

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO EM TEMPO REAL DA TENSÃO DA REDE COM ACESSO REMOTO

GUILHERME P. COLNAGO¹, JOSÉ L. F. VIEIRA¹, GILBERTO C. D. SOUSA¹, EMERSON TRARBACH¹, JOSÉ R. MACEDO JR.² E LEONARDO B. B. MACIEIRA²

¹*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)
Caixa Postal 9011, 29060-900, Vitória, ES, BRASIL*

*E-mails: guilhermecolnago@gmail.com, joseluiz@ele.ufes.br,
g.sousa@ele.ufes.br, emerson.trarbach@gmail.com*

²*EDP ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
Rod. BR-101 Norte, 3450, 29161-500, Serra, ES, BRASIL*

E-mails: jrubens.macedo@gmail.com, leonardo.macieira@enbr.com.br

Abstract — This paper discusses the development and implementation of a digital power quality meter to comply with the new standard which will regulate the Power Quality in Brazil. Its main objective has been to become a low cost device capable of monitoring the main Power Quality indices of the new standard, such as the steady state RMS voltage, harmonic distortion, voltage fluctuation, voltage unbalance, voltage sags and swells, as well as power supply interruptions in real-time. Through a cellular GPRS module, the meter can be remotely controlled and configured. In this way, it can exchange measurements and information data with a remote server, thus constituting a Power Quality monitoring system.

Keywords — Voltage monitoring, power quality, power supply interruption, remote access.

Resumo — Este artigo trata do desenvolvimento e implementação de um medidor digital de qualidade de energia elétrica, em conformidade com a nova norma que irá regular a área de Qualidade de Energia Elétrica no Brasil. Seu principal objetivo foi o de se tornar um dispositivo de baixo custo capaz de monitorar os principais índices de Qualidade da Energia Elétrica da nova norma, tal como tensão eficaz em regime permanente, distorção harmônica, flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão, variação de tensão de curta duração e interrupção do fornecimento de energia em tempo real. Através de um módulo de celular ligado à rede GPRS, o medidor pode ser configurado e controlado remotamente. Dessa forma, ele pode enviar medições e trocar informações com um servidor remoto, formando, então, um sistema de monitoramento de Qualidade de Energia Elétrica.

Palavras-chave — Monitoramento de tensão, qualidade da energia elétrica, interrupção de energia, acesso remoto.

1 Introdução

Em dezembro de 2008 foi promulgado os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma norma para regulamentar a área de distribuição de energia elétrica. O 8º módulo da norma é dedicado à área de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), nunca antes regulamentada. Ele define procedimentos e metodologias de medição, descreve os distúrbios elétricos, define os indicadores de qualidade e os valores de referência – entretanto, nem todos ainda estabelecidos. A norma prevê um período para uma campanha nacional de medição. O objetivo é fazer o levantamento de dados que permitam estabelecer novos valores de referência e de indicadores de qualidade em futuras regulamentações específicas. No final de 2009 foi realizada sua 1ª revisão (ANEEL, 2009).

Com a perspectiva da necessidade do uso de medidores de QEE em larga escala, o mercado nacional de medidores de QEE foi analisado. No Brasil foram encontrados três “tipos” de medidores de QEE. O primeiro tipo é o de baixo custo, que não satisfaz a norma (Carvalho, et al., 2003); os outros, de médio e alto custo, satisfazem a norma, mas seus valores os tornam impróprios para o uso em larga escala.

Este artigo apresenta um medidor de baixo custo. Com a avaliação do mercado, foi desenvolvido e implementado um medidor digital QEE (Colnago, 2009) com dois propósitos básicos: atender os principais requisitos da norma e ter um baixo custo, tornando-o viável para o uso em larga escala. O artigo aborda ainda a norma proposta e observa diversos

aspectos não detalhados adequadamente, especialmente o cálculo final dos indicadores.

