



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO 10

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

**HARMÔNICOS NO SISTEMA INTERLIGADO DEVIDO A UMA USINA EÓLICA – ESTUDO DETALHADO
COMPARANDO COM MÉTODO EXPRESSO**

Luiz Carlos de Alcântara Fonseca *

Jurandir de Almeida Cavalcanti

CHESF Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

RESUMO

Dos vários tipos de geradores eólicos observa-se uma predominância dos geradores de indução duplamente alimentados, cujo campo, introduz correntes harmônicas no sistema. Este informe faz uma análise harmônica de uma usina eólica com este tipo de gerador. É apresentada a comparação entre o efeito em um determinado ponto considerando todas as fontes funcionando ao mesmo tempo, com as tensões harmônicas obtidas do efeito de cada fonte individual e uma comparação entre um método expresso de aceitação e o critério de aceitação nacional. As distorções são vistas tanto no ponto de acoplamento comum (PAC) quanto em pontos remotos.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade da energia, Harmônicos, Somatório dos harmônicos, Eólicas, Geradores de indução duplamente alimentados.

1. INTRODUÇÃO

Ao se adotar a tecnologia de usinas eólicas, tipo motor de indução com dupla alimentação, por ter o campo alimentado através de sistema eletrônico de retificação e inversão, ocorre a injeção de correntes harmônicas no ponto de acoplamento do sistema elétrico de alimentação.

A referência (1) apresentou uma sequência de estudo de harmônico que será em parte seguida por este informe técnico.

2. CRITÉRIOS

O Operador Nacional do Sistema (ONS) adota o critério das distorções harmônicas de tensão conforme o "Submódulo 2.2 Padrões de Desempenho da Rede Básica" o que demanda análises de penetração harmônica.

As usinas eólicas, de acordo com o "Submódulo 3.8 Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica" item: 11 Requisitos Técnicos Para Conexão de Geradores Eólicos 11.1 Aspectos Gerais 11.1.1, as centrais de geração eólicas devem preservar os padrões de desempenho definidos no Módulo 2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos Para Suas Instalações – dos Procedimentos de Rede. Recentemente o documento (2) apresenta os limites individuais para aceitação da uma nova instalação que está na Tabela 1 a seguir.

* Rua Delmiro Gouveia, 333 - CEP 50761-901 - Recife - PE - BRASIL
Tel.: +55 (081) 3229-2607 - FAX: +55 (081) 3229-2488 - E-mail: lfonseca@chesf.gov.br

Tabela 1 Limites Individuais de Distorção Harmônica da referência (2)

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHT = 3%				DTHT = 1,5%			

DTHT - Distorção de Tensão Harmônica Total

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \text{ (em \%)}$$

onde:

$$V_h = 100 \frac{v_h}{V_1} \Rightarrow \text{tensão harmônica de ordem h em porcentagem da fundamental;}$$

 $v_h \Rightarrow$ tensão harmônica de ordem h em volts; $V_1 \Rightarrow$ tensão fundamental nominal em volts.

Este documento, baseado em um relatório técnico do IEC (3), sugere a utilização da expressão [1], cuja origem é citada no Electra 123 de março de 1989 [4], para o somatório tanto das tensões quanto das correntes harmônicas de cada fonte individual. O cálculo desta corrente requer a simulação de toda a rede de baixa tensão, uma vez que, normalmente, só se dispõe da corrente na fonte, ou seja, em cada gerador eólico.

$$U_{n,total} = \left(\sum_{i=1}^m U_{n_i}^\alpha \right)^{\left(\frac{1}{\alpha} \right)} \quad [1]$$

Onde:

 U_n – pode ser tanto tensão quanto corrente harmônica

n – ordem harmônica

m – número total de fontes

e α depende da ordem do harmônico.

