados com diversas formas de onda que representam as VTCDs, onde cada uma delas foi configurada com diferentes amplitudes e durações. Estes distúrbios foram obtidos por meio de equações paramétricas apresentadas em (C.-Y. Lee and Shen, 2011), as quais seguem as definições do (IEEE, 2009) visando obter sinais que apresentem características condizentes com distúrbios de QEE reais. De forma a melhor sintetizar as equações, a Tabela 1 apresenta tais equações para Afundamentos (#1), Elevações (#2) e Interrupções (#3).

Tabela 1. Equações sintéticas das VTCDs.

Distúrbio	Equação	Parâmetros
#1	$v(t) = \{1 - v_n([u(t - T_i) - u(t - T_f)])\} \sin(\omega t)$	$0.1 \leq v_n \leq 0.9$ $T \leq T_f - T_i \leq 9T$ $0 \leq \varphi \leq 2\pi$
#2	$v(t) = \{1 + v_n([u(t - T_i) - u(t - T_f)])\} \sin(\omega t)$	$0.1 \leq v_n \leq 0.9$ $T \leq T_f - T_i \leq 9T$ $0 \leq \varphi \leq 2\pi$
#3	$v(t) = \{1 - v_n([u(t - T_i) - u(t - T_f)])\} \sin(\omega t)$	$0 \leq v_n \leq 0.1$ $T \leq T_f - T_i \leq 9T$ $0 \leq \varphi \leq 2\pi$

De acordo com as equações apresentadas na Tabela 1, para modelagem de um evento de VTCDs (Afundamento, Elevação e Interrupção), é necessário adicionar ao sinal senoidal puro, representado pela função $\sin(\omega t)$, uma componente que altere a amplitude da onda no intervalo de tempo, T_f-T_i , onde o parâmetro T_f corresponde ao tempo inicial e o parâmetro T_i corresponde ao tempo final. Para isto, utiliza-se uma função degrau (u) que retorna o valor 1 durante o período de tempo que o distúrbio ocorre, ou o valor 0, caso contrário. A saída da função degrau será multiplicada pelo parâmetro v_n que corresponde à amplitude do distúrbio a ser inserido.

A partir destas equações, 100 estudos de caso de cada distúrbio foram gerados, onde os parâmetros de cada distúrbio também foram alterados de forma aleatória e respeitando uma faixa restringida por (IEEE, 2009) Adicionalmente, cada sinal é obtido utilizando uma taxa de amostragem de 128 pontos/ciclo, frequência fundamental de 60 Hz e com uma duração de 10 ciclos.

Após a construção do banco de dados foi utilizado o equipamento DOUBLE F6150 *Power System Simulator*, capaz de fornecer um sinal real de saída semelhante a um sinal sintético fornecido como entrada. É importante comentar que esta fonte é toda configurada via software e que por meio deste torna-se possível providenciar todos os ensaios de tensão, corrente e frequência. Assim, a fonte foi utilizada para obter uma forma de onda real com as mesmas características dos sinais que compõem o banco de dados para que sua saída fosse fornecida como entrada ao *smart meter*. Estes ensaios foram realizados de acordo com o diagrama mostrado na Fig. 3.



Fig. 3. Diagrama de blocos que representa os ensaios do *smart meter*.

A partir desta metodologia alguns testes foram realizados visando garantir a confiabilidade do equipamento, ou seja, certificar que sua saída, em termos de tensão e corrente, seja

condizente com a entrada. Numa primeira etapa de testes, foi dado como entrada um sinal sem distúrbios com tensão nominal de 127 V e frequência nominal de 60 Hz. A princípio, este sinal foi enviado ponto a ponto para um microcomputador com o intuito de que pudesse ser avaliada a fidelidade do sinal a ser tratado pelo microcontrolador. A comparação entre o sinal dado como entrada ao *smart meter* e o sinal obtido após a etapa de conversão analógico-digital pode ser analisada por meio da Fig. 4.