2 A Norma de QEE

O módulo de QEE se divide em qualidade do produto e qualidade do serviço. Os indicadores associados à qualidade do serviço estão ligados, basicamente, com a ocorrência de interrupções de energia; já os indicadores de qualidade do produto estão associados principalmente à tensão. São eles:

- Tensão eficaz em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

Até então, não havia regulamentação na área de QEE no Brasil. Como a norma aborda fenômenos que nunca foram regulamentados, determinados indicadores não têm valores de referência – nem as formas finais dos cálculos dos indicadores – definidos. Devido a isso, ela apresenta grande interesse no monitoramento de fenômenos harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração, pois os resultados desses indicadores serão usados para estabelecer futuras referências.

3 Visão Geral do Medidor de QEE

A avaliação do mercado permitiu observar que os medidores adequados à norma têm um custo aproximado superior a mil dólares (podendo superar uma dezena de milhares de dólares). Um dos objetivos do

medidor desenvolvido foi ser de baixo custo, com valor máximo de poucas centenas de dólares.

Para atingir esse objetivo, o monitoramento de corrente (necessário para o indicador de fator de potência) foi suprimido. Em um sistema trifásico, essa medição requer três transformadores de corrente de precisão, o que implica em um custo relativamente alto. Foi observado que vários medidores do mercado têm um valor elevado devido ao uso dos transformadores de corrente. Portanto, definiu-se que apenas os indicadores mais importantes seriam monitorados, de forma que os pontos mais visados pela norma fossem atendidos a um custo baixo.

São monitorados os indicadores de tensão em regime permanente, os harmônicos, a flutuação de tensão, o desequilíbrio de tensão, a variação de tensão de curta duração e as interrupções de energia.

Uma visão geral do medidor é ilustrada na Figura 1, com o diagrama geral de blocos do aparelho. O medidor é conectado à rede elétrica e monitora a tensão fornecida aos consumidores.

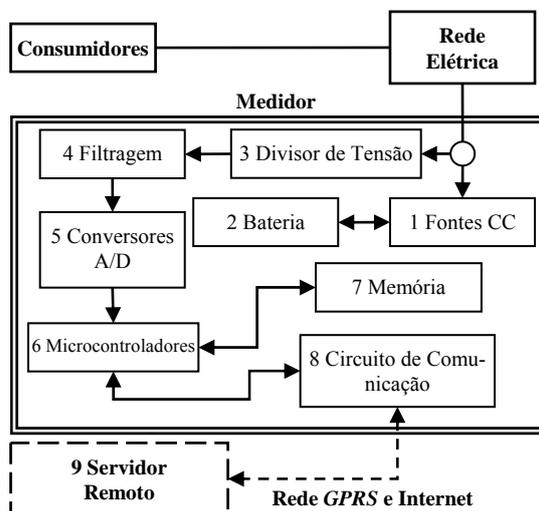


Figura 1. Diagrama geral de blocos do medidor.

O medidor é composto de oito blocos básicos:

1. *Fontes CC*: é composto por fontes CC que utilizam a energia da rede para alimentar o sistema;
2. *Bateria*: é composto por uma bateria recarregável (para alimentação durante interrupções e a-fundamentos severos) e seu circuito de recarga;
3. *Divisor de Tensão*: é um conjunto de três circuitos (um para cada fase) com função de reduzir os níveis de tensão a valores inferiores a 5V e convertê-los de sinais de CA em sinais de CC;
4. *Filtragem*: é um conjunto de três filtros ativos. Sua função é remover as altas frequências do espectro e eliminar o efeito do *aliasing*;
5. *Conversores A/D*: é um conjunto de três conversores A/D de 12 bits. Eles digitalizam os sinais filtrados para o processador de sinais;
6. *Microcontroladores*: dois microcontroladores de baixo custo são usados nesse bloco. Um é responsável por processar os sinais e calcular os indicadores em tempo real; o outro gerencia o

sistema, grava os resultados e se comunica com o servidor remoto (enviando dados e medições);

7. *Memória*: cartão de memória não-volátil do tipo *flash*. Armazena os dados medidos para posterior envio a um servidor remoto. O cartão permite ainda que, se necessário, as medições possam ser lidas localmente, bastando remover o cartão;
8. *Circuito de Comunicação*: é composto por um módulo de celular. Esse módulo permite que o medidor se comunique com um servidor remoto através da rede GPRS e da Internet.