3. SIMULAÇÃO

A forma de onda de uma tensão submetida a cargas não lineares pode ser calculada modelando-se a carga não linear por fontes de corrente para cada harmônico gerado. A facilidade deste modelo decorre do fato de que os harmônicos podem ser tratados separadamente tornando simples o cálculo do efeito nos diversos equipamentos da rede bem como a consideração do efeito conjugado de diversas fontes. A forma de onda da tensão em um determinado ponto do sistema será o somatório das diversas componentes harmônicas de tensão no ponto considerado.

O sistema de potência é uma rede RLC passiva à frequência harmônica e a solução da impedância harmônica envolve o cálculo da impedância de cada elemento à frequência harmônica e a redução da rede a uma impedância equivalente

A tensão harmônica pode ser determinada pelo produto da corrente harmônica pela impedância para aquela frequência, do sistema ou equipamento pelo qual esta corrente flui. Ou seja, são necessárias as correntes harmônicas da usina, a impedância da rede no ponto de acoplamento, daí pode-se calcular as tensões no ponto de acoplamento e realizar o estudo de penetração para verificar se nas outras barras os valores das tensões harmônicas também estarão dentro das exigências do ONS. Por isto deverão ser seguidos os seguintes passos:

3.1 Etapas do Estudo

- Cálculo das impedâncias harmônicas;
- Cálculo das correntes harmônicas;
- Cálculo das tensões harmônicas individuais totais através do HarmZs e simulando cada fonte individualmente e calculando o somatório pela expressão do IEC.

3.2 Considerações

Foi considerada uma condição qualquer de carga, no caso específico foi usado o deck do ONS de carga pesada de 2012, bem como o caso de estabilidade compatível para se obter os dados das máquinas em operação, para a montagem do caso do HARMZS.

As correntes harmônicas, em cada gerador foram as mostradas na Tabela 2 a seguir, e são obtidas de relatório de laboratório credenciado, para um gerador de indução do tipo duplamente alimentado:

Tabela 2 Correntes Harmônicas injetadas por um Gerador Dados Fornecidos pela geradora

CURRENT HARMONIC MEASURED			MAXIMUM IEEE Std. 519-1992 (Systems between 69.001 V y 161.000 V) $\frac{V_L}{V}$ / $V_L < 20$ ⁽³⁾	
HARMONIC Nº	MEASURED VALUE (%) ⁽¹⁾	COMPARISON VALUE (%) ⁽²⁾	HARMONIC Nº	LIMIT VALUE (%)
	tipo 1 / Tipo 2	Tipo 1 / Tipo 2		
2	0.24 / 0.25	1.13 / 2.47	<11	2
3	0.33 / 0.37			
4	0.18 / 0.35			
5	0 / 0.48			
6	0.24 / 0.37			
7	0 / 0.63			
8	0.14 / 0.2			
12	0.26 / 0.2	0.46 / 0.33	11 <= h < 17	1
14	0.2 / 0.13			
17 <= h < 23	0 / 0.11	0 / 0.11	17 <= h < 23	0.75
23 <= h < 35	0.48 / 0.99	0.48 / 0.99	23 <= h < 35	0.3
37	0.17 / 0	0.34 / 0.55	35 <= h	0.15
47	0 / 0.11			
48	0 / 0.11			
49	0.17 / 0.33			
THD (%) ⁽¹⁾	0.58 / 1.05	<	THD (%)	2,5 ⁽⁴⁾

Deve-se observar que as correntes harmônicas fornecidas são para diferentes níveis de potência dos geradores, o que não permite o cálculo da distorção total da tensão. Para este cálculo é necessário que os fabricantes forneçam as correntes para uma condição operativa em que maximize a distorção total de tensão.

As tensões harmônicas serão obtidas diretamente do HarmZs do CEPEL (5), tanto para barra de conexão quanto para todos os outros barramentos simulados, e também manualmente quando da simulação de cada fonte individualmente.