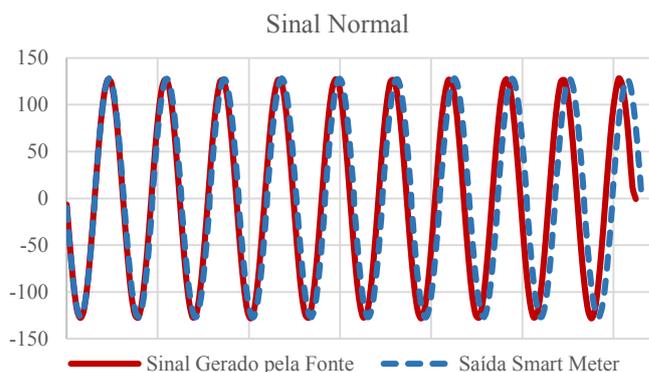


Fig. 4. Comparação entre o sinal gerado pela fonte (vermelho) e o sinal após a etapa de conversão A/D obtido pelo *smart meter* (azul tracejado) para um sinal sem distúrbio.

De acordo com a Fig. 4 nota-se que o *smart meter* conseguiu capturar o sinal de entrada conservando todas as características do mesmo. Após esta primeira etapa de testes, foi necessário realizar novos testes para verificar o comportamento do *smart meter* na presença das VTCDs. Deste modo, a segunda etapa foi responsável por certificar o *smart meter* frente aos distúrbios de afundamento, elevação e interrupção de tensão.

Assim como realizado na primeira etapa de teste, o sinal capturado pelo *smart meter* foi enviado ao microcomputador e então as formas de onda da fonte e aquelas adquiridas pelo *smart meter* (após conversão A/D) foram comparadas para cada tipo de distúrbio: afundamento (Fig. 5), elevação (Fig. 6) e interrupção (Fig. 7).

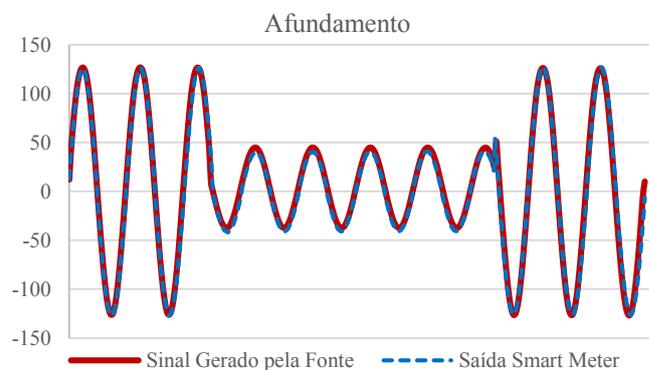


Fig. 5. Comparação entre o sinal gerado pela fonte (vermelho) e o sinal após a etapa de conversão A/D obtido pelo *smart meter* (azul tracejado) para um sinal contendo afundamento de tensão.

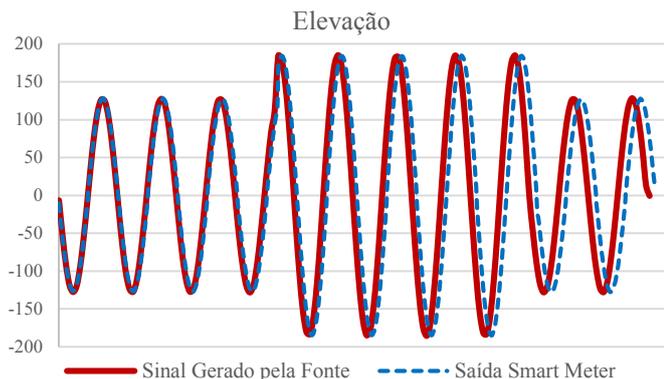


Fig. 6. Comparação entre o sinal gerado pela fonte (vermelho) e o sinal após a etapa de conversão A/D obtido pelo *smart meter* (azul tracejado) para um sinal contendo elevação de tensão.

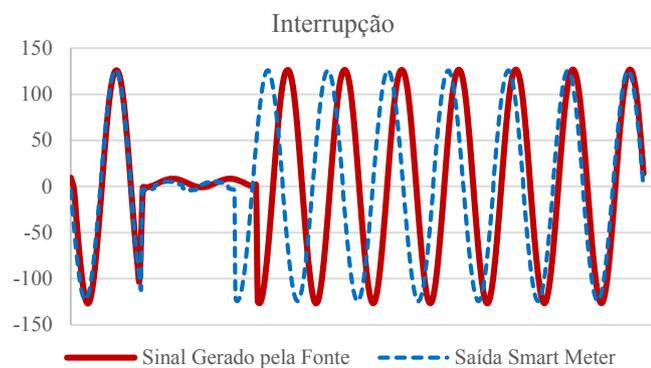


Fig. 7. Comparação entre o sinal gerado pela fonte (vermelho) e o sinal após a etapa de conversão A/D obtido pelo *smart meter* (azul) para um sinal contendo interrupção de tensão.