Existe ainda o bloco 9, que não faz parte do medidor, mas pertence ao sistema de monitoramento. Ele é um servidor remoto que fica localizado na companhia elétrica (concessionária). Ele realiza comunicação com os medidores através da rede GPRS e da Internet. Ele configura e descarrega as medições dos medidores remotamente. Devido a isso, depois de instalados, os medidores dispensam trabalho local, sendo controlados remotamente.

Para um melhor entendimento, deve-se observar que o servidor recebe tal denominação devido a uma característica específica, pois nem sempre opera, formalmente, como servidor. Essa denominação deve-se ao fato de que para o sistema como um todo, e mais especificamente para a rede interna da concessionária, ele trabalha como um servidor da base de dados, ou seja, tem característica de armazenar os dados finais das medições do sistema, sendo “definido” servidor.

3.1 Especificações Técnicas

O medidor foi desenvolvido para monitorar sistemas trifásicos do tipo estrela aterrada, com frequência de 60Hz e tensão de fase nominal de $127V \pm 25\%$, comuns em vários estados do Brasil. Conforme a norma, o medidor tem resolução de 12 bits, precisão de 1% para a medição da tensão e monitora até o 25º componente harmônico de tensão.

Devida a sua flexibilidade, o medidor permite monitorar sistemas com tensão de fase diferente da nominal e até redes de média tensão. Para isso é necessário o uso de transformadores para converter a tensão a ser monitorada para uma tensão base de 127V. Feito isso, basta configurar um parâmetro multiplicador no sistema e os dados monitorados são convertidos da base de 127V para a tensão na base original.

3.2 Descrição do Hardware

O circuito de alimentação do medidor é composto por um transformador em cada fase. Eles reduzem o nível das tensões da rede e alimentam as fontes CC. Dessa forma, enquanto houver tensão suficiente em ao menos uma fase, o sistema mantém-se alimentado normalmente. Caso ocorra uma falha e nenhuma das fases possa alimentar o sistema, um relé é comutado e a bateria passa a alimentar o sistema.

O sistema de processamento de sinais é composto por uma parte analógica e uma digital. A analógica

contém o circuito divisor de tensão e de filtragem; a digital os conversores A/D e um microcontrolador.

Na parte analógica é realizada a redução dos níveis de tensão diretamente através de divisores resistivos (sem isolamento) e amplificadores operacionais, permitindo redução de custo e a eliminação de possíveis distorções do sinal. Com o uso de amplificadores operacionais para a soma de *offset*, um valor médio de tensão é inserido no sinal, de forma a convertê-lo de CA para CC.

Na etapa de filtragem foram usados filtros ativos passa-baixas Butterworth de 8ª ordem do tipo Sallen-Key. Tal filtro apresenta ganho unitário e banda de passagem plana, sem distorções devido ao efeito *ripple*. A topologia é bem simples de ser implementada através de amplificadores operacionais e apresenta tolerância às pequenas variações nos valores dos componentes (Middlehurst, 1993).

Como a norma exige taxa de amostragem ≥ 16 amostras/s e monitoramento do 25º harmônico (1,5kHz), no mínimo, foi definida uma taxa de amostragem de 128 amostras/ciclo ($F_a=7,68\text{kHz}$) e frequência de corte $F_c=1,8\text{kHz}$. Com tal F_c e filtros Butterworth de 8ª ordem, têm-se atenuação superior a 52dB para frequências acima de $F_a/2$ (3,84kHz), um valor adequado para cumprir as exigências do Teorema da Amostragem, eliminando as altas frequências e os efeitos do *aliasing* (Diniz, et al., 2004).

