

**Estudo de Transitórios de Chaveamento nos  
Transformadores das Regionais Fortaleza  
(Eixo – DID ), Delmiro Gouvêia e Cauípe.**

**São Paulo, 28 de novembro de 2002.**

## **1 – Introdução.**

O presente relatório tem por objetivo efetuar a análise do impacto das usinas Térmicas UTE-Breitener ( 69/13.8 KV ) e as demais UTE's da Enguia e de CGE (13.8 /0.48 KV ) sob o aspecto operacional nos transformadores de 69/13.8 KV das regionais de Fortaleza (Eixo-DID) , Delmiro Gouvêia e Cauípe do sistema da COELCE e da CHESF..

Esses transitórios constam basicamente de transitórios de energização a (UTE – Breitener ) e seu efeito nos transformadores da SE-Fortaleza ( CHESF) e de suportabilidade dinâmica das SE'S da COELCE pertencentes as regionais citadas acima

Para tal, o estudo está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

- 1- Introdução.
- 2- Descrição do estudo e detalhamento no ATP.
- 3- Energização dos Transformadores da Breitener.
  - 3.1 – Sem Defeito.
  - 3.2 – Com Defeito.
  - 3.3. – Comparação entre curtos Monofásicos 2002 e 2004.
  - 3.4 – Comparação para Energização Determinística.
  - 3.5 – Comparação entre resultados Estatísticos.
    - 3.5.1 – Sem defeito.
    - 3.5.2- Sob Defeito.
    - 3.5.3 – Resumo dos Ensaio Estatísticos.

3.6 – Análise de Fourier da Corrente de Inrush.

3.7 –  $Z(w)$  / Seqüência Positiva.

3.8 –  $Z(w)$  / Seqüência Zero.

4 – Esforços Elétricos nos Transformadores de 69 /13.8 KV das Regionais  
Fortaleza / Delmiro Gouveia e Cauípe.

4.1 – Introdução Teórica sobre dimensionamento elétrico de Transformadores.

4.2 – Tabelas com os Resultados Obtidos.

4.3 – Cálculo de  $Z(w)$  – Gráficos.

5 – Conclusões e comentários sobre os resultados obtidos.

## **2 – Descrição do Estudo e detalhamento do modelamento no ATP.**

Basicamente o estudo se concentrou em modelar três condições operativas descritas abaixo :

- Energização dos transformadores de 69/13.8 KV da Breitener. Em seguida analisar seu impacto no perfil das tensões no sistema ao redor da referida usina podendo-se listar as barras principais de Fortaleza, Delmiro Gouvêia e Cauípe nas tensões de 230 e 69 KV e da SE DID na tensão de 69 KV respectivamente. Ao mesmo tempo, verificar também o perfil das impedâncias harmônicas e seus picos de ressonância que possam alterar o perfil das tensões avaliadas.
- Simulação de defeitos francos do tipo fase-fase/trifásico/fase-fase-terra e fase-terra no secundário dos transformadores de 69/13.8 KV das regionais citadas, que são FTZ, DMG e Cauípe. Após a abertura dos respectivos disjuntores avaliar o perfil das tensões no sistema além de verificar as impedâncias harmônicas nas barras. De posse dessas informações verificar a possibilidade de danos que possam ocorrer nesses transformadores e em outros ao redor do defeito, através de uma avaliação técnica com relação à esforços mecânicos nos mesmos.

Para o modelamento das condições citadas acima definiu-se as seguintes condições e regras no software ATP :