3.3 Rede Simulada

A Figura 1 mostra um diagrama unifilar da área próxima à usina a ser conectada. A usina de Piramutaba (28,8MW) será conectada à barra de Piramutaba 230KV (9100) através de um transformador 230/13.8 KV, ela faz parte de um grupo de 16 outras usinas. A conexão desta usina à rede se fará por meio de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito simples, um cabo 636 MCM por fase, com cerca de 100 km de extensão, ligando à subestação elevadora da usina à subestação do ponto de acoplamento comum (PAC), a barra de Sobradinho 230KV.

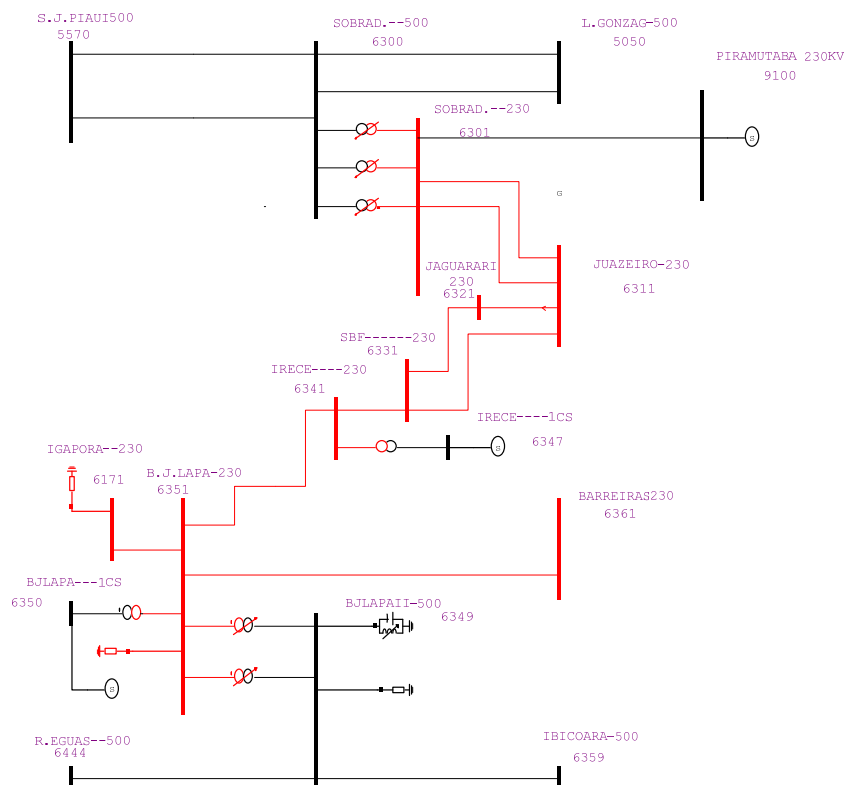


Figura 1 Área próxima a usina Piramutaba

A Figura 2 mostra o diagrama unifilar da usina em estudo.

