Universidade Estadual de Campinas

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Departamento de Sistemas e Controle de Energia

MEDIÇÕES DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor : GILBERTO MANOEL ALVES

Orientadora : Profª Drª Francisca Aparecida de Camargo Pires

Tese apresentada à Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Campinas, Julho de 1997.

Este exemplar corresponde a redação final da tese defendida por Gilberto Manoel Alves e aprovada pela Comissão Julgada em 04/07/97

FAPires
Orientador

UNIDADE BC
N.º CHAMADA:
T/Unicamp
AL87m
V Ex.
TOMBO BC/31798
PROC 281/97
C [ ] D [X]
PREÇO R$ 11,00
DATA 17/10/97
N.º CPD

CM-00101496-8

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

AL87m

Alves, Gilberto Manoel
Medições de distorções harmônicas em um sistema de energia elétrica / Gilberto Manoel Alves.--Campinas, SP: [s.n.], 1997.

Orientadora: Francisca Aparecida de Camargo Pires.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Harmônicas (Ondas elétricas). 3. Distorções. I. Pires, Francisca Aparecida de Camargo. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha esposa Angela e ao meu filho Guilherme, pelo carinho, compreensão, apoio e dedicação que sempre me deram.

Agradecimentos

A minha orientadora Francisca Aparecida Camargo Pires pela orientação, conhecimento propiciado e pela amizade.

Ao Henry Costa pela ajuda na elaboração das figuras.

Ao meu filho Guilherme Bontorin Alves pela colaboração na digitação da tese.

Resumo

Este trabalho é uma contribuição ao estudo de distorções harmônicas nos sistemas elétricos de potência, tendo como objetivo reportar os procedimentos e cuidados tomados quando da realização das medições das distorções harmônicas no Sistema Itaipu/ Ande/Furnas em nível monofásico e trifásico.

Auxiliará os profissionais da área de engenharia elétrica na realização de medições, estabelecendo critérios para: escolha dos pontos de medição, seleção dos equipamentos, e do sistema de aquisição de dados, considerando as suas limitações e erros oriundos do próprio sistema de medição, bem como o tratamento dado aos valores obtidos de maneira que estes sejam representativos da medição em questão.

Na área de planejamento, contribuirá para estabelecer critérios, normas e procedimentos para a avaliação e controle das distorções harmônicas, na aferição de modelos matemáticos utilizados na simulação digital, os quais possibilitam, analisar, avaliar, e identificar a necessidade de medidas corretivas, a liberação de novos consumidores com cargas especiais (geradoras de harmônicas), podendo até permitir a atribuição de responsabilidades.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO 1

CAPÍTULO 1 - DISTORÇÕES HARMÔNICAS 3

1.1 - Medições 3

1.2 - Efeitos 4

1.3 - Planejamento das Medições 6

CAPÍTULO 2 - REGULAMENTAÇÃO SOBRE DISTORÇÕES HARMÔNICAS 7

2.1 - Parâmetros para Avaliação de Distorções Harmônicas 8

2.1.1 - Fator de Distorção Harmônica Individual de Tensão (D_{ih}) 8

2.1.2 - Fator de Distorção Harmônica Total de Tensão (DHT) 8

2.1.3 - Fator de Influência Telefônica (TIF) 9

2.2 - Limites de Distorções Harmônicas 11

2.2.1 - Brasil 11

2.2.2 - Alemanha 13

2.2.3 - França 13

2.2.4 - Estados Unidos 14

2.2.5 - Nova Zelândia 14

CAPÍTULO 3 - ERROS NO PROCESSO DE MEDIÇÃO 17

3.1 - Equipamentos Auxiliares 17

3.1.1 - Transformador de Potencial (TP) 17

3.1.2 - Divisor Capacitivo de Potencial (DCP) 21

3.1.3. - Transformador de Corrente (TC) 23

3.2 - Erros Oriundos da Amostragem do Sinal 25

3.2.1 - Taxa de Amostragem 27

3.2.2 - Duração do Registro 27

3.2.3 - "Aliasing" 28

3.2.4 - Janelamento 31

3.2.5 - Tempo de Escape 31

3.3 - Estimativa de erros 32

CAPÍTULO 4 - MEDIÇÕES NO SISTEMA ITAIPU/ANDE/FURNAS 33
4.1 - Necessidade de Medições 34
4.2 - Medições Monofásicas 35
4.2.1 - Parâmetros Medidos 37
4.2.2 - Configurações do Sistema 38
4.3 - Medição Trifásica 39
4.3.1 - Circuito de Medição 39
4.3.2 - Condições do Sistema 40
4.4 - Aferição dos Equipamentos e Instrumentos de Medição 40
4.4.1 - Equipamentos de Medição 41
4.5 - Sistema de Aquisição de Dados 42
4.5.1 - Estrutura do "Software" 43
CAPÍTULO 5 - RESULTADOS DAS MEDIÇÕES 45
5.1 - Medições Monofásicas 45
5.2 - Medições Trifásicas 47
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES 52
BIBLIOGRAFIA 55
ANEXO 1 - Folha de Medição.....58

INTRODUÇÃO

Atualmente, nos sistemas de energia elétrica, proliferam as cargas geradoras de distorções dos sinais de tensão e/ou corrente. Dentre as cargas geradoras de distorções, destacam-se aquelas geradoras de distorções harmônicas. Por outro lado, decorrente da falta de investimentos nos últimos anos, a realidade das concessionárias de energia elétrica revela o carregamento dos sistemas até o limite máximo da capacidade de seus equipamentos.

O conhecimento, por parte das concessionárias, das distorções harmônicas presentes em seus sistemas é sempre necessário e particularmente importante quando tais sistemas encontram-se carregados até o limite de suas respectivas capacidades.

Dentro das disponibilidades existentes nas concessionárias de energia elétrica quanto aos instrumentos de medição, deve-se conhecer as possibilidades de realização, bem como os erros inerentes aos procedimentos de medição.

Este trabalho originou-se da necessidade de se avaliar a influência do conversor de Foz de Iguaçu (retificador) no sistema elétrico paraguaio (50Hz). Para tanto foram realizadas medições em diversos pontos do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS em 66kV, 220kV e 500kV. A despeito de tais medições terem sido realizadas em um sistema cuja freqüência fundamental é 50Hz, a experiência adquirida é um conhecimento válido para se aplicar ao sistema brasileiro, com a ressalva da freqüência fundamental no Brasil ser 60Hz.

Não se tem a pretensão, nem a intenção, de se esgotar aqui o tema "medições de distorções harmônicas em sistemas de grande porte", mas tão somente almeja-se dar uma contribuição à discussão do problema nas concessionárias de energia elétrica, dentro da realidade, das necessidades e possibilidades atuais do Brasil, onde a expansão do sistema é inevitável para atender a novos consumidores com cargas especiais, dentro de parâmetros de confiabilidade e qualidade.

Este trabalho foi estruturado em 6 capítulos.

O capítulo 1 aborda os efeitos das distorções harmônicas, a necessidade de medí-las, bem como os requisitos básicos para se planejar uma medição em um sistema de energia elétrica.

O capítulo 2 apresenta os parâmetros a serem avaliados em medições de distorções harmônicas, bem como os limites recomendados em diferentes países, uma vez que não existe um consenso universal sobre o assunto.

No capítulo 3 encontra-se a contribuição deste trabalho para os procedimentos de medições de distorções harmônicas. Neste capítulo são apresentados os erros de determinados equipamentos auxiliares da medição, bem como os erros inerentes à amostragem digital dos sinais medidos.

O capítulo 4 traz os fatos históricos que originaram a necessidade de se realizar medições das distorções harmônicas no sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS, a elaboração do circuito de medição, comunicação, aquisição e desenvolvimento da estrutura de "software", para análise e tratamento dos valores obtidos para assegurar a veracidade dos resultados obtidos através das medições.

No capítulo 5 são apresentados os resultados mais representativos destas medições.

Finalmente, o capítulo 6 traz as conclusões do trabalho realizado e sugestões para medições em sistemas semelhantes.

CAPÍTULO 1 - DISTORÇÕES HARMÔNICAS

1.1- Medições

As primeiras medições de distorções harmônicas foram realizadas no início deste século, através dos dados obtidos de um oscilógrafo registrador, por Thompson (1905) e depois por Russel (1916) [1].

Daquela época até hoje, os instrumentos evoluíram bastante, principalmente a partir de 1946, com a utilização de componentes eletrônicos que possibilitaram a fabricação de osciladores de freqüência variável estáveis, propiciando o desenvolvimento das técnicas de medição empregadas até hoje nos analisadores espectrais e de freqüência.

Com a tecnologia dos circuitos integrados e o desenvolvimento dos microprocessadores, surgiram instrumentos que empregam técnicas digitais, baseadas na Transformada Rápida de Fourier (FFT).

Os instrumentos disponíveis atualmente podem ser classificados em dois grupos de acordo com a saída, a saber, os analisadores de harmônicos e os analisadores espectrais (analisadores de onda e os de freqüência).

Os analisadores de harmônicos medem a amplitude do sinal somente nas freqüências harmônicas. A medição é referenciada à freqüência fundamental. Fornece um espectro de saída que é um subproduto específico do espectro total de amplitudes do sinal produzido (espectro discreto).

Os analisadores espectrais exploram uma faixa de freqüências e fornecem a medição de amplitude do sinal em todas as freqüências (espectro contínuo).

Nos sistemas de energia elétrica a realização de medições de campo deve sempre ser almejada pois possibilita obter os níveis reais de distorção aos quais os consumidores e os equipamentos estão submetidos, avaliar a qualidade da energia fornecida, identificar e controlar as fontes geradoras de distorção e verificar a eficiência ou a necessidade de filtros.

1.2 - Efeitos das Distorções Harmônicas

Apesar dos efeitos das distorções harmônicas serem bem conhecidos estes são de difícil quantificação, podendo ser divididos em instantâneos e cumulativos.

Os efeitos instantâneos, estão relacionados com a deformação das formas de onda de tensão ou de corrente, ocasionando:

- atuação indevida de relés;
- interferência em sistema de telefonia;
- operação incorreta de equipamentos de controle;
- solicitação excessiva de isolamento.

Os efeitos cumulativos, resultam do tempo de exposição e da intensidade das distorções harmônicas das formas de onda de tensão e de corrente e são responsáveis por:

- erro sistemático de medição;
- comprometimento da classe de exatidão dos medidores de energia;
- aquecimento e diminuição da vida útil dos equipamentos do sistema elétrico.

Na tabela 1, ilustram-se os efeitos das distorções harmônicas em alguns equipamentos do sistema elétrico e os níveis de distorção admissíveis [2].

Por uma questão de compreensão, faz-se necessário identificar as variáveis apresentadas na tabela 1:

v_h = componente harmônica de tensão de ordem h.

h = ordem harmônica

Somente através de medições, pode-se ter respaldo para a aplicação de medidas corretivas ou de restrições operacionais, bem como para a atribuição de responsabilidades. Por outro lado, a aferição dos parâmetros dos modelos dos componentes de sistemas de energia elétrica utilizados, em simulações digitais, só pode ser realizada através de medições de campo. Deste modo a importância das medições é incontestável.

Tabela 1 - Efeitos das Distorções Harmônicas

Equipamento	Natureza do dano devido às tensões harmônicas	Grau de imunidade ou nível de tensão admissível %
Máquinas síncronas	- Maior nível de aquecimento, particularmente nos enrolamentos amortecedores	$\sqrt{\sum (v_h / h)^2} \leq$ 1,3 a 2,4% de acordo com tamanho e impedância seqüência negativa da máquina (cf. IEC)
Transformadores	- Maior nível de perdas - Risco de saturação e presença de harmônicos pares	$\sqrt{\sum v_h^2} \leq$ 5% carga plena ou 10% vazio (cf. IEEE)
Máquinas assíncronas	- Maior nível de aquecimento, particularmente nas gaiolas duplas ou nas ranhuras profundas - Torques pulsantes	$\sqrt{\sum (v_h / h)^2} \leq$ 1,5 a 3,5% de acordo com o tamanho e impedância inversa da máquina (cf. IEC)
Cabos	- Maiores níveis de perdas ôhmicas e dielétricas	$\sqrt{\sum v_h^2} \leq$ 10%
Computadores	- Problemas operacionais, p. ex., torques pulsantes nos motores de acionamento das unidades de memória	$\sum v_h \leq 7\%$ $\sqrt{\sum v_h^2} \leq 5\%$ [cf. fabricantes]
Pontes Retificadoras	- Problemas ligados à forma de onda, p. ex., comutação e sincronismo	$v_h \leq 5\%$ $\sqrt{\sum v_h^2} \leq 10\%$ [cf. NF e VDE]
Relés de telecomando a 175 Hz	- Desarme intempestivo	$v_3 \leq 7\%, v_4 \leq 1{,}5\%, v_5 \leq 8\%$ [cf. CENELEG]
Medidores de energia a indução	- Comprometimento da classe de precisão	Indeterminado, mas certamente muito elevado.
Capacitores de potência	- Maior nível de aquecimento - Perda de vida útil	$\sum h \cdot v_h^2 \leq 44\%$ [cf. NBR 5282]

1.3 - Planejamento das medições

Para que os resultados das medições de campo sejam coerentes e representativas há a necessidade de um planejamento.

Deste planejamento devem constar alguns itens, obrigatoriamente:

- escolha dos pontos mais significativos do sistema;
- possibilidade da leitura simultânea da medição realizada em diversos pontos do sistema;
- controle de número elevado de equipamentos;
- previsão de realização de manobras para contemplar as condições de contingências do sistema;
- disponibilidade de meios de comunicação para a realização simultânea das medições nos diversos pontos selecionados;
- conhecimento prévio das curvas de resposta em freqüência dos equipamentos auxiliares de medição;
- disponibilidade de um sistema para aquisição de dados, que auxilie a análise e a execução dos relatórios de resultados;
- disponibilidade de aterramento adequado para todos os equipamentos necessários às medições;
- observação aos requisitos de segurança física e operacional.

CAPÍTULO 2 - REGULAMENTAÇÃO SOBRE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Até o presente, não se dispõe de uma regulamentação para os níveis permissíveis de distorção de corrente, tensão e fator de influência telefônica para o sistema elétrico brasileiro. Mesmo em nível mundial, não existe unanimidade quanto aos critérios a serem adotados. No Brasil, conta-se com alguns critérios e especificações que tem sido estipulados através da experiência de outros países, resultados de simulações e principalmente de medições obtidas por diversas empresas do setor elétrico.

A medida que ocorram descobertas de novas técnicas de medições, desenvolvimento de métodos computacionais e que se tenha maior conhecimento sobre o efeito das distorções harmônicas nos sistemas elétricos, os critérios adotados, bem como, os valores estabelecidos e aceitos atualmente, podem ser alterados significativamente.

A dificuldade em se fixar limites para as distorções harmônicas deve-se a possibilidade de ocorrência de ressonância num ponto qualquer do sistema, originando aí uma maior distorção, ao passo que outros tipos de distúrbios que ocorrem no sistema de potência, normalmente, tem seus efeitos cada vez mais atenuados, a medida que a distância à fonte do distúrbio aumenta. Dessa forma é possível que os efeitos das distorções harmônicas surjam em distantes e diferentes pontos do sistema elétrico.