De acordo com as Fig. 5 e 6 nota-se que o *smart meter* obteve uma boa resposta, conseguindo conservar as características de afundamento e elevação de tensão. Entretanto, pela Fig. 7 observa-se que a interrupção apresenta uma pequena distorção que é devida erro do sensor hall de $\pm 12\%$ quando são introduzidas tensões abaixo de 2V (Fugita, Fernandes, Suetake, and Silva, 2013), conforme mostrado no gráfico da Fig. 8. Porém, este erro não descaracteriza o distúrbio.

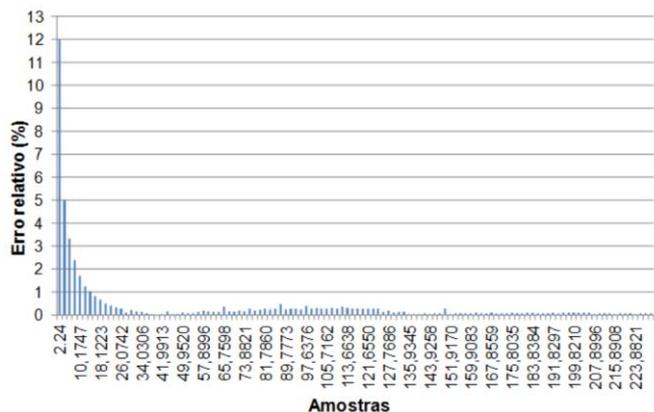


Fig. 8. Erro relativo percentual do sensor de efeito hall para tensões de entrada entre 0 e 236 V.

O valor do RMS para o detecção dos distúrbios de VTCDs é considerado limitado, devido sua dependência em relação ao comprimento da janela sobre o intervalo de tempo para atualizar o valor RMS (Barros, 2006). No entanto devido à simplicidade e rapidez da metodologia de detecção proposta, cada janela do sinal capturada pelo *smart meter* pôde ser analisada com deslocamento de um ponto. Com isto o valor RMS é atualizado a cada ponto capturado do sinal e com isto o método consegue capturar qualquer desvio do RMS que se diferencie do valor RMS considerado de uma janela que apresenta um sinal normal.

O janelamento ocorre deslocando-se uma janela de dados com tamanho de um ciclo do sinal (128 pontos/ciclo) e com passo de 1 ponto (conforme mostrado na Fig. 9). Desse modo, toda vez que o medidor capturar um ponto do sinal a janela é deslocada de modo que este ponto seja adicionado ao final da janela e então, é realizado o cálculo para aferir se naquela janela medida possui ou não um distúrbio relacionado a VTCDs. A partir deste método, torna-se possível averiguar a localização temporal (início e fim do distúrbio).

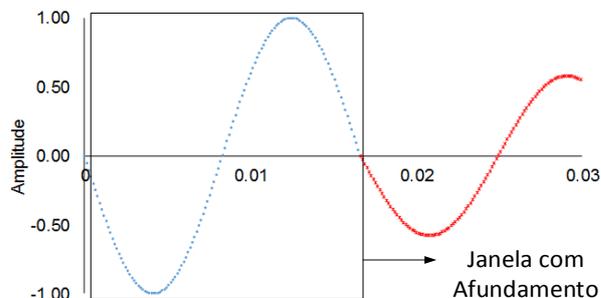


Fig. 9. Janelamento dos sinais de tensão e/ou corrente para o cálculo de seus respectivos valores RMS.

Seguindo a metodologia previamente apresentada, todos os dados da base de dados foram analisados com o intuito de se obter os percentuais de detecções corretas e incorretas. A Tabela 2 apresenta uma matriz de confusão para análise dos resultados obtidos utilizando como entrada cada um dos estudos de caso previamente comentados. Ressalta-se que uma janela é classificada como distúrbio se pelo menos um dos pontos que constituem a mesma apresentar anormalidades.