- Admitiu-se como referência para a captação de dados a topologia dos sistemas em pauta o caso no ATP efetuado pelo CEPEL para o ano 2000, com as modificações necessárias para fazer face à configuração verificada em 2002 e prevista para 2004.
- Usou-se como janela de observação um tempo total de 500 ms, típico valor usado para análise de transitórios de chaveamento.
- Modelou-se as linhas de transmissão dos sistemas da COELCE através de parametros distribuídos calculados pela rotina LINE CONSTANTS e com a geometria típica de torre infomada pela mesma.
- Os geradores das usinas térmicas foram modelados pela SM-59 sem seus reguladores de tensão e velocidade pois o tempo de análise citado acima é pequeno para uma atuação efetiva desses equipamentos no sistema.
- Os para-raios de subestação tanto do setor de 230 como de 69 KV foram modelados com sua curva típica  $V_{xI}$  obtida do catálogo do fabricante ABB modelo EXLIM (Technical Information Selection Guide for ABB HV surge arresters ). Para tal usou-se a tensão nominal do respectivos níveis de tensão como diferença operativa entre eles. Neste item decidiu-se não modelar as curvas A0 e A1 normalmente usadas em estudos de coordenação de isolamento pois os transitórios de chaveamento em pauta são de baixa frequência.

-  
-  
- Devido ao fato do sistema da COELCE ter sido montado através das regionais de FTZ ( Eixo – DID ) , Delmiro Gouvêia e Cauípe, foram modeladas as seguintes térmicas listadas abaixo :

-  
UTE – Breitener com todas as suas máquinas .

UTE's Baturité, DIF, DIDII, Maranguape, Paraipaba, Caucaia e Pecem, onde as máquinas foram equivalentadas e seus transformadores elevadores também.

- Para a janela de 500 ms de simulação definida acima, nas condições de defeito nos secundários dos transformadores de 69/13.8 KV da COELCE supõe-se o mesmo ocorrido no instante 50 ms, com tempo de atuação da proteção associada do feeder mais o tempo de abertura do disjuntor de 13.8KV de aproximadamente 100 ms. Simulou-se também essa condição com a forma de onda de tensão passando pelo mínimo para forçar a pior condição operativa devido a presença da componente Dc nas correntes de defeito.

- - Para o cálculo de  $Z(w)$  para fins de esforços mecânicos nos transformadores, adotou-se a análise de eventos típicos de manobra de chaveamento dos bancos de capacitores e da energização dos transformadores pelo lado de 69 KV . Foram calculadas e simuladas portanto para essas condições o cálculo de  $Z(w)$  de sequência positiva.

- Com relação aos dados de curto – circuito dos anos 2002 e 2004 fez-se o estudo e levantamento para os esforços nos transformadores com a presença e sem a presença das usinas térmicas, com o objetivo de avaliar o impacto das mesmas no sistema da COELCE. Nessas condições foram analisadas as regionais de FTZ,DMG e Cauípe para os anos de 2002 com e sem as térmicas e de Cauípe para o ano de 2004 pois foi a regional que teve sua potência de curto substancialmente alterada. O mesmo raciocínio se manteve para a análise de  $Z(w)$  para os esforços mecânicos.