Já na parte digital, os sinais filtrados são amostrados e convertidos para valores digitais pelos conversores A/D de 12 bits. A faixa dinâmica é de 449V (pico a pico) e resolução de 0,11V/bit. Os sinais digitalizados são enviados para ao processador de sinais, um microcontrolador da família dsPIC33F, da Microchip, de arquitetura *Harvard* modificada. Seu *hardware* contém módulos para processamento de sinais similares aos existentes nos DSPs (Microchip, 2007). A parte final do medidor apresenta um circuito puramente digital, composta por um cartão de memória, um módulo de celular e pelo segundo microcontrolador. Este gerencia o medidor: grava os registros de medição no cartão e realiza a comunicação remota com o servidor através do módulo de celular. O módulo opera na rede GSM, que abrange grande parte do país. Ele permite que o medidor se conecte à rede GPRS e à Internet. Tendo o endereço do servidor (IP ou URL), um parâmetro configurável, o medidor se conecta ao servidor remoto para comunicação.

4 Cálculo dos Indicadores de Qualidade

Os processos de medição são realizados conforme as indicações da norma. Em determinados indicadores só há descrição do processamento intermediário, sem definição de como calcular o resultado final do indicador. Nesses casos, foram definidas as metodologias a serem usadas – até que as regulamentações futuras sejam estabelecidas.

Na medição dos indicadores, cada fase tem seus próprios registros. A medição é feita de forma contínua e baseada no processamento de intervalos de tempo. Ela é realizada durante uma semana (7 dias ou 168

horas). Esse período é dividido em um conjunto de 1.008 intervalos de 10 minutos válidos e sequenciais. Cada intervalo é a integralização de um conjunto de 3.000 “janelas” de tempo. Cada janela é formada por 12 ciclos de rede (0,2s). A taxa de amostragem do sistema é de 128 amostras/ciclo (7,68kHz), para a medição dos harmônicos. Para vários indicadores é realizada uma subamostragem, que é feita digitalmente reduzindo-se a taxa (para a metade), assim como a carga de processamento. Como nos sistemas reais as componentes de altas frequência não têm valor eficaz significativo, o resultado, dentro da precisão estabelecida, não é alterado. No caso da medição de flutuação, a taxa é reduzida para 16 amostras/ciclo, que está dentro da norma e não afeta os resultados, visto que o modelo usado para cálculo (IEC, 2003) apresenta filtros de baixa frequência e eliminaria, necessariamente, as harmônicas de ordem superior.

4.1 Interrupção no Fornecimento de Energia

Uma interrupção é determinada quando a tensão eficaz de uma ou mais fases torna-se inferior a 0,1pu por um período contínuo mínimo de 3 minutos. O fim da interrupção ocorre quando todas as fases voltam ao normal (valor superior a 0,1pu). O registro de interrupção é gravado e informa as fases afetadas, o início e o fim da ocorrência e os tempo de duração.

Intervalos que apresentam interrupções, ou que estejam contidos nelas, são invalidados. Intervalos inválidos são registrados, mas não são usados para análise em regime permanente (são usados para indicadores como FIC, FEC, DIC, etc.). Deve-se adicionar um número de intervalos válidos subsequentes igual ao número de intervalos inválidos expurgados, de forma que 1.008 intervalos válidos sejam obtidos. Então, uma medição pode superar o período de 7 dias.

4.2 Tensão Eficaz em Regime Permanente

A tensão eficaz em regime permanente é calculada com a integralização das 3.000 janelas de tempo e o cálculo do valor eficaz do intervalo de 10 minutos. A taxa de amostragem é de 64 amostras/ciclo.

O resultado de cada intervalo registra o valor de tensão eficaz e o valor máximo e mínimo de tensões eficaz das janelas do intervalo. Os registros medidos são analisados e distribuídos estatisticamente em faixas de tensão adequada, precária ou crítica. Neste indicador, assim como nos outros, intervalos inválidos são substituídos por número igual de intervalos válidos subsequentes.