Os critérios atuais tem como objetivo permitir:

- Estabelecer um conjunto simples e coerente de recomendações, de forma a tornar sua aplicação conveniente sob ponto de vista prático e econômico;

- Limitar os efeitos das distorções harmônicas das formas de onda de tensão e de corrente a níveis aceitáveis aos sistemas de potência e seus equipamentos, de forma a garantir aos consumidores o suprimento de energia com qualidade;

- Considerar o compromisso entre a qualidade da energia fornecida aos consumidores e os custos envolvidos na implantação de medidas redutoras de distorções harmônicas;

- Estabelecer critérios e procedimentos que possam ser aplicados e conferidos pelos setores de planejamento e de operação das concessionárias de energia elétrica na avaliação de consumidores com cargas especiais;

- Garantir que os efeitos das distorções harmônicas geradas no sistema de potência não interfiram em outros sistemas, tais como sistemas telefônicos;

- Fornecer subsídios para elaboração de uma regulamentação sobre distorções harmônicas para o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

2.1 - Parâmetros para a Avaliação de Distorções Harmônicas

2.1.1 - Fator de Distorção Harmônica Individual de Tensão(D_{ih})

Este fator é obtido pela divisão do valor da componente da tensão correspondente a uma determinada ordem harmônica pelo valor da componente à freqüência fundamental.

$$D_{ih} = \frac{V_h}{V_1} \qquad (1)$$

Onde: V_h = amplitude da componente de tensão à harmônica de ordem h

V_1 = amplitude da componente de tensão fundamental

2.1.2 - Fator de Distorção Harmônica Total de Tensão(DHT)

Este fator possibilita quantificar a distorção harmônica total de tensão existente em um determinado ponto do sistema elétrico.

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h\max} (V_h^2)}}{V_1} \qquad (2)$$

onde h_{max} = máxima ordem harmônica considerada no sistema ($h_{max} = 50$ é um valor usual)

2.1.3 - Fator de Influência Telefônica (TIF)

Este fator é obtido experimentalmente e permite avaliar a influência, em uma linha telefônica, causada pelas distorções das formas de onda de tensão e de corrente de uma linha de transmissão. De acordo com as normas da Bell Telephone System (BTS) e do Edison Electrical Institute (EEI) é definido pela expressão abaixo:

$$TIF = K\,p\,f \qquad (3)$$

Onde: f = freqüência que está sendo considerada

p = fator de ponderação que reflete a sensibilidade do ouvido humano em relação a freqüência;

K = fator de acoplamento padrão entre a linha de transmissão e uma suposta linha telefônica, atualmente adotado igual a 5.

A partir do TIF, calcula-se o nível de ruído de interferência por meio da tensão e corrente harmônica gerada no sistema de potência. Esses níveis de ruído são obtidos pelos produtos:

I T e V T

A corrente de influência telefônica é obtida pela expressão 4, abaixo[3]:

$$IT = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (Ih.TIF)^2} \qquad (4)$$

Ih = corrente harmônica de ordem h, em (A) RMS;

h = ordem da harmônica a ser considerada

TIF = fator influência telefônica na ordem h, obtido da tabela 2 [3].

Da mesma forma, a tensão de influência telefônica é definida como:

$$VT = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (Vh.TIF)^2} \qquad (5)$$

onde,

Vh = tensão harmônica em p.u., utilizando a tensão fundamental como valor base.

As limitações para interferência telefônica, adotadas pela BTS e CCITT (International Consultation Commission on Telegraph Systems) são [4]:

$$TIF < 50 \text{ p.u.}$$

$$VT \leq 50 \text{ p.u.}$$

$$IT \leq 25 \text{ kA}$$

Os parâmetros, fator de influência telefônica (TIF) e corrente de influência telefônica (IT) como estão definidos, sofrem críticas por não considerarem a geometria da linha de transmissão, a resistividade do solo na região, densidade de circuitos telefônicos, a distância e a extensão do paralelismo entre a linha de transmissão e a linha telefônica. Razões pelas quais, em algumas normas e critérios não se recomendam valores limites para esses parâmetros.

Tabela 2 - Correntes Harmônicas no SEP e os correspondentes produtos IT.

H	f (Hz)	I (A) RMS	TIF (p.u.)	IT (A)
1	60	74	0.5	37
5	300	16,7	225	3760
7	420	6,47	650	4210
11	660	4,59	2260	10400
13	780	2,98	3360	10000
17	1020	1,56	5100	7960
19	1140	1,17	5630	6590
23	1380	0,47	6370	3100
25	1500	0,34	6680	2300
29	1740	0,46	7320	3400
31	1860	0,31	7820	2400
35	2100	0,41	8830	3900
37	2220	0,33	9330	3030
41	2460	0,24	10340	2480
43	2580	0,19	10480	2050
47	2820	0,12	10210	1230
49	2940	0,08	9820	790

2.2 - Limites de Distorções Harmônicas

Os limites estipulados de distorções harmônicas nos vários países, nos quais o problema já foi enfrentado, são distintos e muitas vezes são valores com os quais se consegue operar no sistema especifico do país numa determinada época. Por isso, sucessivas revisões tem sido feitas nas recomendações destes limites.

Por uma questão de uniformidade das grandezas envolvidas nas diversas recomendações existentes define-se:

V_n = tensão nominal do sistema

h = ordem harmônica

Ponto de Acoplamento Comum (PAC) = ponto eletricamente mais próximo do consumidor sob análise e ao qual outros consumidores estão ou poderão ser conectados.

2.2.1 - BRASIL

A) GCOI

O relatório elaborado em fevereiro de 1993 pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) [5] recomenda:

DISTORÇÃO HARMÔNICA INDIVIDUAL

Tabela 3 - Limites Globais de Tensão em Porcentagem da Tensão Fundamental.

ORDEM (h)	V_n > 69 kV	V_n < 69 kV
2, 4, 6	1	2
3, 5, 7	2	5
≥ 8	0,5	1
9, 11, 13	1,5	3
15 a 25	1	2
≥ 27	0,5	1

Tabela 4 - Limites de Tensão por Consumidor em Porcentagem da Tensão Fundamental.

ORDEM (h)	$V_n \geq 69$ kV	$V_n < 69$ kV
PAR (TODOS)	0,3	0.6
3 a 25	0,6	1.5
≥ 27	0,4	0.7

Os limites da tabela 4 foram determinados a partir dos limites globais, considerando-se:

- a existência de um nível de saturação igual a 70% dos limites globais;
- as tensões harmônicas de ordem h provenientes de diferentes fontes harmônicas se adicionam conforme a equação (6), a seguir:

$$V_{hr} = (V_{h1}^{a} + V_{h2}^{a} + V_{h3}^{a} + ...) \; 1/a \qquad (6)$$

sendo: V_{hr} = tensão harmônica resultante (harmônica ordem h)

V_{hi} = tensão harmônica de ordem h, provocada pela fonte i (i = 1,2,3 .....)

$a = 1,0$ para $h \leq 7$

$a = 1,4$ para $8 \leq h \leq 13$

$a = 2,0$ para $h \geq 14$

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

Tabela 5 - Distorção Harmônica Total.

DTH	$V_n \geq 69$ kV	$V_n < 69$ kV
SISTEMA	3,0	6,0
CONSUMIDOR	1,5	3,0

B) Comissão Mista de Operação (CMO)

A CMO é uma comissão formada por ITAIPU/ANDE/FURNAS e ELETROBRÁS que tem como uma de suas atribuições determinar para o sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS os níveis de distorções harmônicas aceitáveis, de acordo com as tensões nominais do sistema, os quais foram especificados conforme a seguir:

DISTORÇÃO HARMÔNICA INDIVIDUAL

Tabela 6 - Limites Distorção Harmônica em % da Tensão Fundamental.

ORDEM	$V_n \geq$ 66 kV	$V_n <$ 66kV
PAR	0,5	1,0
IMPAR	1,0	2,0

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL (THD)

Para $V_n \geq 66$ kV, THD=1,5%

Para $V_n < 66$ kV, THD= 3,0%

2.2.2 - ALEMANHA

DISTORÇÃO HARMÔNICA INDIVIDUAL

A norma DIN 57.160 (VDE 0160) de 1981 [6], estabelece uma curva cujo valor da distorção harmônica individual diminui com o aumento da ordem de harmônica, de tal modo que esta distorção individual de tensão pode ser de até:

5% para harmônicas até a 15ª ordem

1% para harmônicas da 16ª até a 100ª ordem

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

Para qualquer nível de tensão e independente da ordem harmônica a distorção harmônica total não deve exceder a 10%.

2.2.3 - FRANÇA

O documento elaborado pela Eletricité de France de 1981 [7], estabelece para cada consumidor isolado e independente do nível de tensão como limites de distorção harmônica individual de tensão:

0,6% para harmônicas pares

1,6% para harmônicas ímpares

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

Com todos os consumidores em operação conjunta o limite não deve exceder a 5%.

2.2.4 - ESTADOS UNIDOS

A norma IEEE 519 de 1992 [8] estabelece limites para a distorção harmônica individual e para distorção harmônica total conforme mostrado nas tabelas 7 e 8.

DISTORÇÃO HARMÔNICA INDIVIDUAL

Tabela 7 - Limites de Distorção Harmônica em % da Tensão Fundamental.

Vn (kV)	Máxima Distorção Individual
> 69	3,0 %
69 - 138	1,5 %
< 138	1,0%

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

Tabela 8 - Limites de Distorção Harmônica Total.

Vn (kV)	DHT
> 69	3,0 %
69 - 138	1,5 %
< 138	1,0%

2.2.5 - NOVA ZELÂNDIA

A recomendação elaborada em 1981 [9], estabelece limites para tensão e correntes harmônicas, para sistemas com tensão igual ou superior a 66 kV.

Tabela 9 - Limite de Tensão Harmônica para Sistemas com Tensão ≥ 66 kV.

ORDEM (h)	Tensão Harmônica em (%) da Tensão Nominal
3	2.3
5	1,4
7	1,0
9	0,8
11	0,7
13	0,6
15	0,5
15 - 21	0,4
23 - 49	0,3
2	1,2
4	0,6
6	0,4
8 - 10	0,3
12 - 50	0,2

Tabela 10 - Limites de Corrente Harmônica para Sistemas com Tensão ≥66 kV.

	V_n		
ORDEM (h)	220 kV	110 V	66 kV
3	5,7	2,9	1,7
5	3,4	1,7	1,1
7	2,5	1,3	0,8
9	1,9	1,0	0,6
11	1,6	0,8	0,5
13	1,4	0,7	0,4
15	1,2	0,6	0,4
17	1,0	0,5	0,3
19 - 21	0,9	0,5	0,3
23	0,8	0,4	0,3
25 - 49	0,7	0,4	0,3
2	2,9	1,5	0,9
4	1,5	0,8	0,5
6	1,0	0,5	0,3
8	0,8	0,4	0,3
10	0,6	0,3	0,2
12 - 14	0,5	0,3	0,2
16 - 18	0,4	0,2	0,2
20 - 50	0,3	0,2	0,2

A capacidade harmônica no PAC deve ser distribuída entre os vários consumidores, conforme a demanda máxima de cada um.

A capacidade efetiva de todos os conversores conectados a um PAC trifásico é definida como a potência do conversor trifásico controlado, equivalente de seis pulsos que, conectado a este PAC, não exceda os limites de distorção de tensão mencionados na tabela 9.

A capacidade efetiva de cada conversor é dada pelo produto da potência do conversor pelo fator correspondente da tabela 11.

A potência efetiva total dos conversores conectados ao PAC é obtida pela soma da potência efetiva de cada conversor.

Tabela 11 - Fator de Multiplicação para Cálculo da Capacidade Efetiva do Conjunto de Conversores no PAC Trifásico.

Tipo Conversor	Monofásico (Fase - Neutro)	Monofásico (Fase - Fase)	Trifásico 6 Pulsos	Trifásico 12 Pulsos
Controlado	3,70	2,20	1,00	0,65
Não controlado	2,00	1,10	0,5	0,25

Para sistemas com tensões inferiores a 66 kV são recomendados os limites:

Harmônicas pares : 2 %

Harmônicas impares : 4 %

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

Independente da tensão do sistema o valor da Distorção Harmônica Total é :

5%

Qualquer comparação entre critérios deve ser feito com muito cuidado, porque estes diferem entre si tanto em valores absolutos como no aspecto conceitual.

CAPÍTULO 3 - ERROS NO PROCESSO DE MEDIÇÃO

3.1 - Equipamentos Auxiliares

Para a medição das distorções harmônicas nos sistemas elétricos de alta tensão é necessário o emprego de equipamentos auxiliares tais como transformadores de potencial (TP's), para reduzir a tensão, e transformadores de corrente (TC's) para reduzir a corrente, aos níveis de entrada do instrumento de medição.

3.1.1 - Transformadores de Potencial (TP)

Os transformadores de potencial podem ser indutivos ou capacitivos e são projetados e construídos para medição correta de tensão na freqüência nominal de operação do sistema.

A relação de transformação apresenta erro significativo para freqüências diferentes da nominal. A medida que a freqüência aumenta, podem ocorrer ressonâncias entre a indutância do enrolamento do transformador e as capacitâncias entre os enrolamentos e o tanque. Essas ressonâncias provocam alteração na relação de transformação.

A variação da relação de transformação com carga nominal e em vazio entre as freqüências de 60 Hz a 6 kHz para um transformador de potencial indutivo de 15 kV está apresentado na figura 1, onde verifica-se a dependência do erro da relação de transformação para diferentes condições de carga [10].

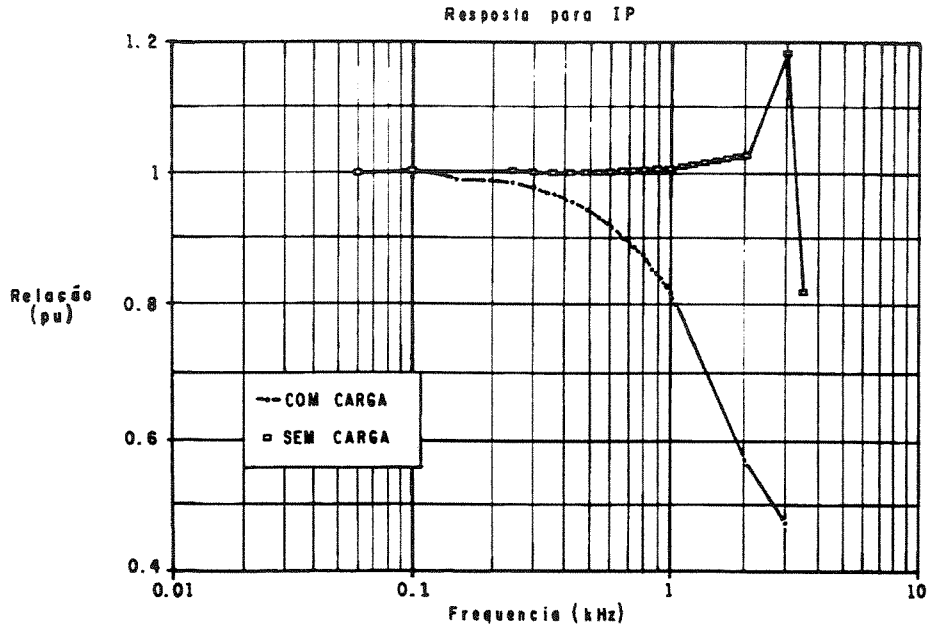

Figura 1 - Resposta TP indutivo, com carga nominal e em vazio.