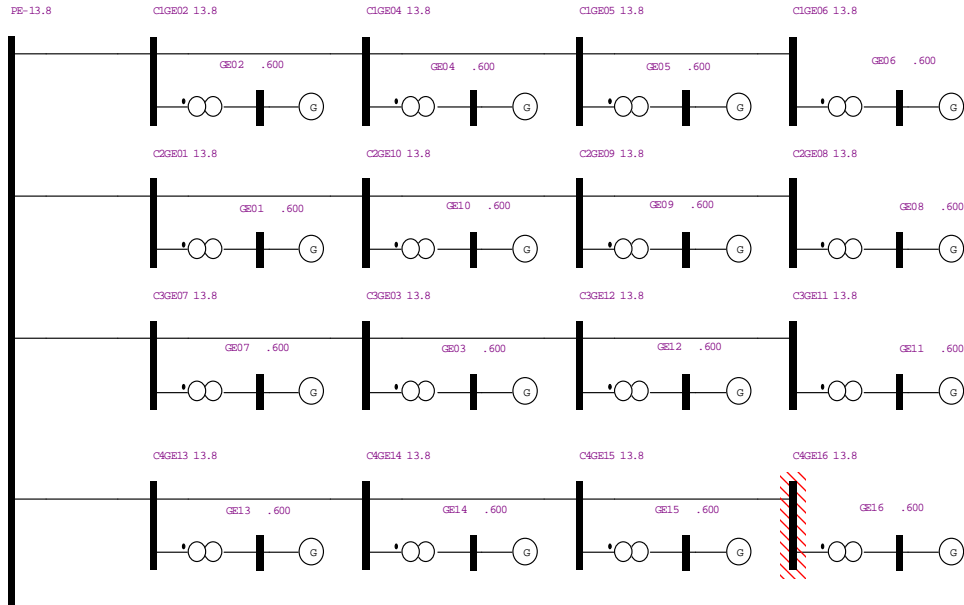


Figura 2 Diagrama unifilar da Usina Piramutaba

4. ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES

O sistema foi simulado usando o programa HarmZs do CEPEL (5). Montado a partir do deck público disponibilizado pelo ONS. A modelagem é a interna do programa. O somatório das distorções individuais em cada barra pode ser calculado, segundo o programa, de duas maneiras: soma fasorial e soma linear, de acordo com as expressões [2] e [3] a seguir.

Distorção individual de tensão do harmônico h na barra k , calculado pela soma fasorial:

$$D_k^h = \left| v_k^h \right| = \left| \sum_{j=1}^n z_{kj}^h i_j^h \right| \cdot 100\% \quad [2]$$

Distorção individual de tensão do harmônico h na barra k , calculado pela soma linear:

$$D_k^h = \left| v_k^h \right| = \sum_{j=1}^n z_{kj}^h i_j^h \cdot 100\% \quad [3]$$

O estudo comparativo foi feito da seguinte forma:

1. Simulação de todas as fontes simultaneamente e utilizando-se os somatórios disponibilizados pelo programa HARMZS.
2. Simulação de cada fonte individualmente e calculando-se a distorção individual total usando-se a expressão da IEC 61000.

A Figura 3 a seguir mostra os resultados das simulações onde todas as fontes (geradores eólicos) foram consideradas simultaneamente, e com os somatórios dados pelas expressões [2] e [3]. Os resultados foram idênticos, ambas as formulações apresentaram os mesmos valores. O que se conclui destas simulações é que para pequenas distâncias (da ordem de 2 km) a influência do ângulo da impedância é nula. Em relação à dispersão dos ângulos de disparo dos dispositivos eletrônicos, pode-se afirmar o mesmo.