4.4 Variação de Tensão de Curta Duração

A Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) é um fenômeno transitório determinado quando ocorre a variação do valor eficaz da tensão para abaixo de 0,9pu (afundamento) ou quando o valor supera 1,1pu (elevação). O período que define a ocorrência de uma VTCD vai de 1 ciclo de rede até

3 minutos. Acima desse tempo o distúrbio deixa de ser caracterizado como um fenômeno transitório. A norma apresenta uma tabela que subdivide e classifica as VTCDs. Os medidores classificam-nas apenas como afundamentos e elevações. As classificações específicas são feitas no aplicativo do usuário. A taxa de amostragem é de 64 amostras/ciclo.

São registrados o início e o fim da ocorrência, o pior valor absoluto de tensão medido (dentro os ciclos observados), o tempo de duração e a fase atingida. No caso de eventos concorrentes, são registradas as fases atingidas e a fase com a alteração de tensão mais severa. O fim do evento é determinado quando todas as fases voltam aos valores normais. Afundamentos e elevações são tratados como eventos distintos e registrados separadamente, mesmo ocorrendo de forma concorrente.

A Figura 2 mostra como são definidas os Afundamentos, Elevações e Interrupções de fornecimento de energia. Uma elevação é definida quando o valor eficaz da tensão ultrapassa 1,1pu dentro do tempo T1 (igual a alguns ciclos de rede); um afundamento é definido quando o valor torna-se inferior a 0,9pu dentro do tempo T2 (alguns ciclos de rede); e a interrupção é definida quando o valor torna-se inferior a 0,1pu por um período T3 superior a 3 minutos.

Conforme a 1ª revisão da norma (ANEEL, 2009), a ocorrência de VTCD entre ou dentro de intervalos passa a eliminá-los, da mesma forma como ocorre com as interrupções. De certa forma, tal mudança era previsível, visto que o fenômeno tem característica transitória e ocasionaria distorções nas medições observadas em regime permanente.

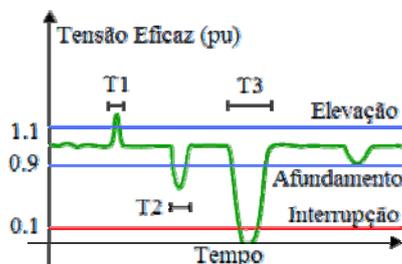


Figura 2. Gráfico da Tensão eficaz x Tempo.

4.3 Harmônicos

A norma requer o monitoramento de pelo menos o 25º componente harmônico de tensão. A amostragem é de 128 amostras/ciclo. Neste indicador específico trabalha-se com a integralização de 4.500 janelas de tempo, formando 10 minutos. Cada janela é composta por 8 ciclos de rede, o que implica em um total de 1.024 amostras por janela. Esse valor, múltiplo de 2ⁿ, permite o uso de da Transformada Rápida de Fourier (FFT), que otimiza o consideravelmente o tempo de processamento (Diniz, et al., 2004).

Para cada janela são processados os 24 componentes harmônicos (do 2º até o 25º) e a distorção harmônica total. A norma não especifica os indicadores finais. São registrados, então, os maiores valores percentuais de cada componente harmônico e das distorções

totais ocorridos nas janelas do intervalo. Para este caso, poder-se-ia adotar-se uma metodologia proposta em norma internacional (IEC, 2002 e IEEE, 2008), mas optou-se pelo valor máximo, pois registra o pior caso em regime. A Distorção harmônica Individual de Tensão de ordem “h” (DIT_h%) e a Distorção harmônica Total de Tensão (DTT%) são calculados percentualmente conforme (1) e (2), respectivamente.

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

$$DTT \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{25} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2)$$

sendo:

V₁: componente fundamental de tensão (60Hz);

V_h: componente harmônico de tensão de ordem “h”.