Em níveis de tensão mais altos, este tipo de transformador pode apresentar ressonâncias em freqüências mais baixas, uma vez que os valores internos de indutância e capacitância variam com a necessidade de isolação e aspectos construtivos. O comportamento da relação de transformação de um TP indutivo, em função da freqüência, tendo por parâmetro o nível de tensão [11], é representado na figura 2, onde fica mais evidente o problema do erro apresentado na relação de transformação quando operando em altas freqüências e altas tensões.

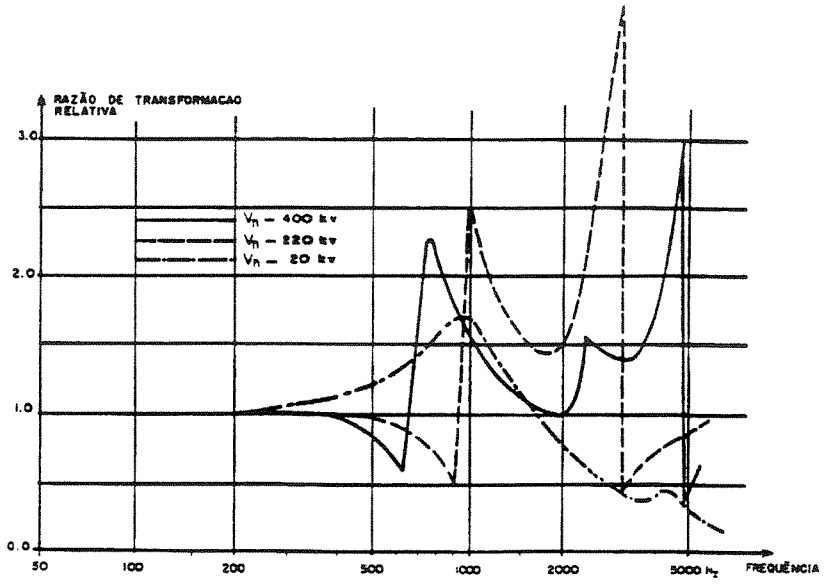

Figura 2 - Resposta em Freqüência de um TP Indutivo.

O uso de transformadores de potencial capacitivo é mais crítico, porque estes são sintonizados na freqüência nominal de operação, e qualquer diferença de freqüência, mesmo pequena, é suficiente para apresentarem erro considerável [12], conforme mostrado na figura 3.

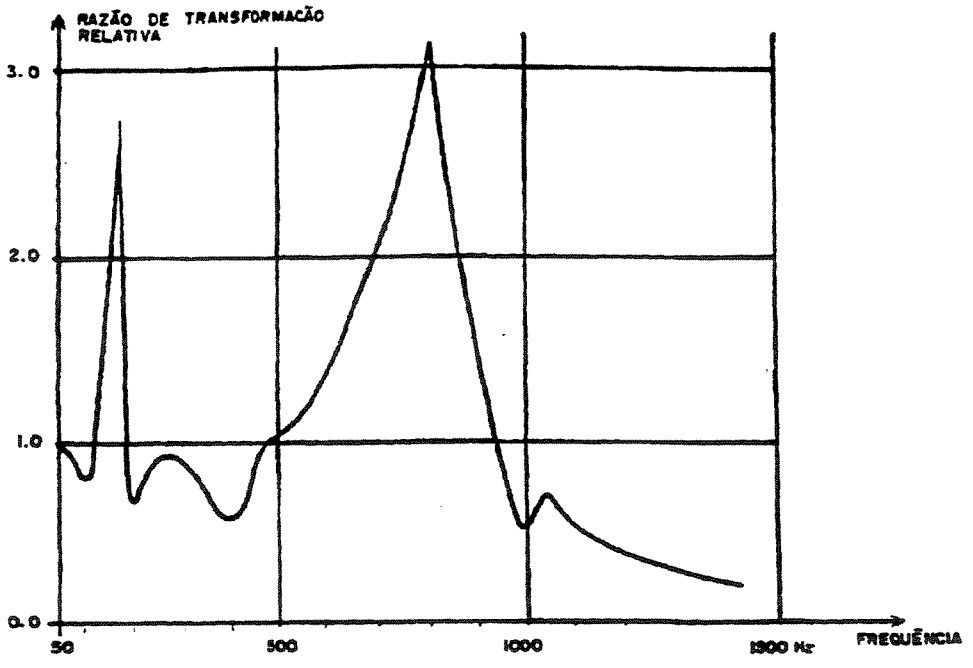

Figura 3 - Resposta em Freqüência TP capacitivo.

Outro aspecto importante a salientar é a variação considerável da resposta em freqüência que sofrem os Tp's capacitivos sob diferentes condições de carga [13], conforme mostrado na figura 4.

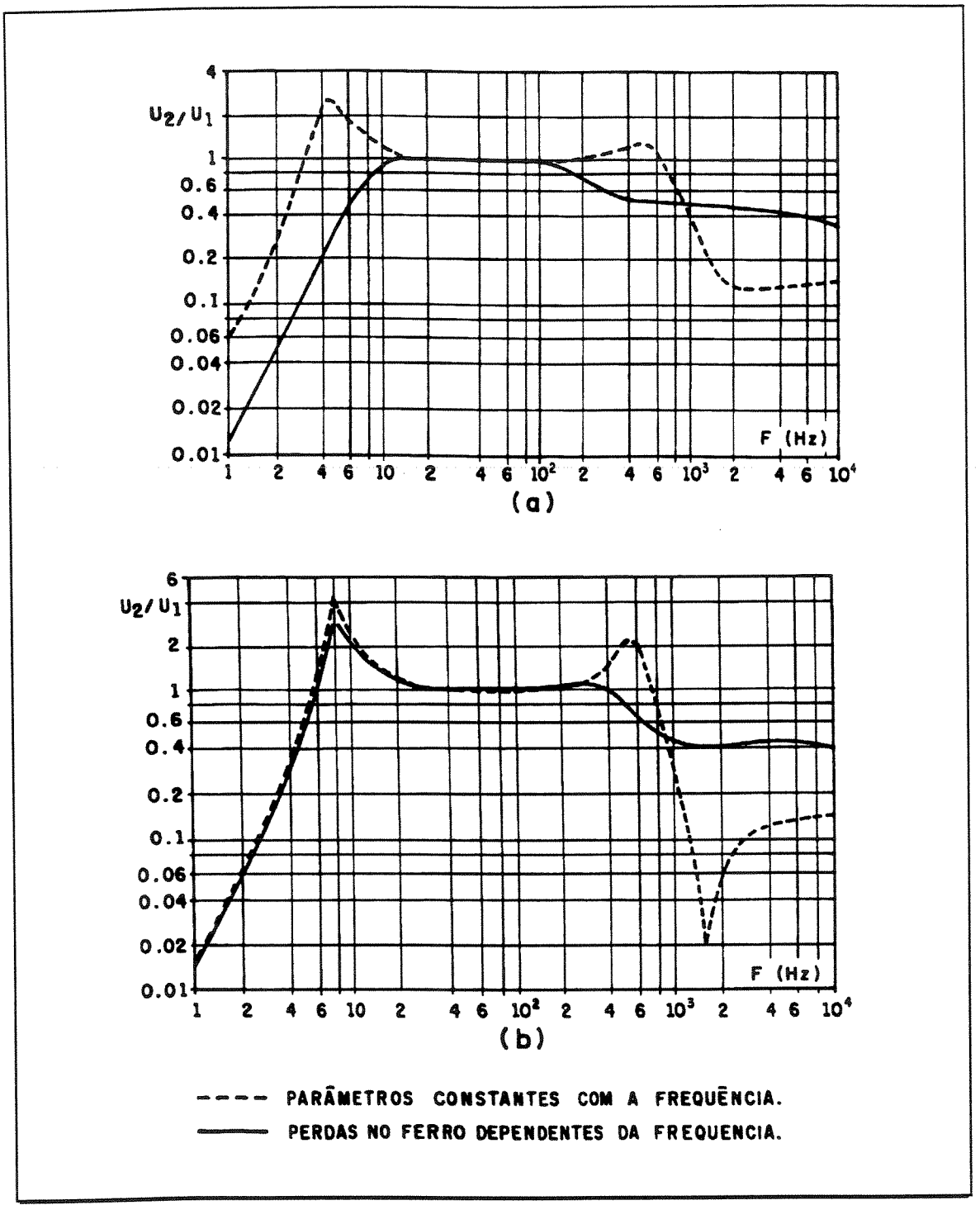

Figura 4 - Resposta TP Capacitivo, a) em vazio; b) sob carga.

Face ao exposto conclui-se que os transformadores de potencial convencionais não são adequados para a medição de distorções harmônicas. Entretanto, podem ser utilizados os transformadores de potencial indutivo, desde que seja feito antes o levantamento da resposta em freqüência do mesmo, e se realize a correção das leituras obtidas.

3.1.2 - Divisor Capacitivo de Potencial (DCP)

Os divisores capacitivos são os mais indicados para as medições de harmônicas de tensão, porque apresentam resposta em freqüência plana, até a ordem de kHz. Esses divisores são constituídos de dois capacitores em série. O capacitor de alta tensão é projetado para suportar a tensão do sistema, e o de baixa tensão é aterrado em um dos terminais, sendo que a tensão neste último capacitor é aplicada ao medidor, conforme a figura 5.

Nas medições do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS foram utilizados os DCP's cujas características principais são[14]:

Fabricante : Masa Alsthon
Tipo : UHCE 242
Relação : 1270 : 1; 2200 : 1
C2 = 30,7 μF : C1 = 13950 pF
H1-H2 : 220000/√3 V
X1-X2 : 100; 100/√3 V
Máxima carga no secundário : 0,5 VA
Classe : 0,6%+/- 64'
Ano de fabricação: 1988

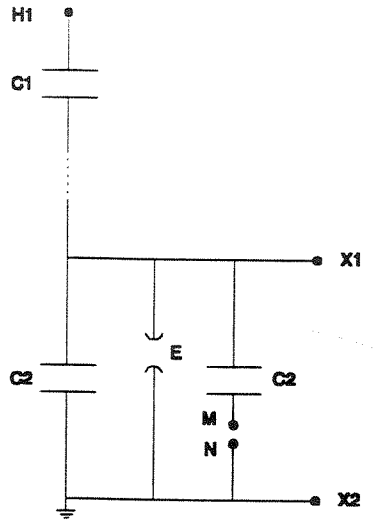

Figura 5 - Esquema do DCP

E = dispositivo de proteção a gás, capacidade 300V.

M e N = aberto, capacitância igual a 17,7 μF

M e N = fechado, capacitância igual a 30,7 μF

Um ensaio de tipo foi realizado no dia 16/03/88 em um dos divisores capacitivos de potencial, N de série A 01535, para verificar a sua resposta em freqüência, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [15], cujo resultado encontra-se na tabela 12.

Tabela 12- Resposta em Freqüência de Divisor Capacitivo de Potencial.

FREQÜÊNCIA (Hz)	TENSÃO SAÍDA (mV)
50	4,57
60	4,57
100	4,57
150	4,57
200	4,56
250	4,56
400	4,56
700	4,56
750	4,56
800	4,56
850	4,56
900	4,55
2500	4,55
2550	4,55
2600	4,55
4000	4,54

3.1.3 - Transformador de Corrente (TC)

Os transformadores de corrente, usualmente, tem a sua exatidão especificada somente para a freqüência nominal de operação sendo essa de 3 % [8] , e apresentam uma resposta em freqüência linear até 10 kHz. Em virtude da sua construção, apresentam baixos valores de indutância de dispersão, bem como de resistência no enrolamento primário, podendo ser representados na forma mais geral, pelo circuito equivalente conforme a figura 6, [11].

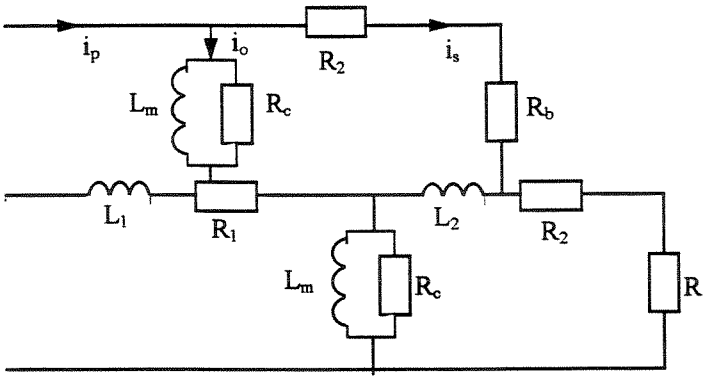

Figura 6 - Circuito Equivalente básico do TC.

Em condições normais de operação a corrente primária do transformador é substancialmente menor do que aquela requerida para a saturação do núcleo, e a operação se faz na parte linear da característica de magnetização. As capacitâncias que podem estar presente entre espiras, entre enrolamentos ou parasitas podem ser representadas por uma capacitância C em paralelo com o ramo de magnetização, portanto, o circuito equivalente é representado na figura 7, a seguir.

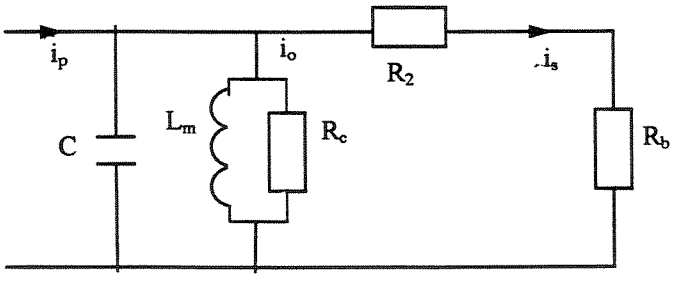

Figura 7 - Circuito Equivalente do TC, incluindo a capacitância.

A característica de resposta em freqüência de um TC [16], incluindo o efeito da capacitância C está apresentada na figura 8, onde constata-se que esta é praticamente constante na faixa de interesse para as medições, isto é, em freqüências até a 50ª ordem (2500 Hz).

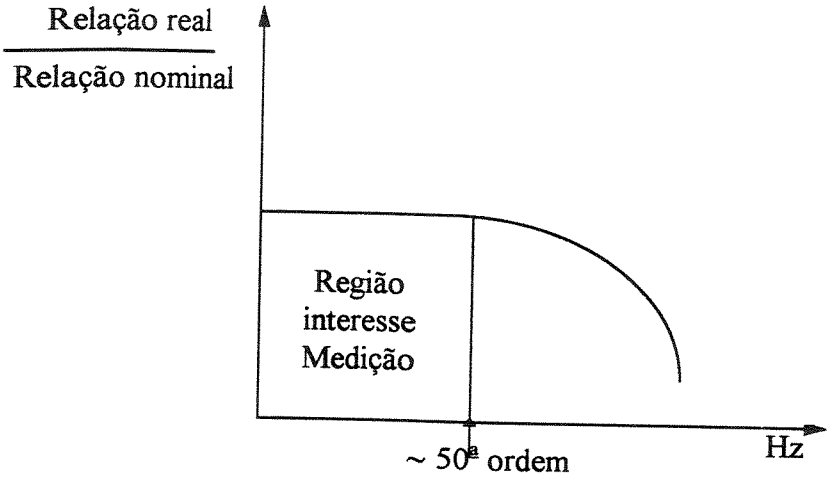

Figura 8 - Resposta em Freqüência teórica do TC.