HARMÔNICOS FONTES SIMULTÂNEAS - SOMA LINEAR = SOMA FASORIAL

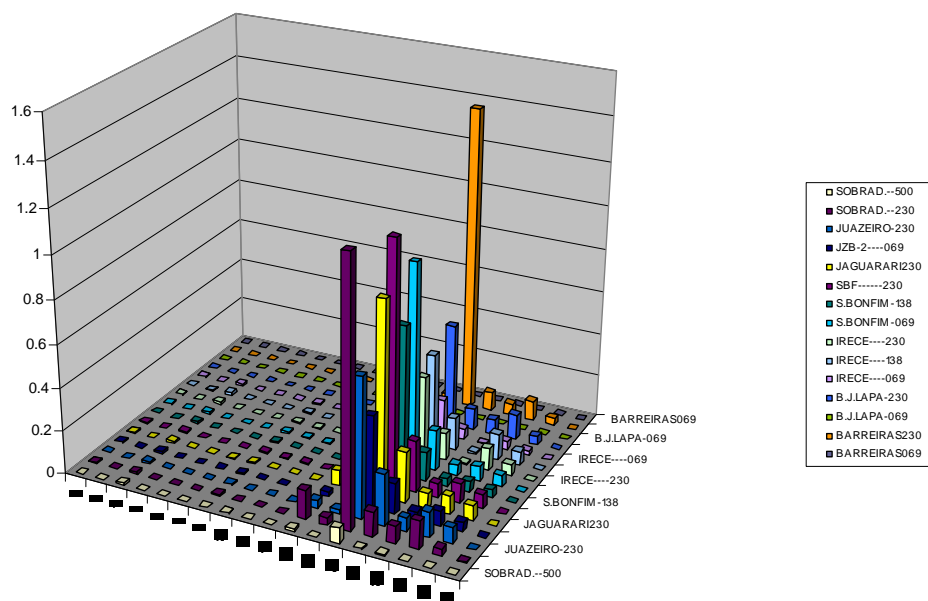


Figura 3 Resultados das simulações onde todas as fontes (geradores eólicos) foram consideradas simultaneamente, e com os somatórios dados pelas expressões [2] e [3].

A Figura 4 a seguir mostra o resultado da simulação onde as fontes de harmônicos são consideradas separadamente, e o cálculo da distorção harmônica individual é feita de acordo com a expressão do IEC.

HARMÔNICOS FONTES INDEPENDENTES - SOMA IEC 61000

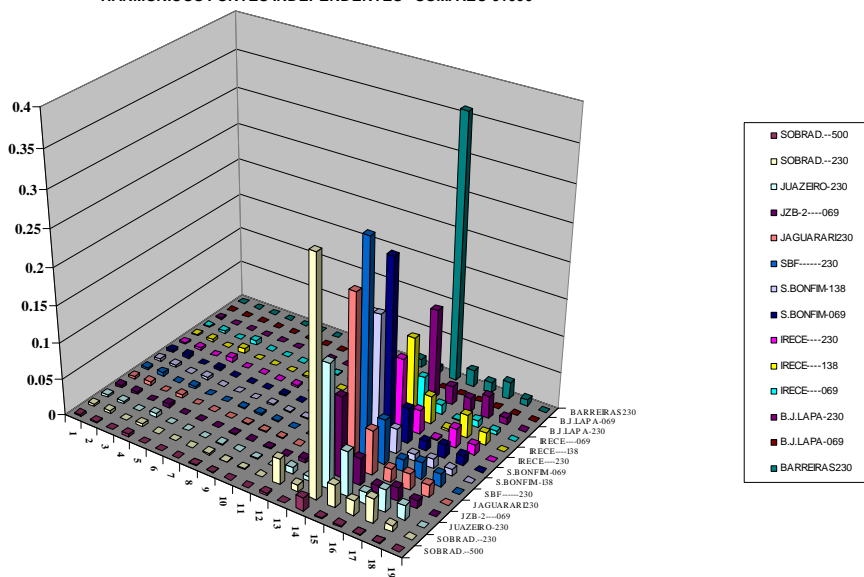


Figura 4 Resultados das simulações onde todas as fontes (geradores eólicos) foram consideradas separadamente, e o cálculo da distorção harmônica individual é feita de acordo com a expressão do IEC.

Como era de se esperar o somatório apresenta valores bastante inferiores à da distorção na barra no caso das diversas contribuições estarem em fase, o fato a se ressaltar, no entanto, é que a possibilidade de delas estarem em fase é, no caso em estudo (distância de até 2 km), alta. Além do mais, quanto maior a ordem harmônica, maior o efeito redutor da expressão, e como os harmônicos gerados pelos geradores eólicos (PWM) são de ordem elevadas maior a diferença em relação ao caso das contribuições estarem em fase ou em ângulos próximos. Deve-se ressaltar que de acordo com os estudos de comportamento dos harmônicos na rede citado na referência (4) e que deu origem aos valores α da expressão [1] este somatório seria válido para os harmônicos ímpares de ordem elevada (larga extensão da variação dos ângulos), o que não acontece no caso dos geradores eólicos que são harmônicos pares.