4.3 Desequilíbrio de Tensão

O processamento do desequilíbrio de tensão é feito através da equação de CIGRÉ, que através dos valores de tensão de linha, calcula-se o Fator de Desequilíbrio (FD%), em percentual, conforme (3) e (4). A taxa de amostragem é de 64 amostras/ciclo. Como a norma não define como se calcular o indicador final, registra-se para cada intervalo o FD médio e o máximo FD (ocorrido nas janelas) do intervalo.

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

sendo:

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (4)$$

e V_{AB}, V_{BC} e V_{CA} as tensões eficazes de linha.

4.5 Flutuação de Tensão

O processamento deste indicador é baseado na adaptação do modelo do medidor de cintilação (*flickermeter*) proposto pela norma 61000-4-15, da *International Electrotechnical Commission* (IEC) (IEC, 2003). O bloco 1 do modelo da IEC foi substituído pelos circuitos do divisor de tensão e filtragem do medidor. Porém, a parte de normalização do bloco é feita digitalmente no processador de sinais. Todos os blocos de filtragem posteriores foram digitalizados. Como há uma alta carga de processamento, a taxa de amostragem foi reduzida para 16 amostras/ciclo (960Hz), limite mínimo especificado pela norma brasileira e que permitiu validar a medição do indicador, conforme o protocolo de testes da norma da IEC (IEC, 2003). O último bloco, o estatístico, realiza o processamento para o intervalo do valor da severidade de cintilação de curta duração, o P_{st}, conforme (5). O processamento é simplificado com o uso de apenas 128 classes e classificação linear simples.

$$P_{st} = 0,1 \cdot \sqrt{3,14P_{0,1} + 5,25P_{15} + 6,57P_{35} + 28P_{105} + 8P_{505}} \quad (5)$$

sendo:

P_i (percentil i): é o nível de cintilação (*flicker*) excedido por “i” % do tempo durante o período de observação. O sufixo “S” indica que um valor usado foi “suavizado”.

No final da medição, os resultados são enviados ao servidor remoto e lá é realizado um processamento, no qual é calculado o valor de severidade de cintilação de longa duração, o Plt. Cada Plt é calculado em função dos Psts ocorridos no intervalo de 2 horas, conforme (6). Outros indicadores de diários e semanais são obtidos a partir dos valores de Pst e Plt.

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Pst_i)^3} \quad (6)$$

sendo:

Pst_i: é o Pst do intervalo “i”;

N: número de Psts que completam um período de 2 horas.

O medidor foi desenvolvido para ter flexibilidade nas medições, logo, o período de medição pode ser configurado para 1, 3 e 7 dias, com intervalos de 1, 5, 10 e 15 minutos – neste caso, o número de janelas varia conforme o número de minutos do intervalo.

5 Resultados e Desempenho

Um conjunto de testes foi realizado para verificar o desempenho do aparelho. Para avaliar a sensibilidade do medidor às interrupções e às VTCDs foram gerados diversos distúrbios. Todos foram registrados.

Para o indicador de flutuação, primeiramente foram realizados testes requeridos pela norma da IEC (IEC, 2003) para validar o sistema de medição de cintilação. Validado, diversas medições comparativas foram realizadas com um segundo medidor, para verificação do desempenho do medidor desenvolvido. Como “aferidor”, foi usado um medidor do tipo Classe A, o “Power Sentinel GPS-Synchronized I133A” (Arbiter System, 2006). A Tabela 1 apresenta os registros de Pst para uma flutuação de tensão de 110 variações/minuto, com modulação aproximada de 0,85%. Os valores registrados pelos medidores estão nas colunas 2 e 3; a última coluna apresenta o erro relativo do medidor em relação ao aferidor.

Tabela 1. Resultados comparativos de Pst.

Tempo	Pst (pu)		Erro Relativo
	1133A	Medidor	
10:50	1,091520	1,074424	1,57%
11:00	1,092991	1,075492	1,60%
11:10	1,089046	1,072647	1,51%

Como resultado comparativo, a medição do indicador de desequilíbrio de tensão é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2. Resultados do Desequilíbrio de Tensão.