Na figura 9, está representada a resposta em freqüência de um TC de 220 kV levantada pela Centrais Elétricas do São Francisco [17].

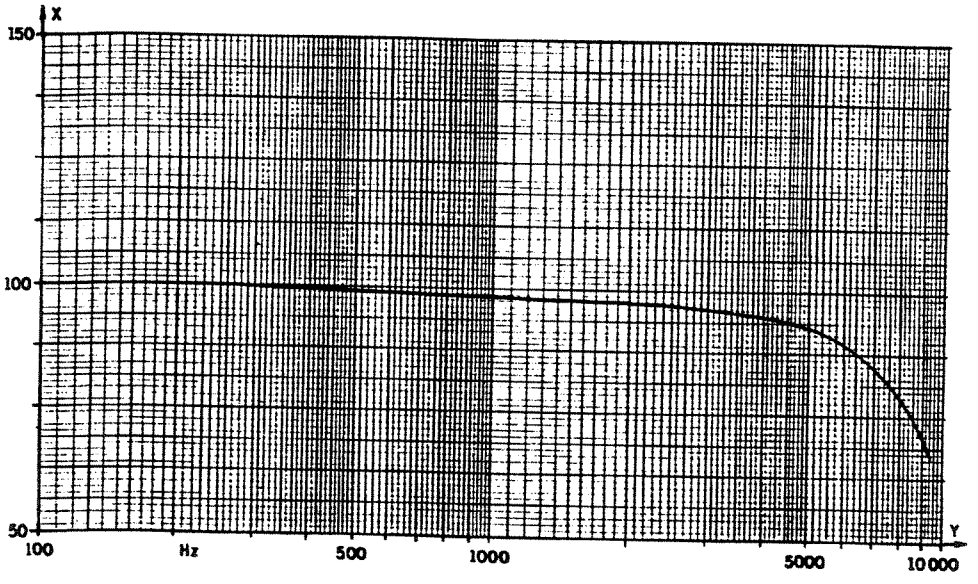

Figura 9 - Resposta em Freqüência de um TC para 220 kV.

X = relação real/relação nominal Y= freqüência Hz

Nas medições do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS foram utilizados os TC's de medição existentes na subestação, com a corrente primária da subestação e a corrente secundária de 1 A, com exceção da subestação Margem Direita, onde foi utilizado um TC com corrente secundária de 5 A. Em todos os casos, o secundário ficou disponível somente para a alimentação do analisador de freqüência.

Como exemplo, está apresentado a seguir as características principais do transformador de corrente utilizado na subestação Margem Direita:

. Fabricante : Brown Boveri

Tipo : AOK 245

Freqüência : 50 Hz

Relação de Corrente : 2000/5 A

Classe de Exatidão : 03,B-2

Tensão Nominal Operação : 230 kV

Tensão Máxima Admissível : 245 kV

3.2 - Erros Oriundos da Amostragem do Sinal

Este item tem como objetivos:

1 - Analisar os erros devidos a quantificação dos sinais de tensão e corrente em módulo e ângulo que ocorre em um analisador digital que utiliza a Transformada Rápida de Fourier (FFT), destinado à medição de distorções harmônicas em um sistema de potência.

2 - Apresentar os cuidados para a redução destes erros a níveis aceitáveis, que não comprometam a precisão e a veracidade das medições.

Após a obtenção do sinal no domínio do tempo se emprega a Transformada de Fourier, que é um algoritmo matemático, que converte um sinal no domínio do tempo para o domínio da freqüência. A figura 10 mostra esquematicamente a visualização de um sinal no domínio do tempo e no domínio da freqüência.

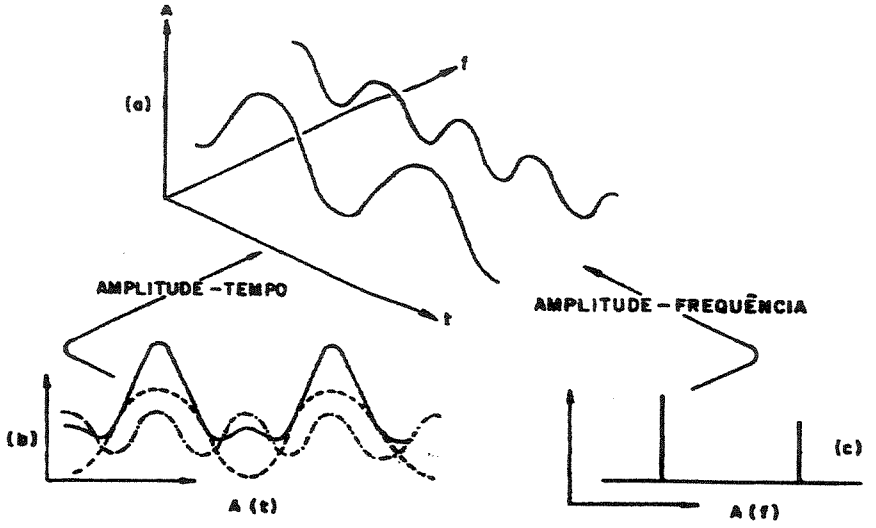

Figura 10 - Visualização de um sinal no domínio do tempo e da freqüência

A forma geral da transformada de Fourier discreta no tempo para a análise espectral pode ser expressa por:

$$x_k = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{-j2\pi kn/N} \qquad k = 0,1,2,...,N-1 \qquad (7)$$

onde: $x(n)$ = valores digitalizados da função, eqüidistantes no tempo, que representam a amostra temporal;

N = número de amostras ($N = T/\Delta t$)

O número de operações necessário para a solução da equação acima é de 2N elevado a 2 multiplicações, que resulta em um tempo elevado de processamento. Entretanto em 1965, "Cooly - Tuky" [18,19] desenvolveram um algoritmo bastante eficiente denominado de FFT, Transformada Rápida de Fourier, onde são necessárias somente 4N log N multiplicações. Sendo que N deve ser um múltiplo inteiro de 2 (N = 2 elevado nu, onde nu é um número inteiro).

A utilização do método da Transformada Rápida de Fourier implica em erros que devem ser analisados [20], [21]:

- Taxa de Amostragem;
- Duração do registro;
- "Aliasing";
- Janelamento;
- Tempo de Escape.

3.2.1 - Taxa de Amostragem

Definida como a quantidade de dados que podem ser registrados e analisados num determinado intervalo de tempo, normalmente, fixada pela qualidade do equipamento de medição.

3.2.2 - Duração do registro

Um número grande de amostras do sinal a ser observado fornece um espectro de freqüência com maior precisão, mas na prática, a duração da amostra no tempo T e a razão de amostragem (amostra/seg) limitam o número de amostras.

Como os registros dos sinais serão utilizados para calcular a sua transformada no domínio da freqüência , deve-se inicialmente definir os parâmetros:

f_m (T_m) = freqüência (período) de amostragem do sinal a ser medido.

N = número total de amostras a ser considerado

Como os sinais a serem amostrados são normalmente considerados como periódicos, é conveniente considerar-se para cálculo, um número de amostras tal que englobem um múltiplo inteiro de períodos, ou um número grande de períodos, onde o efeito de uma fração de período na forma final da onda, do sinal em análise, não seja significativo. Isto é obtido fazendo-se:

$$N \times T_m = C \times T_b \qquad (8)$$

f_b (T_b) = freqüência (período) do sinal a ser medido;

C = número inteiro de ciclos do sinal a ser medido.

Com isso obtém-se:

$\Delta f = f_m/N = f_b/C$

$f_h = f_m/2$

Δf = resolução da análise no plano da freqüência;

f_h = máxima freqüência de interesse em análise.

Na prática, é difícil lograr que nas medições se cumpram as condições acima, então aparecem erros de amplitude e de fase nas harmônicas de interesse. O erro de amplitude depende fortemente da precisão com que são adquiridas as amostras do sinal, dependem pouco da ordem da harmônica e é independente do número de pontos da FFT. Em geral este erro não é relevante, e pode ser minimizado com a utilização de um número elevado de ciclos .

O erro de fase apresenta o mesmo tipo de dependência, mas não obedece a equação (8), e sim a equação a seguir;

$$-0.5\ T_m < N\ T_m - C\ T_b < 0.5\ T_m \qquad (9)$$

então o erro de fase será:

$$\Delta\Phi = \tfrac{1}{2}\ h\ (N\ T_m - C\ T_b)\ 2\pi/T_b < h\ \pi/2\ T_m/T_b \qquad (10)$$

onde:

h = ordem da harmônica

O erro de fase pode ser causado também por variações na freqüência do sinal que está sendo registrado, conforme:

f_{nom} (T_{nom}) = freqüência nominal esperada do sinal

f_r (T_r) = freqüência real do sinal

Da equação (8), tira-se que;

$$N \times T_m = C / f_{nom} \qquad (11)$$

então o erro de fase será:

$$\Delta\phi = C\ h\ (T_{nom} - T_r)\ \pi/T_r \qquad (12)$$

3.2.3 - "Aliasing"

O erro devido ao " aliasing" é muito significativo para o processo de análise que utiliza a transformada rápida de Fourier, e pode ser observado na figura 11 . Onde se pode notar que amostras igualmente espaçadas de uma onda senoidal podem ser provenientes de quaisquer outras ondas senoidais sendo indistingüiveis para o processo de digitalização. Isto ocorre quando sinais de alta freqüência acima do limite superior do espectro mostrado, é amostrado e incluído como um sinal de freqüência mais baixo.

"Aliasing" é uma conseqüência do processo de amostragem e opera como uma freqüência fora da faixa de limites desejados.

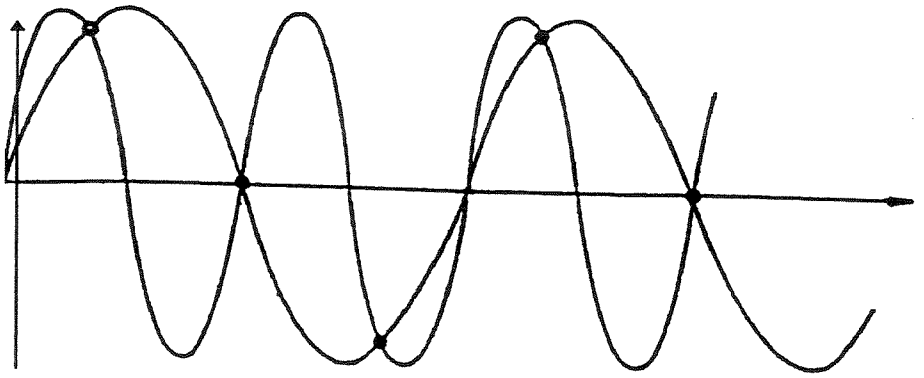

Figura 11 - Efeito " Aliasing".

Para N pontos de amostragem, freqüências de 0 até N/2 ciclos por período de amostragem são capturados e a FFT irá mostrá-las na freqüência correta. Quando o sinal de freqüência está entre N/2 e N ciclos por período de amostragem, duas ou menos amostras por ciclo são tomadas. "Aliasing" acorre quando a FFT mapeia/traça essa freqüência numa faixa nos limites de 0 a N/2-1. A amplitude do nível de sinal de freqüência 1 é espelhada em N-1. Quando a FFT é calculada, a magnitude das linhas de 0 a N/2 -1 são dobradas e as linhas de ordem superior são cortadas.

Quando o sinal amostrado é expresso pelo número de amostras (n) tem-se;

$$f(n) = \text{sen}\,(2\,\pi\,h\,n\,/\,N + \theta) \qquad (13)$$

onde;

h = ordem harmônica;

N = número total de amostras;

θ = ângulo de fase do sinal;

Se h for expresso como função de N/2 e pela ordem "aliasing"(a) tem-se [22];

$$f(n) = \text{sen}\,(\,2\,\pi\,n\,/\,N\,(\,N/2 + a\,) + \theta\,) \qquad (14)$$

Isto pode também ser expresso como o produto de uma onda cosenoidal de freqüência N/2 e uma senoidal de freqüência a, resultando na expressão;

$$f(n) = \cos (2 \pi n / N/2) . \text{sen} (2 \pi n a / N + \theta) \qquad (15)$$

O efeito do "aliasing" é minimizado se a máxima freqüência de análise não for superior a $\omega_{máx}$ fornecido pela fórmula 16, abaixo [23]:

$$\omega_{máx} = 2 \pi K / N \Delta t = \pi / \Delta t \qquad (16)$$

Onde $\omega_{máx}$ é a freqüência de "Nyquist", que vem a ser a maior freqüência que pode ser detectada através de dados amostrados com um espaçamento temporal de Δt,

$K = 0,1,2,3 .....,N-1.$

Na prática faz-se $f_{máx} = \dfrac{1}{2\Delta t}$

A existência de componentes com freqüência acima de 1/2 Δt no sinal em análise distorcem os coeficientes de Fourier , abaixo de $\pi / \Delta t$, conforme figura 12.

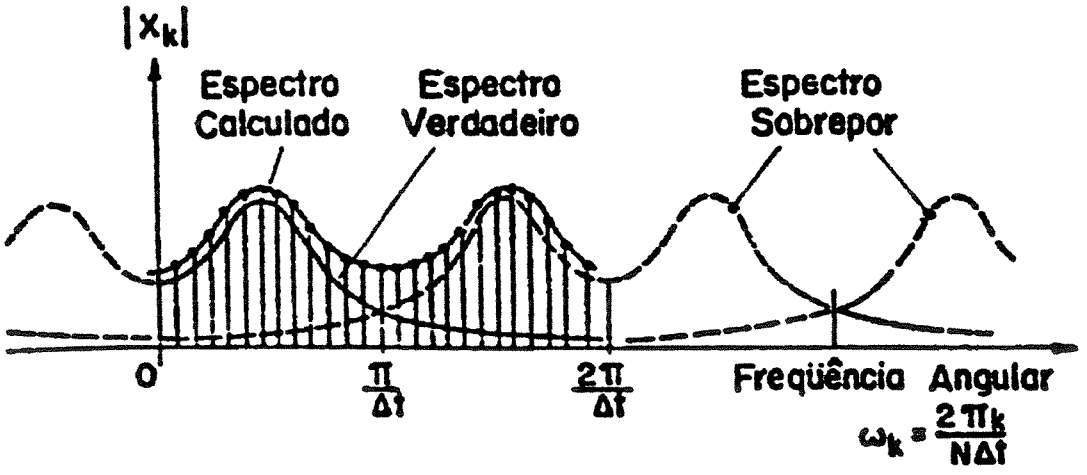

Figura 12 - Erro "Aliasing" sinal > $\pi / \Delta t$

A maneira mais eficiente de reduzir o erro ocasionado pelo "aliasing" é a utilização de filtros "anti-aliasing", (filtros "rolloff "), que são colocados no analisador de distorção harmônica antes da amostragem ser realizada, para assegurar que o sinal a ser amostrado não contenha componentes com freqüências acima de f(n). Um valor típico de filtro "rolloff" é de -130 dB por década [22].