A Figura 5, a seguir, apresenta a distorção total relativa onde as fontes são simuladas simultaneamente ou separadamente. A distorção harmônica de tensão é sempre calculada pela expressão do valor médio geométrico. Dado pela fórmula [4].

$$DHT_K = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} (D_h)^2} \quad [4]$$

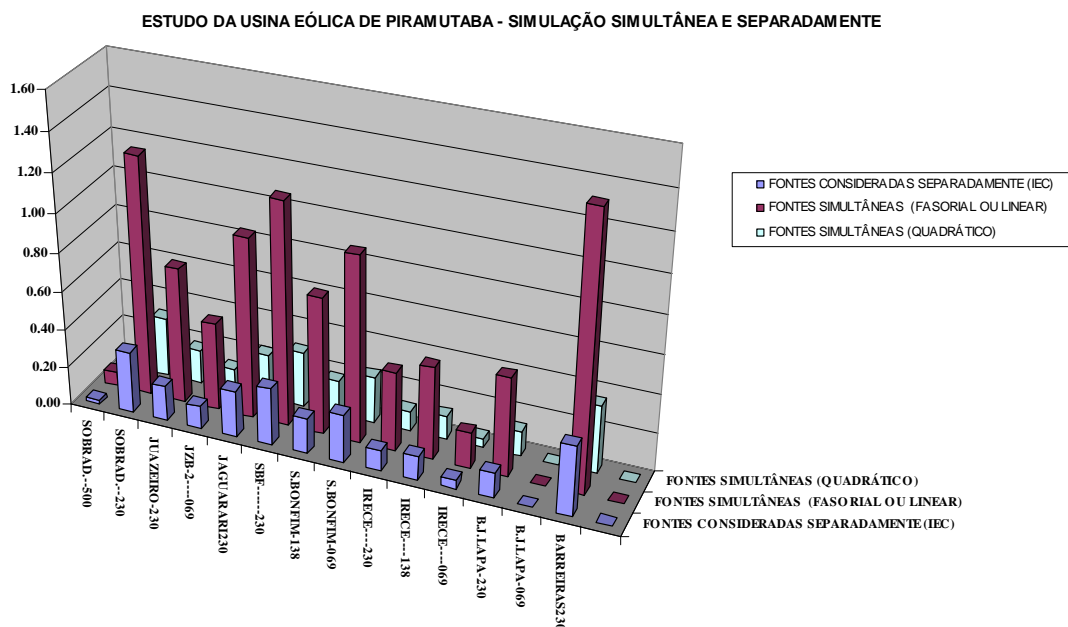


Figura 5 Distorção Harmônica de Tensão na área da usina de Piramutaba. Resultados das simulações onde todas as fontes (geradores eólicos) foram consideradas ou separada ou simultaneamente.

Como decorrência da combinação individual, a distorção total considerando-se as fontes separadamente e o harmônico total individual calculado pela expressão do IEC, apresentará valores bem inferiores ao calculado pela soma vetorial.

Outra observação desta análise é a distorção na área de influência da usina. Como é sabido, aos valores das distorções pode ser superiores ao encontrado no PAC (ponto de acoplamento comum), devido às características do comportamento dos harmônicos. A Figura 6, a seguir, mostra que no barramento de Barreiras, a mais de 500 km da usina as harmônicas individuais foram superiores ao do PAC sendo ambas superiores ao permitido nos limites caso se considerasse a soma fasorial ou linear das contribuições individuais.