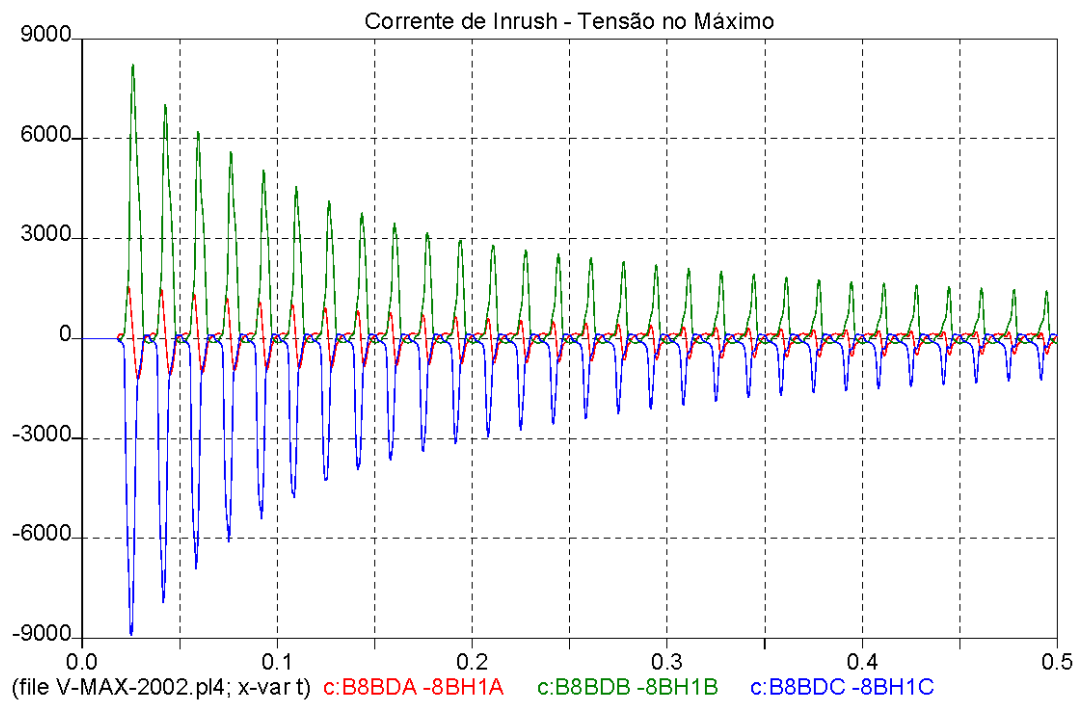
**- Tomou-se como referência para todo o desenvolvimento do estudo o caso de carga leve no sistema da COELCE ( 40 % da carga Pesada ) por entender-se que essa condição se apresenta como a mais crítica para o sistema, tanto para a energização como para os casos de solicitações nos transformadores.**

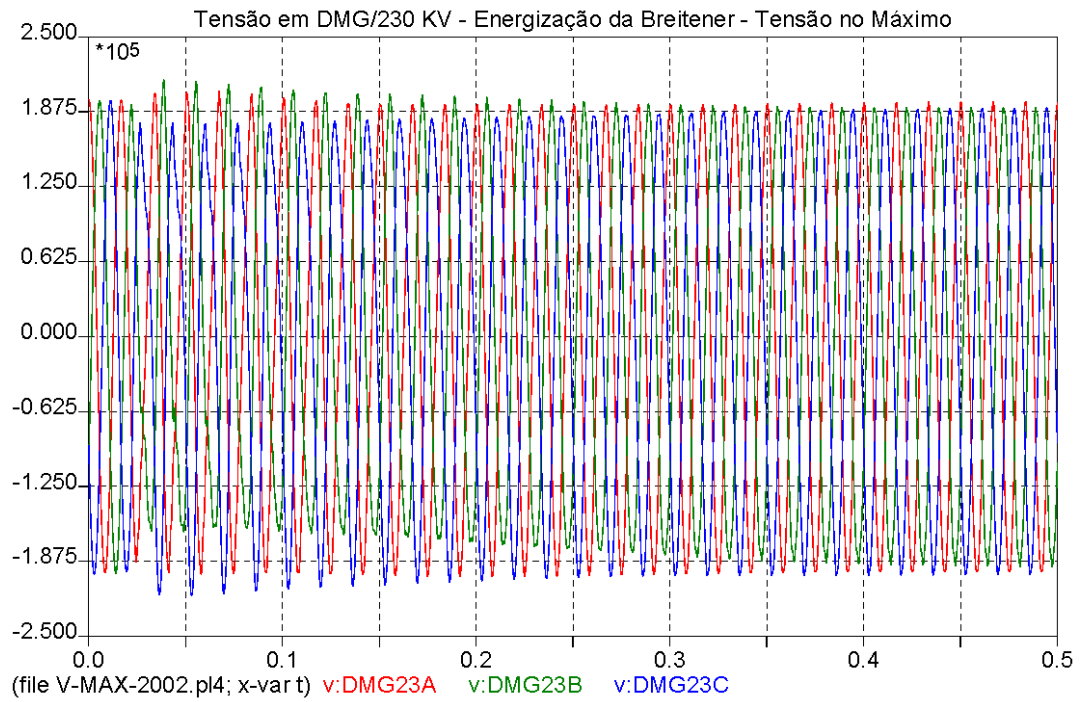
### 3 – Energização dos Transformadores da Breitener.