3.2.4 - Janelamento

Janelamento, ou função janela é utilizada nos analisadores de distorção harmônica para realizar a filtragem no domínio do tempo e controle da largura da banda no domínio da freqüência, funcionando como um filtro passa-baixo. No domínio do tempo a discrepância devido a mudança de sinal durante o período de amostragem são retiradas.

O janelamento é realizado multiplicando-se os dados amostrados por uma função janela, a qual é zero para instantes não compreendidos no tempo de gravação [24, 25].

3.2.5 - Tempo de Escape

As N amostras da forma de onda usadas pela FFT são assumidas como exatamente iguais durante todo o tempo de análise, entretanto, se houver discrepância nos pontos finais, entre a freqüência do sinal de amostragem e o período da amostragem, ocorrerão erros, pois sinais de uma certa freqüência serão adicionados a outras freqüências no resultado. Isto é chamado de Espectro de Escape. Que pode ser calculado conforme abaixo [26]:

$$f(t) = \text{sen}[\omega tm(1+\varepsilon)] \qquad (17)$$

onde:

$\omega = 2\pi f$ e m = número inteiro

ε = erro

A série de "Fourier" desta função é:

$$F(t) = \sum_{n=0}^{\infty} C_n \cos(\omega tn + \phi n) \qquad (18)$$

3.3 - Estimativa de Erros

Mesmo com os cuidados e precauções tomadas quando da realização das medições de distorções harmônicas, incorre-se em erros, portanto quando da análise dos valores obtidos, para que possam ser convalidados, deve-se levar em consideração as várias partes que compõem a medição de distorções harmônicas as quais podem ser estimadas em porcentagem das harmônicas medidas [22], conforme tabela 13:

Tabela 13 - Erro nas Medições de Distorções Harmônicas

	ERRO
TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS	0,1 a 1,0 %
PONTAS DE CORRENTE	0,5 a 2,0 %
ANALISADOR DE HARMÔNICOS	5,0 %
"ALIASING"	0,0 a 3,6 %
JANELAMENTO	0,1 a 1,0 %
ESCAPAMENTO	0,0 a 5,0 %

CAPÍTULO 4 - MEDIÇÕES NO SISTEMA ITAIPU/ANDE/FURNAS

O sistema elétrico de ITAIPU/ANDE/ FURNAS, é um dos maiores do mundo, utilizando corrente contínua (600 kV) e corrente alternada (750 kV), responde atualmente, por 28,0% de toda a energia consumida pelas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil e por 80,2% de toda energia consumida no Paraguai. Sua potência nominal instalada é de 12.600 MW totalizando uma capacidade anual total de produção de energia da ordem de 75.000.000 kWh [27].

O sistema é suprido por duas fontes geradoras de energia elétrica, a usina Hidrelétrica de Acaray composta por quatro unidades geradoras de 50 Hz, 50 MW cada e da Central Hidrelétrica de Itaipu Binacional composta por dezoito unidades geradoras, sendo nove de 50 Hz ,700 MW e nove de 60 Hz, 700 MW. A energia destes nove geradores de 50 Hz é distribuída em quatro linhas de 500 kV, duas indo diretamente para a Subestação de Foz do Iguaçu (Conversora/Furnas) e duas para a Subestação Margem Direita (ITAIPU). Da Subestação Margem Direita saem duas linhas de 500 kV para a Subestação Foz do Iguaçu (Conversora/Furnas) e três linhas de 220 kV das quais duas para a Central Hidrelétrica de Acaray (ANDE) e a outra direta para o Sistema Elétrico da ANDE. A energia das unidades de 60 Hz é transmitida por quatro linhas de 500 kV à Subestação de Foz do Iguaçu (Elevadora/Furnas), de onde sai para o Sistema Elétrico Brasileiro, conforme figura 13

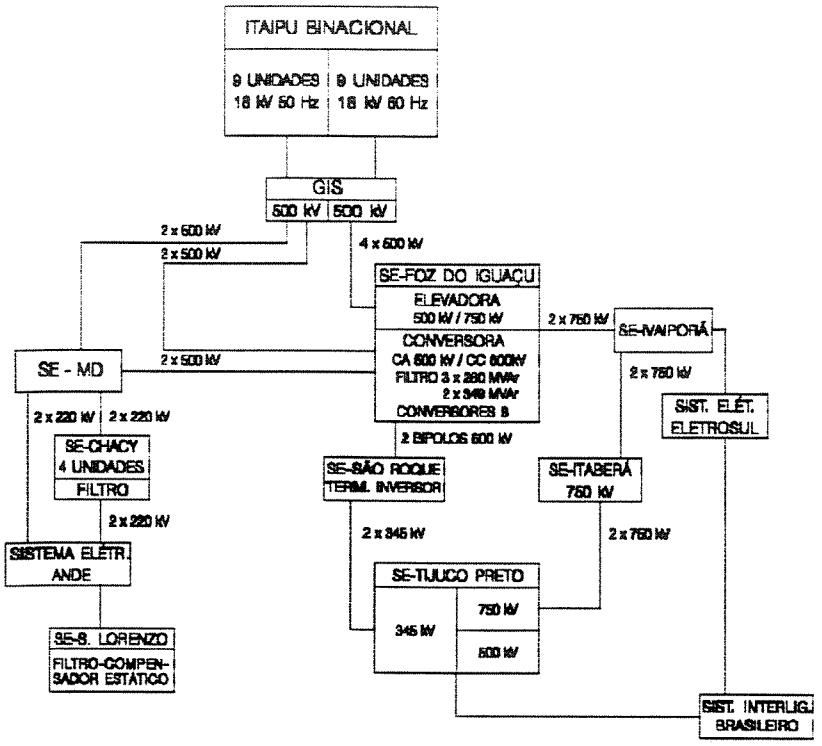

Figura 13 - Sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS

4.1 - Necessidade de Medições

No dia 05/05/84, com a entrada em operação da primeira unidade geradora de Itaipu Binacional, começou a operação interligada do sistema de 50 Hz, interligando o sistema de corrente continua de Furnas (Brasil) ao sistema de corrente alternada da ANDE (Paraguai). Nesta ocasião, tanto Itaipu quanto a Ande, iniciaram os estudos estritamente teóricos para avaliar, em regime permanente, os níveis de distorções harmônicas e a influência de cada fonte harmônica presente no sistema, utilizando programas computacionais existentes na época, simularam o sistema Itaipu/Ande/Furnas. Os programas utilizados foram o CORARM pela ANDE e o HARMOD desenvolvido a partir do HARP 03 pela ITAIPU. Estes programas computacionais são monofásicos e diferem entre si na forma de entrada dos dados e na flexibilidade de representação dos modelos de componentes do sistema. Nas simulações dos programas foram assumidas condições ideais de operação, e deste modo, por estarem presentes no sistema duas fontes de harmônicas classificadas como

sendo de doze pulsos, (oito conversores SE Foz do Iguaçu e o compensador estático de tensão de San Lorenzo). Através das simulações, concluiu-se que [28]:

a) Sistema em regime normal de operação não apresenta restrições operacionais (1985);

b) Com duas unidades geradoras na Central Hidrelétrica de Acaray operando, em carga leve é necessário limitar a potência transmitida pelo elo de corrente contínua de alta tensão (CCAT) em 4600 MW, (1990);

c) Com duas unidades geradoras na Central Hidrelétrica de Acaray operando, se ocorrer a perda de um filtro em Acaray há necessidade de reduzir drasticamente a transmissão através do elo de corrente contínua ou separar duas máquinas exclusivamente para alimentar o sistema da Ande, isto implicaria em deixar de faturar 7 a 17 milhões de dólares mensais. Devido ao impasse, optou-se pela realização de medições de distorções harmônicas no sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS .

O Sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS foi objeto de uma série de medições para quantificar o nível real de distorções harmônicas, atribuir responsabilidades, eliminar restrições operacionais e verificar se as medidas adotadas (filtros) para eliminar as distorções geradas pelos próprios componentes do sistema (conversores e compensador estático de tensão) estavam adequadas.

Essas medições foram realizadas de duas maneiras distintas:

a) medição monofásica simultânea em vários pontos do sistema (subestações);

b) medição trifásica simultânea em um ponto do sistema (subestação Margem Direita).

4.2 - Medições Monofásicas

Devido a impossibilidade de se realizar medições em todas as barras do sistema, elegeu-se os pontos mais significativos, e no período de outubro a dezembro de 1991 o sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS foi objeto de uma série de medições para se determinar as distorções harmônicas de tensão e corrente (módulo) e o ângulo de defasagem, em várias subestações.

Essas medições foram realizadas em duas etapas, cada uma com 19 dias de duração, em nove subestações diferentes de cada vez, com exceção da subestação Margem Direita e Foz do Iguaçu, onde se realizaram medidas nas duas etapas. Todas

as demais subestações encontram-se em solo paraguaio, pertencentes portanto ao sistema ANDE. As subestações selecionadas para a medição de distorção harmônica nas duas etapas estão representadas no diagrama unifilar simplificado do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS, figura 14.

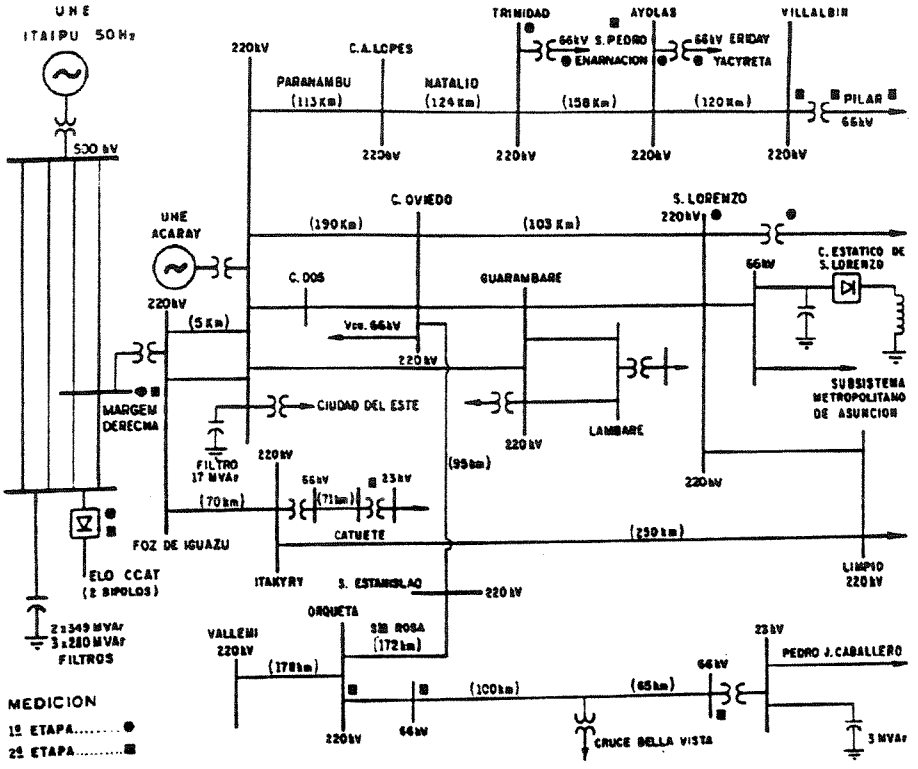

Figura 14 - Diagrama Unifilar Sistema Itaipu/Ande/Furnas

As subestações selecionadas para as medições em cada uma das duas etapas foram as apresentadas na tabela 14 a seguir.

Tabela 14 - Subestações selecionadas para as medições monofásicas

PRIMEIRA ETAPA		SEGUNDA ETAPA	
SUBESTAÇÃO	TENSÃO (kV)	SUBESTAÇÃO	TENSÃO (kV)
Foz do Iguaçu	500	Foz do Iguaçu	500
Margem Direita	220	Margem Direita	220
Ayolas	220	Catuete	66
Ayolas	66	Horqueta	220
Pedro Juan Caballero	66	Horqueta	66
San Lorenzo	220	Pilar	66
San Lorenzo	66	San Pedro Parana	66
Trinidad	220	Villalbin	220
Encarnacion	66	Villalbin	66

Cada dia de medição foi dividido em três períodos. Cada um com três horas de duração, com diferentes níveis de carga:

Carga mínima : (275 MW) das 00:00 até às 03:00 horas;

Carga média : (276 a 416 MW) das 08:00 até às 11:00 horas;

Carga máxima: (417 a 546 MW) das 18:00 até às 21:00 horas.

Esta distribuição horária de carga é típica do sistema da ANDE devido as características do consumo de energia elétrica do Paraguai.

Deve ser observado que a carga máxima de todo o sistema paraguaio corresponde a uma potência menor daquela gerada por uma única máquina de ITAIPU.

Durante os períodos de medição foram realizadas manobras para contemplar as condições de contingência do sistema, tais como, variação na potência transmitida pelo elo de corrente continua de alta tensão, número de unidades geradoras, e manobras nos filtros da subestação de FOZ IGUAÇU e da usina de ACARAY.

4.2.1 - Parâmetros Medidos

Em todas as subestações foram medidas as amplitudes das componentes harmônicas de tensão e corrente (módulo) e ângulo de defasagem simultaneamente e sempre na mesma fase (S) do sistema, exceto na subestação Foz do Iguaçu em que foi medido somente corrente. Para verificar a contribuição das duas fontes geradoras de harmônicas do sistema, a saber, sistema de corrente contínua de alta tensão (HVDC) na subestação de Foz do Iguaçu composto de oito conversores de doze pulsos e o compensador estático de tensão (SVC) de doze pulsos na subestação de San Lorenzo, e a eficiência dos filtros de harmônicos, foram determinados para cada etapa de medição quatro configurações de rede, denominadas de A, B, C e D.

4.2.2 - Configurações do Sistema

Configuração A

- Sistema da Ande operando em paralelo com o sistema de corrente contínua da subestação de Foz do Iguaçu;
- A subestação Margem Direita operando com 2 transformadores 500/220 kV de 375 MVA;
- Na subestação de San Lorenzo o compensador estático de tensão em operação.

Configuração B

- Sistema da Ande operando isolado do sistema de corrente contínua da subestação de Foz do Iguaçu;
- A subestação Margem Direita operando com 2 transformadores 500/220 kV de 375 MVA;
- Na subestação de San Lorenzo o compensador estático de tensão em operação.

Configuração C

- Sistema da Ande em paralelo com o sistema de corrente contínua da subestação de Foz do Iguaçu com potência transmitida de 500 MW e com sete conversores energizados;
- A subestação Margem Direita operando com 2 transformadores 500/220 kV de 375 MVA;
- O compensador estático de tensão fora de operação na subestação de San Lorenzo.

Configuração D

- Sistema da Ande isolado do sistema de corrente contínua da subestação de Foz do Iguaçu;
- A subestação Margem Direita operando com 2 transformadores 500/220 kV de 375 MVA;
- O compensador estático de tensão fora de operação na subestação de San Lorenzo.