Tabela 2. Resultados obtidos pelo método de detecção de variações de tensão de curta duração.

Janelas	Com Distúrbio	Sem Distúrbio	Total de Janelas
Com Distúrbio	147648	3	147651
Sem Distúrbio	0	198549	198549

Os resultados mostrados na Tabela 2 podem ser considerados como satisfatórios, visto que 99% das janelas com distúrbios foram corretamente detectadas e 100% das janelas sem distúrbios puderam ser detectadas. Além disso, após uma análise mais aprofundada verificou-se que as 3 janelas que foram erroneamente classificadas como janelas sem distúrbios continham apenas 1 ponto do distúrbio e, portanto, foram confundidas devido à pouca predominância do distúrbio.

V. CONCLUSÕES

Os distúrbios de QEE causam grandes impactos aos sistemas de distribuição de energia elétrica e, desta forma, demandam amplos e detalhados estudos por parte das concessionárias. Assim, a integração de dados de *smart meters* aos centros de controle e operação das concessionárias pode se tornar uma alternativa viável para melhorar a confiabilidade do sistema elétrico.

Em decorrência deste fato, este trabalho apresentou o desenvolvimento de um sistema de monitoramento, utilizando um *smart meter* que possui um método compacto e rápido para detecção de distúrbios relacionados às VTCDs.

Portanto, os sistemas de monitoramento, podem se tornar uma boa ferramenta de apoio a decisão e, por meio das aplicações descritas, observa-se que os *smart meters* podem contribuir para a detecção e classificação de distúrbios da área de QEE.

A metodologia apresentada apesar de estar em fase inicial de testes, demonstrou, de acordo com os resultados uma viabilidade do método, apresentado uma elevada acurácia. Como trabalho futuro pretende-se detectar ou não a presença de novos distúrbios de qualidade de energia como: distorções harmônicas, flicker, transitórios oscilatórios.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à FAPESP, processo 2013/16778-0, pelos auxílios financeiros propiciados no decorrer das atividades de pesquisas.

REFERÊNCIAS

- Barros, J.; Perez, E. (2006), "Limitations in the Use of R.M.S. Value in Power Quality Analysis," *Instrumentation and Measurement Technology Conference*, 2006. IMTC 2006. Proceedings of the IEEE , pp.2261,2264.
- De Capua, C. and Romeo, E. (2007). A Smart THD Meter Performing an Original Uncertainty Evaluation Procedure, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 56, no. 4, pp.1257-1264.
- Depuru, S. S. S. R., Lingfeng, W., Devabhaktuni, V. and Gudi, N. (2011). Smart Meters for Power Grid - Challenges, Issues, Advantages and Status. *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE) 2011*, pp.1-7.
- Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso, S. and Beaty, H. W. (2002). *Electrical Power Systems Quality*. McGraw-Hill Education, 3rd Ed., New York.
- Fugita, S. D., Fernandes, R. A. S., Suetake, M. and Silva, I. N. (2013). Hall Sensors Applied as Transducers to Smart Meters in the Context of Power Quality. *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA) 2013*, pp.1-5.
- Hooshmand, R. and Enshae, A. (2010). Detection and Classification of Single and Combined Power Quality Disturbances Using Fuzzy Systems Oriented by Particle Swarm Optimization Algorithm. *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 12, pp.1552-1561.
- IEEE (2009). Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, *IEEE Standard 1159-2009*.
- Lee, C.Y. and Shen, Y. X. (2011). Optimal Feature Selection for Power-Quality Disturbances Classification. *IEEE*

- Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2342-2351.
- Mishra, S., Bhende, C. N. and Panigrahi, B. K. (2008). Detection and Classification of Power Quality Disturbances Using S-Transform and Probabilistic Neural Network. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 280-287.
- Oleskovicz, M., Coury, D. V., Filho, O. D., Usida, W. F., Carneiro, A. A. F. M. and Pires, L. R. S. (2009). Power Quality Analysis Applying a Hybrid Methodology with Wavelet Transforms and Neural Networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 206-212.
- Yan, Y., Qian, Y., Sharif, H. and Tipper, D. (2013). A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 5-20.