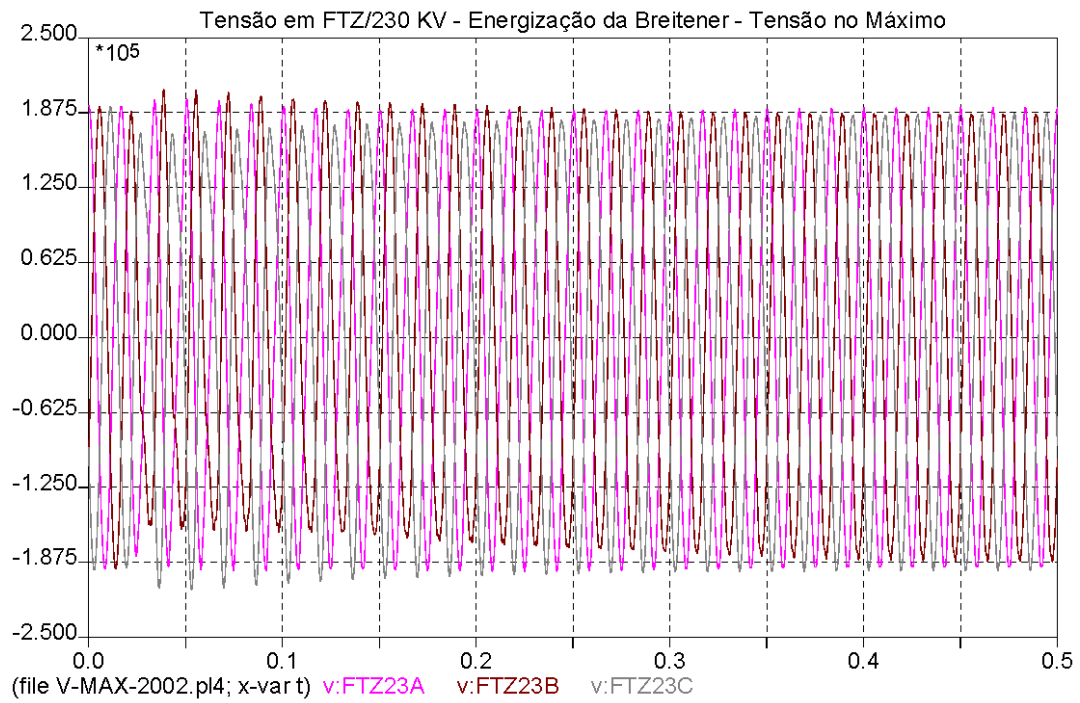
A seguir nos itens 3.1 e 3.2 são apresentados os gráficos das correntes de inrush e das tensões em FTZ/DMG/CPE em 230 KV e FTZ/DMG/CPE e DID em 69 KV, com as tensões passando pelo zero e pelo máximo respectivamente.