4.3 - Medição Trifásica

A verificação das distorções harmônicas através de medições em um sistema elétrico não deve restringir à uma fase somente [28], porque a operação normal de um sistema envolve desequilíbrios entre as fases, podem ser sutis ou expressivos. Esses desequilíbrios podem gerar harmônicas de ordens não características como as que foram registradas nas medições monofásicas e têm grande importância na operação das cargas não lineares, em especial nos compensadores estáticos de tensão, tais como o existente na subestação de San Lorenzo. Para verificar o comportamento do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS em nível trifásico, optou-se pela realização de medições na subestação Margem Direita 220 kV, escolhida por ser o ponto comum de interligação do sistema. Adotando-se o procedimento similar ao realizado nas medições monofásicas anteriormente descritas.

4.3.1 - Circuito de Medição

As medições foram realizadas segundo o esquema apresentado na figura 15, onde os cabos utilizados para conexão nos TC's e nos DCP's foram:

TC's : cabo 2Cx1,5mm^2 com blindagem

DCP's : Cabo coaxial RG-22/U, 2Cx1mm^2 com blindagem

Impedância = 95 Ω

Capacitância = 52 pF/m

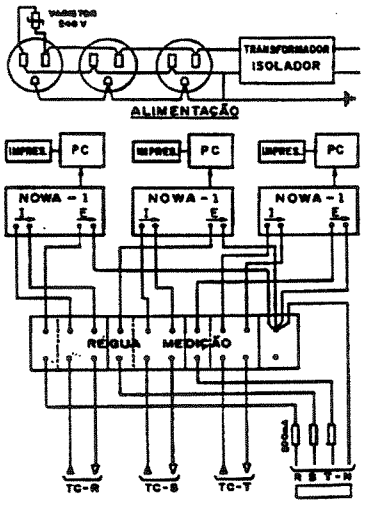

Figura 15 - Circuito de Medição.

4.3.2 - Condições do Sistema

Tabela 15 - Condições do Sistema

HORA	Nº DE MÁQUINAS		POTÊNCIA MW		POTÊNCIA TOTAL MW	NÚMERO CONVERSOR	FILTRO MVAr	
	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz			280	349
08:00	7	4	4225	2110	6335	7	3	2
09:00	7	5	3830	2970	6800	7	3	2
10:00	7	5	3740	3040	6780	7	3	2
11:00	7	5	3770	2570	6340	7	3	2
18:00	7	7	2445	4070	6515	7	3	2
19:00	7	7	3410	3940	7350	7	3	2
20:00	7	7	4340	4165	8505	7	3	2
21:00	7	7	4000	4030	8030	7	3	2
24:00	7	6	2530	2675	5205	6	3	2
01:00	7	6	2030	2670	4700	6	3	2
02:00	7	6	1930	2695	4625	6	3	2
03:00	7	6	1930	2695	4625	6	3	2

Foram monitoradas as amplitudes da distorção harmônica de tensão, corrente e ângulo de defasagem nas três fases simultaneamente do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS. Durante dois dias consecutivos, 7 e 8 de dezembro de 1992, divididos em três períodos de medições, com quatro horas de duração cada um, nas condições de carga média, pesada e leve respectivamente, com o sistema em regime normal de operação. As condições gerais do sistema estão representadas na tabela 15.

4.4 - Aferição dos Equipamentos e Instrumentos de Medição

Todos os equipamentos foram aferidos para a realização das medições e os resultados obtidos foram registrados em folhas de aferição, para que qualquer dúvida que ocorresse durante a realização das medições ou durante a análise dos resultados pudesse ser sanada, sem haver necessidade da repetição do ensaio.

4.4.1 - Equipamentos de Medição

Para a execução das medições tanto monofásicas quanto trifásicas, foram utilizados analisadores de espectro monofásico. Tais analisadores medem simultaneamente a amplitude da distorção harmônica de tensão, corrente e respectivos ângulos de fase para a freqüência fundamental e para as harmônicas até a 50ª ordem [30]. As características principais dos analisadores são:

Fabricante : Wandel & Goltermann

Tipo : NOWA -1

Entrada de Corrente

Escala de corrente : 1;2,5;5;10 e 25 A

Impedância de entrada : 15 mΩ

Limite sobrecorrente contínuo para todas as escalas : 30 A

Limite sobrecorrente máximo para todas as escalas : 1 s - 400 A

Entrada de Tensão

Escala tensão :100√3; 100; 120; 230 e 400 V

Impedância de Entrada : 300 kΩ

Limite sobretensão para todas as escalas : 500 V

4.5 - Sistema de Aquisição de Dados

O sistema utilizado para a aquisição de dados das medições efetuadas em cada uma das subestações é formado por um analisador de espectro NOWA-1 acoplado a um computador pessoal (PC) com interface paralela IEEE 488, mais impressora [31].

Para comunicação, aquisição, elaboração e análise dos dados foi utilizado um programa desenvolvido pelo Centro Elettrotécnico Sperimentale Italiano (CESI). Este programa gerencia o analisador para fazer as leituras das tensões, correntes e ângulos das componentes fundamental e harmônicas até a 50ª ordem (2500 Hz) e os armazena temporariamente na memória RAM do PC.

Estas leituras são realizadas em doze amostragens consecutivas, e após estas amostragens são calculados os valores mínimo, médio, máximo e o desvio médio quadrático das componentes de tensões, das correntes e dos ângulos.

Esta pré-elaboração é realizada para diminuir a quantidade de dados que são armazenados nos arquivos, dos discos rígidos. Mesmo assim, no final das aquisições tem-se aproximadamente 1200 Mbytes de resultados.

Todo este trabalho de aquisição, pré-elaboração e gravação das informações das doze leituras leva de 50 a 57 segundos, após os quais o PC aguarda completar um minuto para iniciar um novo ciclo de leituras, o que permite sincronizar os PC's instalados nas distintas subestações. Este processo se repete automaticamente. A cada 10 minutos são impressos os valores instantâneos das tensões, correntes e ângulos das harmônicas, bem como os valores de distorção harmônica total, conforme folha de medição (ANEXO 1). No final de cada dia de medição todos os registros de dados são copiados em disquetes, e por medida de segurança, com " back up".

4.5.1 - Estrutura do "Software"

A estrutura do "software" foi elaborada em ambiente "QUICK BASIC" 45, com uma estrutura modular, conforme figura 16. Esta estrutura atribui para cada bloco uma função específica a saber:

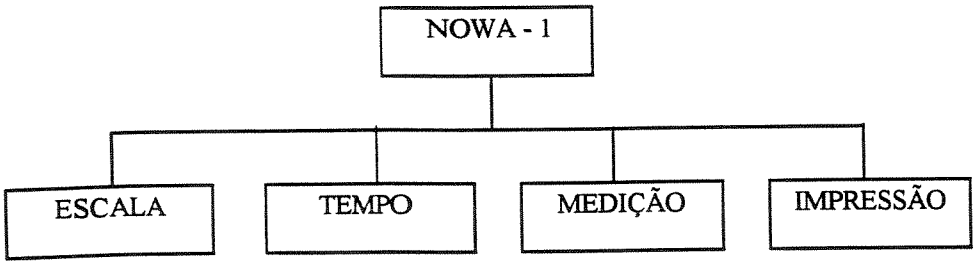

Figura 16 - Estrutura do "Software"

a) Escala - seleciona as escalas de tensão de acordo com a relação de transformação dos TC's e dos DCP's da subestação. Se no intervalo de um minuto houver saturação da escala de tensão e/ou corrente, a escala será alterada automaticamente, retornando após dois minutos para a escala anterior. Se dentro destes dois minutos ocorrer uma nova saturação de escala a medição é bloqueada.

b) Tempo - seleciona o mês, dia, hora e o minuto do início e do término das medições. Ficando assim determinado a duração do intervalo de medição, (este intervalo nunca pode ser superior a quatro horas). Nesta fase o programa cria duas cópias do arquivo no qual serão registrados os resultados das medições referentes ao intervalo selecionado. Estes arquivos são gravados em diretórios de discos físicos diferentes, assegurando a preservação dos resultados, em caso de dano em um dos dois discos utilizados.

c) Medição - faz as aquisições das amplitudes das distorções harmônicas de tensão, corrente e ângulo da fundamental até a 50ª ordem, forma arquivos temporários e elabora a análise estatística dos dados.

d) Impressora - gerencia os registros de saída, fornece a cada dez minutos os valores instantâneos de tensão, corrente, ângulo da fundamental até 50ª ordem e a distorção harmônica total. Emite todas as mensagens de erro.

Para a realização das aquisições o sistema necessita dispor para cada subestação de um PC com as seguintes características:

Um processador 80286, 12 MHz;

Coprocessador 80287;

2 Mbytes de memória RAM;

Unidade de disquete 1,44 Mbytes;

Dois discos rígidos, cada um com 60 Mbytes formatados;

O sistema operativo é o Microsoft DOS 5.0;

Interface paralela do tipo PC-IIA da National Instruments, com ajustes de:

Time out : 3 s;

Base de endereçamento : 02E1 HEX;

Nível interrupção : 5

CAPÍTULO 5 - RESULTADO DAS MEDIÇÕES

Pelo tratamento efetuado nos dados obtidos pelas medições através do programa de gerenciamento foi possível a emissão dos seguintes relatórios:

- cálculo da probabilidade acumulada de cada harmônica de tensão e corrente da 2ª até a 50ª ordem;
- cálculo da probabilidade acumulada da distorção harmônica total e fator de interferência telefônica;

A seguir são apresentados alguns dos resultados obtidos nas medições realizadas e que foram selecionadas segundo o critério de importância. Assim como, os valores máximos das ordens harmônicas (h) mais significativas .

5.1 - **Medições Monofásicas**

Tabela 16 - Configuração A - Todos os Dias - Período de Mínima Carga

V (h)	AY2	AY6	CA6	EN6	HO2	MD2	PJ6	PI6	SL2	SL6	SP6	TR2	VI2	VI6	FOZ
THD >	0,48	0,46	1,14	0,54	0,56	0,28	0,95	0,72	0,62	0,48	0,72	0,54	0,75	0,69	□
TIF >	2,64	3,84	11,0	4,50	4,48	3,80	5,00	8,40	4,60	6,90	7,20	3,60	6,00	6,60	□
V3 >	0,12	0,06	0,05	0,08	0,46	0,10	0,16	0,36	0,16	0,04	0,42	0,48	0,57	0,48	□
V5 >	0,12	0,10	0,15	0,28	0,18	0,14	0,72	0,45	0,52	0,38	0,12	0,08	0,30	0,39	□
V7 >	0,04	0,14	0,55	0,18	0,10	0,02	0,32	0,09	0,06	0,02	0,34	0,06	0,06	0,06	□
V11 >	0,02	0,04	0,30	0,10	0,08	0,10	0,04	0,03	0,10	0,02	0,30	0,12	0,18	0,12	□
V13 >	0,02	0,02	0,15	0,04	0,02	0,06	0,04	0,09	0,08	0,02	0,04	0,04	0,09	0,06	□
I (h)	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]
I3 >	0,0	0,1	0,2	0,5	0,3	0,8	0,1	0,4	0,1	1,8	0,1	1,0	0,4	0,3	0,4
I5 >	0,2	0,8	0,5	1,7	1,2	1,9	0,6	0,1	0,5	0,9	0,1	0,4	0,1	0,2	0,2
I7 >	0,2	0,8	0,3	0,5	0,3	0,5	0,0	0,0	0,5	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2
I11 >	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5	0,0	0,2	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	32,4
I13 >	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	22,5
Φ (h)	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]
3ªh	*	*	--	<90	>90	*	*	*	<90	*	*	*	*	*	□
5ªh	<90	<90	*	*	<90	>90	*	*	>90	*	*	*	*	*	□
7ªh	*	<90	*	*	<90	<90	<90	*	*	<90	*	*	*	*	□
11ªh	--	--	*	<90	<90	<90	<90	<90	<90	--	<90	<90	<90	<90	□
13ªh	--	--	<90	--	--	<90	--	<90	--	--	<90	<90	<90	<90	□

(*) Não tem predominância (--) Não há resolução suficiente no NOWA-1

(□) Não foi realizada medição Φ(h) = ângulo de fase entre tensão e corrente

Tabela 17 - Configuração A - Todos os Dias - Período de Média Carga

V (h)	AY2	AY6	CA6	EN6	HO2	MD2	PJ6	PI6	SL2	SL6	SP6	TR2	VI2	VI6	FOZ
THD >	0,46	0,55	1,14	0,50	0,60	0,26	1,10	0,80	0,46	0,32	0,69	0,44	0,66	0,69	□
TIF >	2,88	4,80	12,0	6,60	3,20	2,60	4,40	5,20	3,40	5,10	6,80	3,12	3,60	4,20	□
V3 >	0,40	0,42	0,10	0,18	0,54	0,08	0,16	0,39	0,14	0,04	0,26	0,32	0,45	0,39	□
V5 >	0,12	0,10	0,05	0,18	0,16	0,10	0,72	0,39	0,36	0,26	0,02	0,02	0,09	0,24	□
V7 >	0,02	0,14	0,65	0,06	0,10	0,02	0,32	0,15	0,08	0,02	0,12	0,02	0,03	0,06	□
V11 >	0,02	0,02	0,60	0,32	0,06	0,06	0,04	0,03	0,08	0,02	0,32	0,08	0,12	0,09	□
V13 >	0,02	0,02	0,15	0,04	0,02	0,04	0,04	0,09	0,08	0,02	0,04	0,04	0,06	0,09	□
I (h)	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]
I3 >	0,1	0,1	0,1	0,4	0,3	0,4	0,0	0,3	0,1	1,6	0,1	0,9	0,3	0,2	0,4
I5 >	0,3	0,7	0,6	0,7	0,7	1,6	0,2	0,0	0,5	0,2	0,1	0,6	0,1	0,1	0,3
I7 >	0,0	0,4	0,4	0,1	0,2	0,3	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
I11 >	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	16,2
I13 >	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	12,6
Φ(h)	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]
3ªh	*	*	--	<90	*	*	*	*	<90	*	*	*	*	*	□
5ªh	*	*	*	*	*	*	*	*	>90	*	*	*	*	*	□
7ªh	*	*	>90	*	*	*	--	*	*	<90	*	*	*	*	□
11ªh	--	<90	*	<90	*	<90	*	<90	<90	--	<90	<90	<90	<90	□
13ªh	--	--	<90	--	--	<90	--	<90	--	--	<90	<90	<90	<90	□