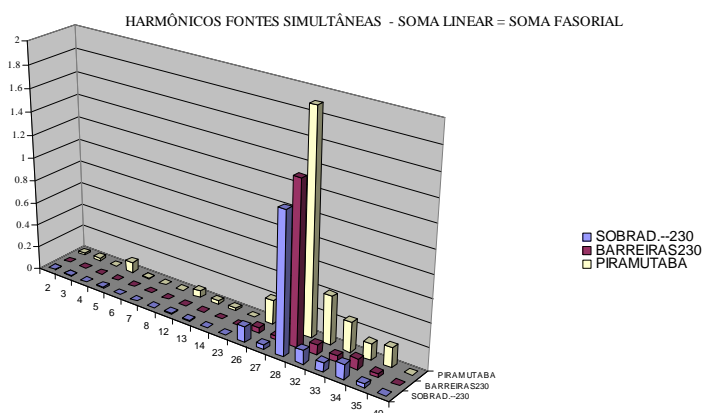


Figura 6 Somatório das Tensões Harmônicas Individuais nas barras de Sobradinho 230KV (PAC), Barreiras 230KV e a barra de conexão da usina de Piramutaba. Resultados das simulações onde todas as fontes (geradores eólicos) foram consideradas simultaneamente, e com os somatórios dados pelas expressões [2] e [3].

A referência (3) apresenta um método expresso de aceitação de uma carga poluidora e através da fórmula [5] a seguir:

$$\frac{S_i}{S_{sc}} \leq 0,2\% \quad [5]$$

Onde:

S_i = potência da carga

S_{sc} = potência de curto circuito da barra de acoplamento comum

Para o caso estudado tem-se que as potências de curto para Sobradinho e Piramutaba são respectivamente: 5860 MVA e 975 MVA, o que daria aplicando-se a relação (5), respectivamente: 0,5% e 3,6% o que implicaria na não aceitação imediata. Este resultado está coerente com o resultado obtido, onde as sobretensões harmônicas ultrapassaram o limite individual, na consideração do somatório linear.

5. CONCLUSÕES

A forma mais segura de se focar a usina eólica é considerar todos geradores despachados simultaneamente. Caso se utilize a soma sugerida pelo IEC 61000 os valores das distorções seriam inferiores aos obtidos num caso real onde as distâncias envolvidas dos aero geradores seja pequena (2 km no caso estudado). Isto porque a rotação provida pelas impedâncias das linhas e cabos seria pequena, o vento seria uniforme numa área pequena, portanto e os ângulos de disparo estariam próximos.

O somatório das tensões poderia ser feito de acordo com a referência (1) para as características similares às que deram origem ao estudo (4), ou seja, fontes aleatórias (rede de distribuição), número elevado de fontes, relativa distância destas fontes e harmônicos ímpares.

O critério de aceitação automática, que chamamos método expresso, sugerida pelo IEC neste caso apresentou resultado satisfatório, pois não permitiu a aceitação sem estudos complementares.

A verificação dos níveis de harmônicos e distorção em subestações na área de influência da fonte de harmônicos é aconselhada, haja vista a constatação de níveis de tensões harmônicas superiores aos valores encontrados até mesmo no próprio ponto de acoplamento comum.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Proposta de Metodologia para Estudo De Harmônicos Devido a Usinas Eólicas e sua Aplicação. XVIII SNPTTE – Seminário Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba - PR
- (2) ONS - RE 2.1 045/2008 Instruções para realização de Estudos e Medições relacionados aos Novos Acessos à Rede Básica
- (3) IEC 61000-3-6 Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-6 Assessment of Harmonic Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems
- (4) CIGRE - Electra 123 de março de 1989
- (5) CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica Manual de Utilização do Programa HarmZs Versão 1.4

7. DADOS BIOGRÁFICOS



Luiz Carlos de Alcântara Fonseca nasceu em 20 de julho de 1953, em Recife, Pernambuco, é engenheiro eletricista formado em 1977 pela UFPE, e especializou-se em Sistema de Potência pelo PTI em 1979.

Mestre em Sistema de Potência pela UFPE, em 2003.

De 1977 a 2011, trabalha no Departamento de Planejamento do Sistema de Transmissão da CHESF, se especializou em estudos de Qualidade da Energia, atualmente está desenvolvendo Estudos de Transitórios Eletromagnéticos.

Suas áreas de interesse são: Compatibilidade Eletromagnética, Transitórios Eletromagnéticos e Qualidade da Energia.