Tempo	Fator de Desequilíbrio (%)	
	Medidor	Medidor 933A
17:50	1,04	1,05
17:51	1,03	1,05
17:52	1,00	1,00

17:53	0,89	0,88
17:54	0,81	0,80

Para testar o desempenho dos resultados dos indicadores de tensão em regime permanente e distorção harmônica, foi usada uma fonte geradora de função de potência, a “Chroma – Programmable AC Source – Model 6512”, da Chroma (Chroma ATE, 2002). Ela permite configuração do valor de tensão eficaz, frequência e forma de onda. Ele pode produzir um conjunto de sinais de tensão distorcidos com componentes harmônicos de valor pré-determinados. Vários sinais foram usados para os testes de desempenho. Um deles, chamado DST10, é exibido na Figura 3.

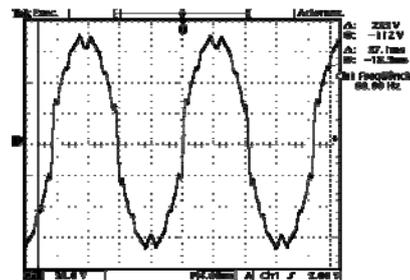


Figura 3. Sinal de tensão distorcido DST10.

Esse sinal foi configurado para ter tensão eficaz de 127V e frequência fundamental de 60Hz. Como aferidor foi usado o medidor de alta precisão “Portable Power Sentinel 933A” (Arbiter System, 2007). A Tabela 3 apresenta os resultados observados. A 1ª coluna informa quais resultados são apresentados (tensão eficaz, DTT e DIT_n); a 2ª e a 3ª colunas apresentam os resultados do medidor e do aferidor, respectivamente; e a 4ª coluna apresenta o espectro (teórico) gerado pela fonte.

Os resultados foram lidos nos LCDs dos medidores – o aferidor usa outra metodologia de cálculo para registrar os dados. Essa forma permitiu observar os valores instantâneos percentualmente. O sinal gerado é composto por todos os harmônicos ímpares do 3º ao 25º (marcados na tabela). Devido a distorções na geração, pode-se notar que a fonte geradora acaba produzindo harmônicos pares não previstos (branco).

Tabela 3. Resultados da distorção harmônica do sinal DST10.

V _{RMS} (V)	Medidor		Espectro da Fonte
	126,86	933A 126,95	
DTT (%)	13,35	13,38	
Componentes harmônicos (DIT _n)			
h2 (%)	0,21	0,20	-
h3 (%)	9,80	9,82	9,80
h4 (%)	0,10	0,11	-
h5 (%)	3,21	3,21	3,20
h6 (%)	0,03	0,02	-
h7 (%)	5,44	5,42	5,40
h8 (%)	0,09	0,09	-
h9 (%)	1,22	1,21	1,20
h10 (%)	0,00	0,00	-
h11 (%)	2,84	2,83	2,80
h12 (%)	0,04	0,04	-

h13 (%)	1,43	1,42	1,40
h14 (%)	0,04	0,04	-
h15 (%)	4,09	4,07	4,00
h16 (%)	0,10	0,09	-
h17 (%)	2,26	2,26	2,20
h18 (%)	0,10	0,10	-
h19 (%)	1,45	1,45	1,40
h20 (%)	0,09	0,07	-
h21 (%)	1,45	1,45	1,40
h22 (%)	0,08	0,07	-
h23 (%)	1,65	1,67	1,60
h24 (%)	0,12	0,12	-
h25 (%)	1,42	1,47	1,40

6 Conclusão

A versão final do medidor de QEE desenvolvido apresentou resultados satisfatórios e pôde-se concluir que ele atendeu os principais requisitos da norma brasileira. Seu *hardware* simplificado permitiu atingir seu objetivo de baixo custo, capacitando-o a se tornar um produto comercial.