(*) Não tem predominância (--) Não há resolução suficiente no NOWA-1

(□) Não foi realizada medição Φ(h) = ângulo de fase entre tensão e corrente

Tabela 18 - Configuração A - Todos os dias - Período de Máxima Carga

V (h)	AY2	AY6	CA6	EN6	HO2	MD2	PJ6	PI6	SL2	SL6	SP6	TR2	VI2	VI6	FOZ
THD >	0,44	0,46	1,14	0,54	0,62	0,28	1,05	0,72	0,68	0,48	0,72	0,54	0,75	0,69	□
TIF >	2,64	3,84	11,0	4,50	4,64	4,20	5,20	9,60	4,80	6,90	7,20	4,08	6,00	7,80	□
V3 >	0,12	0,06	0,05	0,08	0,52	0,12	0,28	0,39	0,16	0,04	0,42	0,48	0,54	0,48	□
V5 >	0,12	0,10	0,20	0,28	0,18	0,14	0,80	0,45	0,58	0,44	0,12	0,08	0,30	0,39	□
V7 >	0,04	0,14	0,55	0,18	0,10	0,02	0,32	0,09	0,06	0,02	0,34	0,06	0,03	0,06	□
V11 >	0,02	0,04	0,30	0,10	0,08	0,12	0,04	0,03	0,10	0,02	0,30	0,14	0,18	0,15	□
V13 >	0,02	0,02	0,15	0,04	0,02	0,06	0,04	0,09	0,10	0,02	0,04	0,06	0,09	0,06	□
I (h)	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]
I3 >	0,0	0,1	0,2	0,5	0,3	0,8	0,1	0,4	0,1	1,8	0,1	1,0	0,4	0,3	0,4
I5 >	0,2	0,8	0,5	1,7	1,2	1,9	0,6	0,1	0,5	0,9	0,1	0,3	0,1	0,2	0,3
I7 >	0,3	0,8	0,3	0,5	0,3	0,5	0,0	0,0	0,5	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2
I11 >	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5	0,0	0,2	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	32,4
I13 >	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,8	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	22,5
Φ (h)	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]
3°h	*	*	-	<90	>90	*	*	*	<90	*	*	*	*	*	□
5°h	<90	<90	*	*	<90	>90	*	*	>90	*	*	*	*	*	□
7°h	*	<90	*	*	<90	<90	<90	*	*	<90	*	*	*	*	□
11°h	--	--	*	<90	<90	<90	<90	<90	<90	--	<90	<90	<90	<90	□
13°h	--	--	<90	--	--	<90	--	<90	--	--	<90	<90	<90	<90	□

(*) Não tem predominância (--) Não há resolução suficiente no NOWA-1

(□) Não foi realizada medição Φ(h) = ângulo de fase entre tensão e corrente

AY2=SE Ayolas 220kV AY6=SE Ayolas 66kV CA6=SE Catuete 66kV

EN6=SE Encarnación HO2=SE Horqueta 220kV MD2=SE Margem Direita 220kV

PJ6=SE Pedro J. Caballero PI6= SE Pilar 66kV SL2=SE San Lorenzo 220kV

SL6=SE San Lorenzo 66kV SP6= SE S. Pedro Paraná TR2 = SE Trinidad 220kV

VI2=SE Villalbin 220kV VI6=SE Villalbin 66kV FOZ= SE Foz Iguaçu

5.2 - Medições Trifásicas

Os valores máximos de distorções harmônicas de tensão em percentagem da fundamental e de corrente em (A) (no sentido do sistema ANDE para o sistema ITAIPU) obtidos durante todo o período das medições estão nas tabelas 19 e 20, a seguir [32]:

Tabela 19 - Máximo Valor Distorção

	MÁXIMO VALOR % FUNDAMENTAL (V) POR FASE		
h	R	S	T
3	0,137	0,160	0,172
5	0,414	0,423	0,420
7	0,130	0,155	0,150
11	0,144	0,124	0,154
13	0,071	0,070	0,062
CMO	1,0	1,0	1,0
THD	0,465	0,492	0,468
CMO	1,5	1,5	1,5
TIF	6,987	6,537	6,851
CMO	25	25	25

Tabela 20 - Máximo Valor Corrente

	CORRENTE (A) FASE		
h	R	S	T
3	1.2	1.1	1.2
5	2.1	2.0	2.0
7	0.8	0.7	0.7
11	1.1	1.0	1.1
13	0.8	0.8	0.8

Nas figuras 17 a 20, são apresentados alguns dos resultados obtidos nas medições realizadas e que foram escolhidas segundo critérios de importância, assim como, os valores máximos das ordens harmônicas (h) mais significativas, através da probabilidade acumulada, a maneira mais indicada para a análise das distorções harmônicas, porque fornecem simultaneamente o valor máximo e a sua probabilidade de ocorrência durante o intervalo de tempo total da medição.

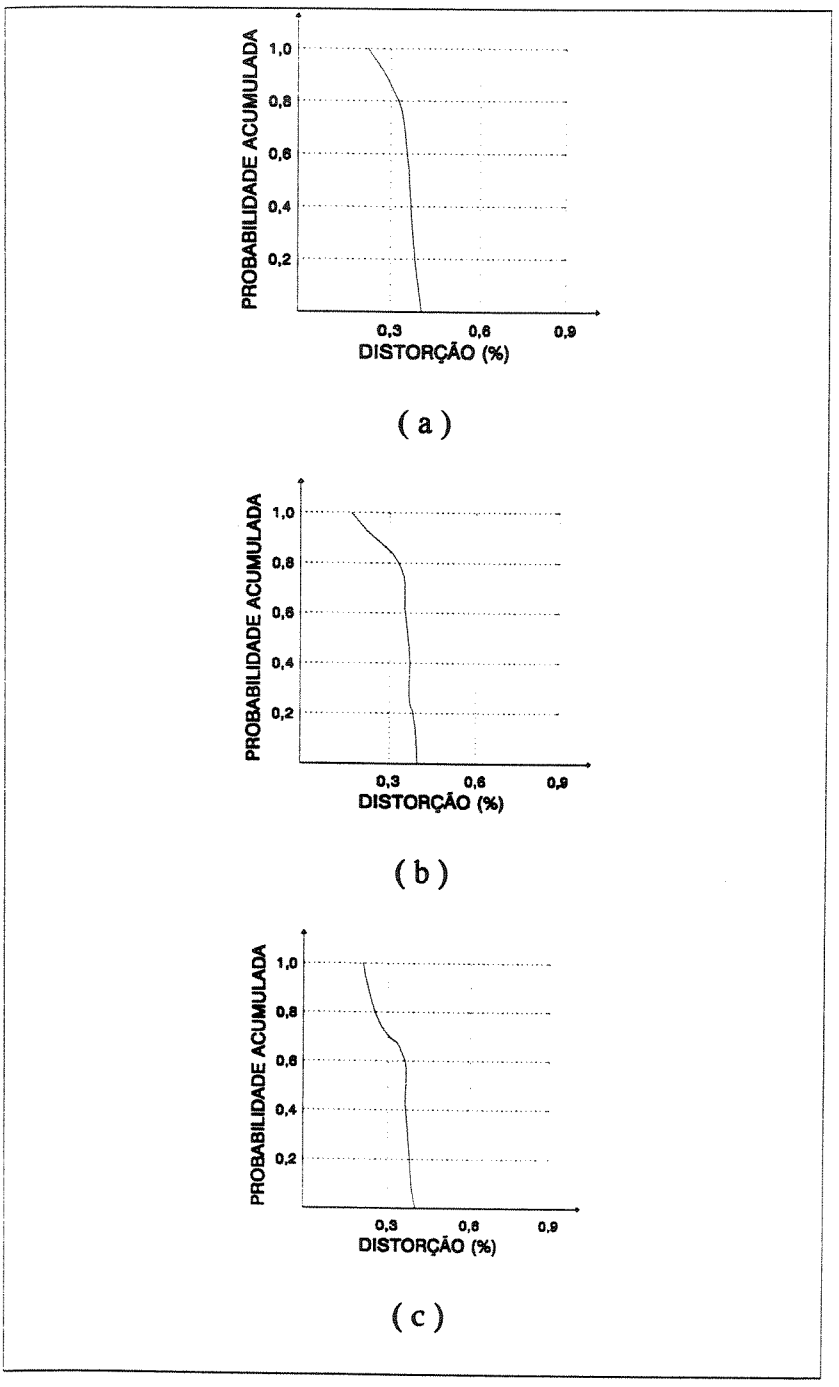

Figura 17 - Probabilidade Acumulada da Distorção Harmônica de 5ª ordem, (a) Fase R, (b) Fase S e (c) Fase T.

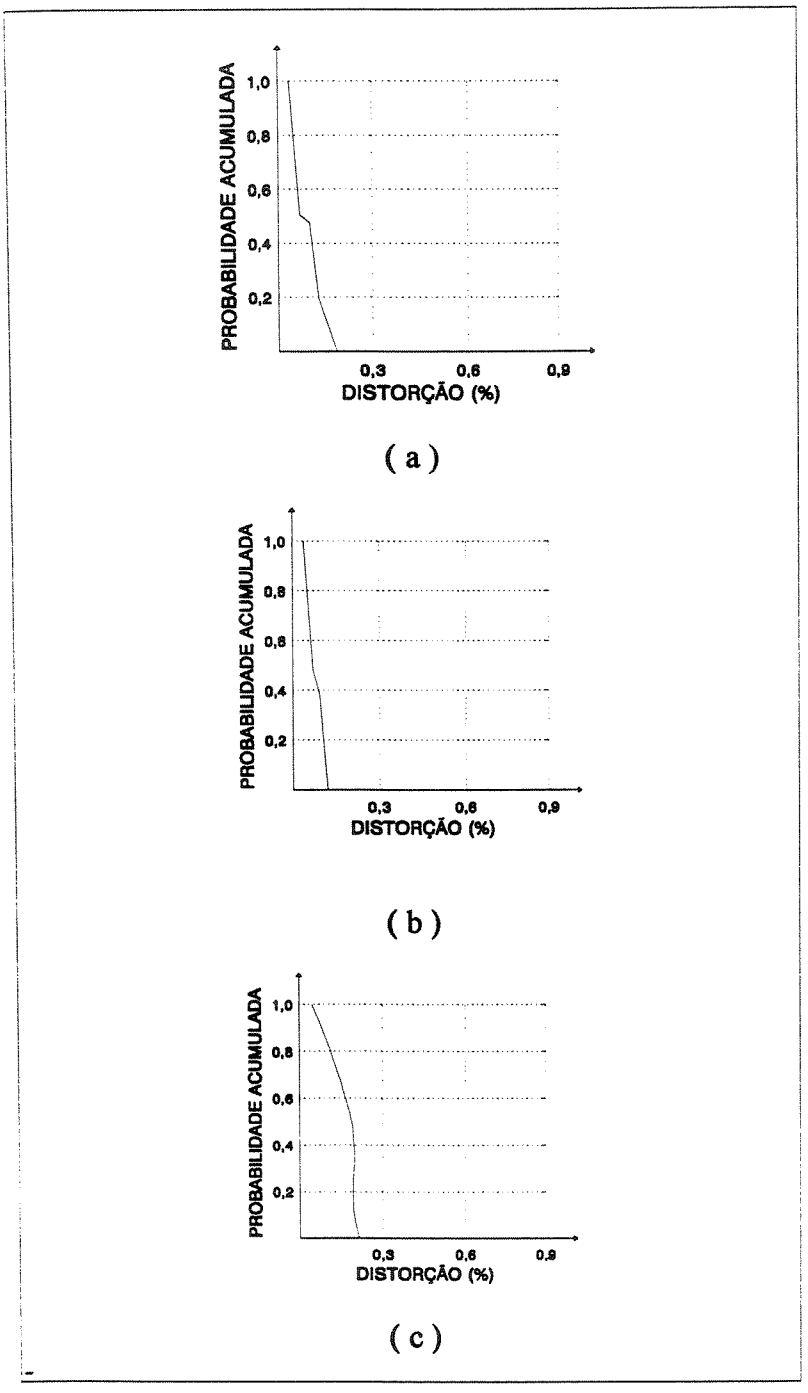

Figura 18 - Probabilidade Acumulada da Distorção Harmônica de 11ª ordem, (a) Fase R, (b) Fase S e (c) Fase T.

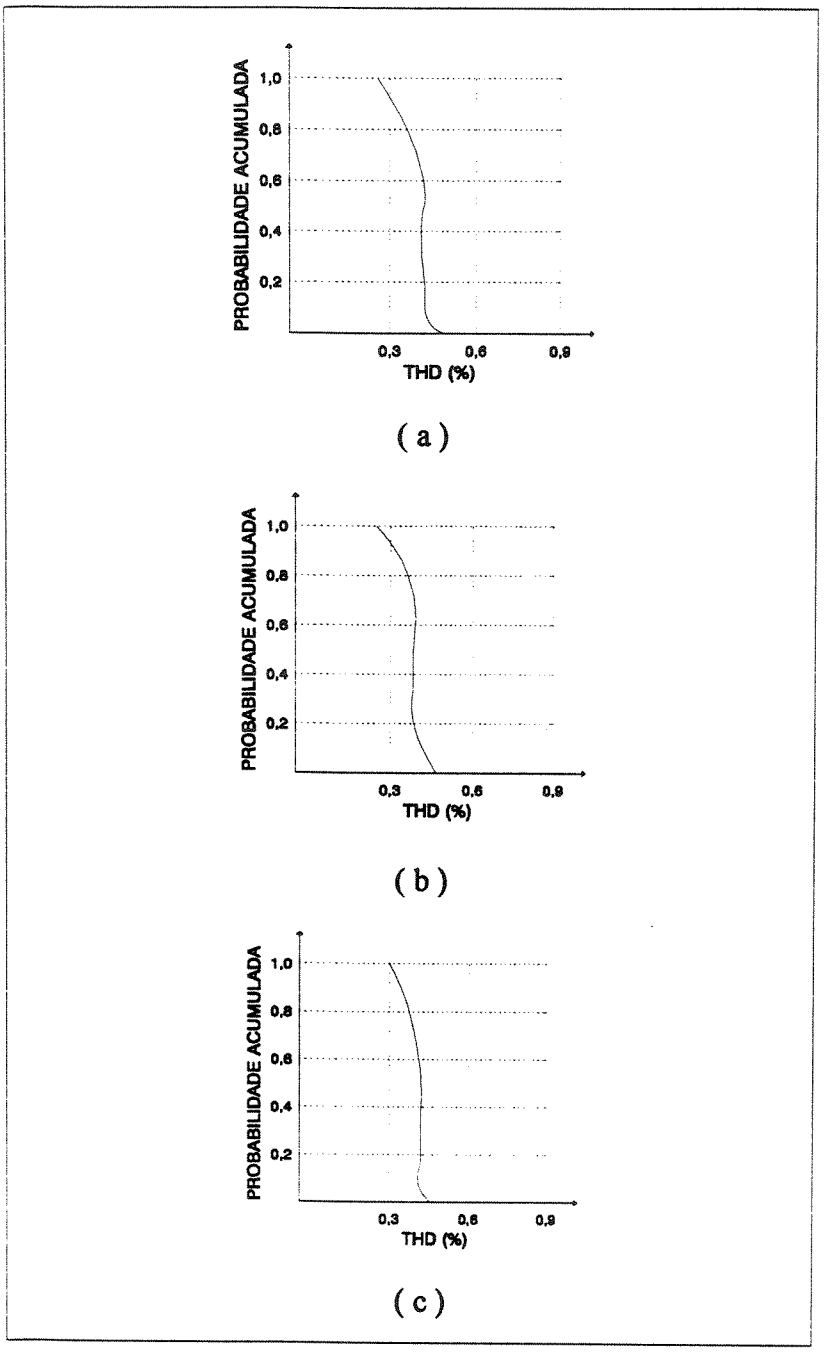

Figura 19 - Probabilidade Acumulada da Distorção Harmônica Total, (a) Fase R, (b) Fase S e (c) Fase T.

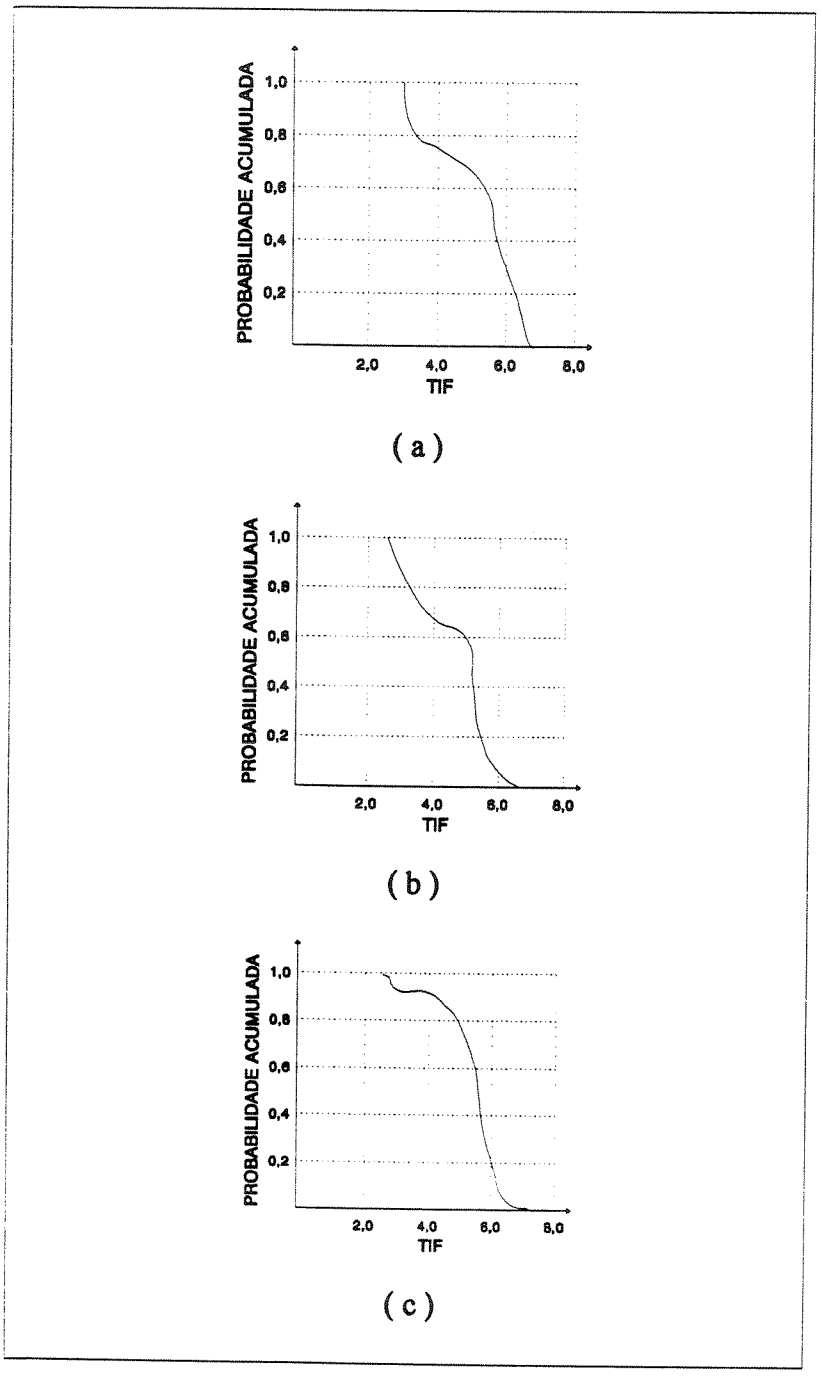

Figura 20 - Probabilidade Acumulada do Fator de Interferência Telefônica, (a) Fase R, (b) Fase S e (c) Fase T.

CAPITULO 6 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES

As três fases do sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS, durante o período das medições, na Subestação Margem Direita (SEMD), 220 kV de ITAIPU mostraram-se equilibradas apresentando distorções harmônicas com o sistema em regime permanente.

Durante a realização das medições não foram ultrapassados os valores de distorções estabelecidos pela Comissão Mista de Operação (CMO), formada por ITAIPU/ANDE/ELETROBRÁS, os quais na atualidade são os mais rigorosos existentes, cujos valores máximos definidos são:

Máxima distorção harmônica individual de tensão:

para harmônicas pares : 0,5 %

para harmônicas ímpares : 1,0 %

Máxima distorção harmônica total de tensão (THD) : 1,5%

Apesar dos limites individuais de tensão não terem sido ultrapassados, foi constatada a presença da 5ª harmônica de corrente com valores apreciáveis em relação as demais, e com sentido do sistema ANDE para o sistema ITAIPU. Isto pode ser entendido como uma pseudo ressonância nesta ordem.

As medições trifásicas apresentaram resultados coerentes com as medições monofásicas anteriormente realizadas, uma vez que no ponto escolhido para as medições não se detectou nenhum desequilíbrio significativo.

As diferenças encontradas entre as simulações e as medições, notadamente quanto as ordens harmônicas, podem ser atribuídas à idealização da operação das fontes harmônicas aliada à escolha dos modelos mais tradicionais (conservativos) para a simulação de cada componente do sistema simulado.

Nas subestações PEDRO JUAN CABALLERO 66 kV e CATUETE 66 kV, foram registrados os valores mais elevados, em todas as configurações, alcançando valores de Distorção Harmônica Total próximos de 1 %, com probabilidade acumulada de 1, esses valores são independentes da presença do HVDC de FOZ DO IGUAÇU. Os valores de Distorção Harmônica Individual de tensão demonstraram que em todas as subestações, com exceção das subestações SAN LORENZO e MARGEM DIREITA não dependem da presença da conexão da ANDE com o HVDC.

Na subestação de CATUETE foi registrado o valor mais elevado de Distorção Harmônica Individual de tensão na 7ª ordem, no sentido da subestação para o sistema de geração.

Exceto na subestação CATUETE, em todas as demais foram registradas a presença da harmônica de 5ª ordem de corrente, com valores apreciáveis, e com sentido do sistema ANDE para o sistema ITAIPU, sendo mais relevante no caso em que a ANDE opera isolada do HVDC.

Por não se conhecer mais detalhadamente o sistema da ANDE, acredita-se que a causa provável para o aparecimento de harmônicas de 5ª e 7ª ordem esteja numa possível desigualdade entre as impedâncias equivalentes dos transformadores trifásicos que alimentam o conversor estático de SAN LORENZO, fazendo com que tal conversor não possa ser classificado como de doze pulsos, mas de seis pulsos.

A presença do SVC não influencia o sistema ITAIPU/ANDE/FURNAS, exceto na barra de 66 kV de SAN LORENZO onde os valores de Distorção Harmônica Total dobram de valor (0,2778 até 0,4000 com probabilidade 1).

As harmônicas de 11ª e 13ª ordem, que com a presença dos conversores de doze pulsos do HVDC e do SVC deveriam apresentar valores apreciáveis, resultaram em valores de magnitude inferior as harmônicas de 3ª e 5ª ordem. Como exemplo na subestação AYOLAS 66 kV (todas as configurações) a Distorção Harmônica Individual de tensão da 5ª ordem foi igual a 0,111% e da 11ª ordem foi de 0,0194%, com probabilidade 1.

Na subestação MARGEM DIREITA, quando isolada do sistema ANDE, as distorções de 3ª ordem dependem pouco da conexão com HVDC, enquanto as distorções de 11ª ordem variam consideravelmente.

As subestações terminais de 66 kV, são mais influenciadas pelas manobras locais do que pelas alterações das configurações do sistema.

Os fatores de Influência Telefônica (TIF's), apresentaram pequenas variações, alcançando o máximo valor de 11,53 p.u. com probabilidade acumulada de 1, na SE CATUETE 66 kV, valor bem inferior ao estabelecido pela CMO que é de 25 p.u..

Da experiência adquirida nestas medições conclui-se:

1 - Para a escolha do ponto de medição de distorções harmônicas, deve-se levar em consideração:

a) Pontos nos quais foram registrados reclamações por parte dos consumidores;

b) Proximidade com a suposta fonte de distorção harmônica;

c) Ponto comum de interligação entre várias fontes de distorção harmônica (economizar equipamentos de medição).

2 - Os resultados das medições permitirão a aferição de modelos de componentes de sistemas, utilizados na simulação computacional de sistemas elétricos de potência sujeitos a distorções harmônicas.

3 - As medições devem contemplar os períodos de carga leve, média e pesada, bem como condições de contingência operacional (filtros e conversores) e monitorar simultaneamente as três fases do sistema elétrico.

4 - Não é recomendável a realização de medidas corretivas ou restrições operacionais em um sistema elétrico baseado exclusivamente em simulações, antes, deve-se realizar medição no sistema elétrico.

5 - Os resultados obtidos da simulação computacional possibilita maior sensibilidade para determinar com segurança o local para a realização de medições.

Como sugestão registra-se que:

I - Devem ser realizados estudos que permitam a possibilidade de se intercambiar instrumentos e/ou equipamentos entre as concessionárias, devido a alta relação custo/utilização envolvida.

II - Deve-se tentar elaborar uma padronização na metodologia de ensaios para medições de distorções harmônicas por parte das concessionárias.

Finalmente as medidas corretivas devem levar em consideração não somente o valor das distorções harmônicas mas, também, o tempo em que estas ultrapassaram um limite previamente estabelecido; daí a necessidade de se abordar estatisticamente os valores obtidos nas medições.

BIBLIOGRAFIA

[1] Bendat, J. S., Piersol, A. G., Engineering Applications of Correlation an Spectral Analysis - John Wiley & Sons - 1980.

[2] Chanas, M. - Pertubations de Tension Affectant le Fonctionnement des Réseaux - Fluctuations Brusques, Flicker, Déséquilibres et Harmoniques - RGE - n°12 - Décembre 1978.

[3] Oliveira, J.C., Cargas Elétricas Especiais em Sistema de Potência - Foz Iguaçu - Dezembro 1991.

[4] Directives Concerning the Protection of Telecommunication Lines against Harmful Effects from Electricity Lines - International Telegraph and Telephone Consultive Committee - Geneva - 1963

[5] Eletrobrás, GCOI, SCEL, CECE, Critério e Procedimentos para o Atendimento a Consumidores com Cargas Especiais - Fevereiro 1993.

[6] Electronic Equipment to be used in Electrical Power Installation and their Assembly in to Electrical Power Installations - DIN 57160 - VDE 0160 - Bonn - November 1981.

[7] Electricité de France, Regulations Concerning the Installation of Power Convertors, Taking into Account the Characteristics of the Supply Network - French - EDF - Paris - 1981.

[8] IEEE , Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems - IEEE Standart 519 - 1992.

[9] New Zealand Ministry, Limitation of Harmonic Levels Notice - Wellington - 1981.

[10] Chagas,F.A, Medição de Harmônicas no Sistema Elétrico - 6º Encontro Técnico Ensaio e Manutenção de Sistemas de Medição e Instrumentos - Junho 1987.

[11] Douglas, D. A., Current Transformer Accuracy with Asymmetric and Hight Frequency Fault Currents - IEEE - Trans. In. , pp. 1006/1012- Dezember 1981.

[12] Cigré, Working Group 36-05, Harmonic, Characteristic Parameters, Methods of Study, Estimates of Existing Values in the Network - Electra - n° 77 -July 1979.

[13] Gertsch, G. A., Measuring Errous of Instrument Transformers in the Frequency Range of 1 to 10.000 Hz - Third IST - Milan - August 1979.

[14] Alsthom, M., Manual de Instruções - Divisor Capacitivo de Potencial n°MM2013E - Maio 1989.

[15] CEPEL, Relatório de Ensaio de Tipo do Divisor Capacitivo de Tensão Tipo UHCE - 242 - Março 1988.

[16] Arrillaga, J., Bradley, . A., Power System Harmonic - John Wiley & Sons - 1985.

[17] Araujo, J. M., CHESF, Levantamento da Curva de Resposta em Freqüência de um Transformador de Corrente de 220 kV - 1992.

[18] Cooley, J. W., Tukey, J. W., Na Algorithm for Machine Calculation of Complex Fourier Series - Math & Computer - 1965.

[19] Cooley, J. W., Lewis, P.A ., Welch P. D.- The FFT and its Applications - IEEE - Transaction in Education -1969.

[20] Morched, A.B. Kundur, Identification and Modelling of Characteristics at Hight Frequency, IEEE Trans on Power Systems - Vol.1 - pp 153/160 - Februaury 1987.

[21] Marshall, D. , Van Der Eijkel. Simulation et Mesure de l' Impedance Harmonique d' un Resau - Cigre- sesion 36-06 - Octuber/Setember - 1990.

[22] Sutherland, P. E., Harmonic Measuremeants in Industrial Power Systems - IEEE Transactions on Industry Applications - Vol. 31 - January/February 1995.

[23] Gerges, S. N. Y, Processamento e Análise de Sinais Aleatórios - UFSC - 1983.

[24] Dick Benson, Techniques for Signal and System Analysis - Tektronix -1991.

[25] Hewlett Packard, The Fundamentals of Signal Analysis - Application - 1985.

[26] Harris,F. J., On the use of Windows for Harmonic Analysis with the Discrete Fourier Transform - Proc. IEEE- Vol. 66 - pp. 51-83 - January 1978.

[27] Mondini Comunicações, Itaipu Binacional 20 Anos de Vida - Maio 1994.

[28] Silveira, J.R., A Questão dos Harmônicos e suas Implicações para Operação do Sistema Interligado 50 Hz - SMT/DOP.T - 1989.

[29] Pires, F. A. C., Uma Contribuição ao Estudo de Harmônicas em Sistemas de Potência - Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas - Fevereiro 1991.

[30] Wande, Goltermann, Description and Operation Manual - AC Power Line Harmonic Analyser - Edition 3163 - June 1984..

[31] Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI), Relatório Técnico - Agosto 1992.

[32] Alves, G. M., Pires, F. A. C., Harmonic Distorcion Measurement at 220 kV Itaipus Right Margin Subestation - IEEE- ICHPS VI - Bologna - Italy - September 1994.

ANEXO 1

12-07-1991 19:59:52

THD de Tensión = .3900509 %

THD de Corriente = 1.391816 %

Ordem harmônica	Tensión (V)	Corriente (A)	Angulo (°)
1	138578	338.8	7
2	0	.4	0
3	154	1.2	-87
4	11	0	0
5	448.8	4	-100
6	0	0	0
7	88	.8	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	198	1.6	-24
12	22	0	0
13	55	1.2	0
14	0	0	0
15	22	0	0
16	0	0	0
17	22	0	0
18	0	0	0
19	33	0	0
20	11	0	0
21	22	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	11	0	0
28	11	0	0
29	22	0	0
30	0	0	0
31	22	0	0
32	0	0	0
33	22	0	0
34	0	0	0
35	55	0	0
36	33	0	0
37	33	0	0
38	0	0	0
39	0	0	0
40	0	0	0
41	0	0	0
42	0	0	0
43	44	0	0
44	22	0	0
45	55	0	0
46	0	0	0
47	22	0	0
48	22	0	0
49	22	0	0
50	0	0	0