A contribuição deste trabalho e do medidor desenvolvido foi permitir a possibilidade de introdução no mercado nacional de um aparelho de baixo custo para a campanha nacional de medição, com a vantagem de monitoramento remoto. Vários aparelhos foram entregues à concessionária local para testes em campo.

Outra contribuição foi uma breve discussão sobre a nova norma de QEE. Como observação final deve-se destacar-se novamente que a norma não definiu metodologias para o processamento final de vários indicadores. Um possível motivo seria aguardar os resultados da campanha para avaliar os métodos apropriados para o sistema elétrico brasileiro.

Devido a essa falta de informações, algumas metodologias foram definidas e implementadas pelos projetistas. Se tais metodologias serão validadas, só futuros resultados da campanha e revisões da norma indicarão. Entretanto, caso seja necessário mudanças das mesmas, serão alterações relativamente simples, visto que implicarão apenas em ajustes (atualização) de *software/firmware*.

Agradecimentos

Este trabalho foi financiado pela EDP ESCELSA e é um resultado de um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento entre a EDP ESCELSA, a Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) e a ANEEL. Os autores gostariam de agradecer a EDP ESCELSA pelo suporte oferecido.

Referências Bibliográficas

Arbiter Systems (2006). Model 1133A-Power Sentinel GPS-Synchronized-Operation Manual. Arbiter Systems, USA.

Arbiter Systems (2007). Model 933A-Portable Power Sentinel-Operation Manual. Arbiter Systems, USA.

ANEEL. 2009. *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica - Módulo 8 –Rev. 1.* (Resolução nº. 395 / 2009). Brasília: ANEEL.

Carvalho, J. R.; Wagner, R.; Mog, G. E.; Costa, G. A.; Coutinho, F. R. e Sciammarella, S. F. (2003). Desenvolvimento de um Instrumento para Monitoração de Energia. II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica; pp. 872-874.

Chroma ATE (2002). AC Power Source 6530 / 6520 / 6512 User's Manual. Taiwan: Chroma ATE Inc.

Colnago, G. P., 2009. Desenvolvimento e Implementação de um Sistema de Monitoramento em Tempo Real da Tensão da Rede com Acesso Remoto. Dissertação de Mestrado. Vitória: Ufes.

Diniz, P. S. R.; da Silva, E. A. B. e Netto, S. L. (2004). Processamento de Sinais Digitais - Projeto e Análise. Bookman, Porto Alegre.

Gunther, E. (2006). Harmonic and Interharmonic Measurement According to IEEE 519 and IEC 61000-4-7. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition; pp. 223-225.

IEC, 2003. IEC Standard 61000-4-15: Testing and measurement techniques – Section 15: Flicker-meter – Functional and design specifications. Geneva: IEC.

IEC, 2002. IEC Standard 61000-4-7 – Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. Geneva: IEC.

IEEE, 2008. IEEE Standard 519 (Draft 3): Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York: IEEE.

Marques, L.; Araújo, E. e Brito, J. A. S. (2003). Registrador de Qualidade da Tensão com Leitura Remota. Citenel – II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica; pp. 913-915.

Mazadi, M. and Hosseinian, S. H. (2004). Flicker-meter Simulation to Use in Power System Analysis Software. 39th International Universities Power Engineering Conference, Vol. 1; pp. 917-923.

Microchip (2007). dsPIC33F Family Data Sheet. Microchip, USA.

Middlehurst, J. (1993). Practical Filter Design. Prentice-Hall, Australia.

Piekars, M.; Szlosek, M.; Hanzelka, Z.; Bień, A.; Stankiewicz, A. and Hartman, M. (2002). Comparative Tests of Flickermeters. 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Vol. 1; pp. 220-227.

Ruiz, J.; Lazkano, A; Aramendi, E. and Leturiondo, L. A. (2000). Analysis of Sensitivity to the main parameters involved in the digital implementation of the UIE Flicker-meter. 10th Mediterranean Electrotechnical Conference, Vol. 2; pp. 823-826.