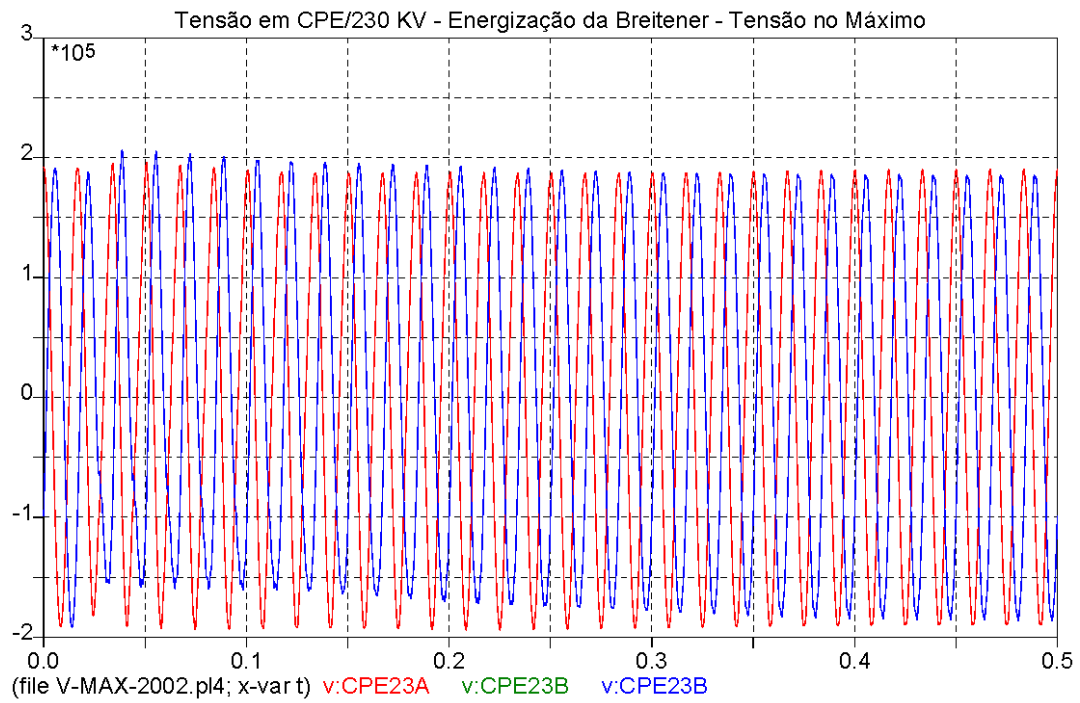


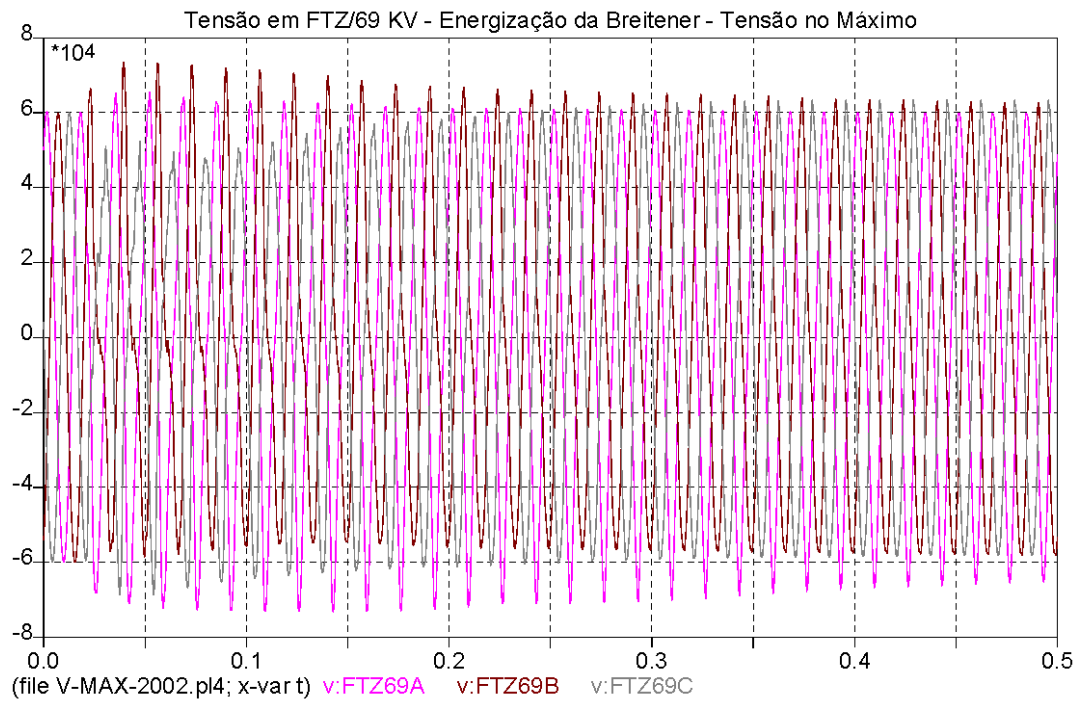
## 3.1 – Sem defeito.

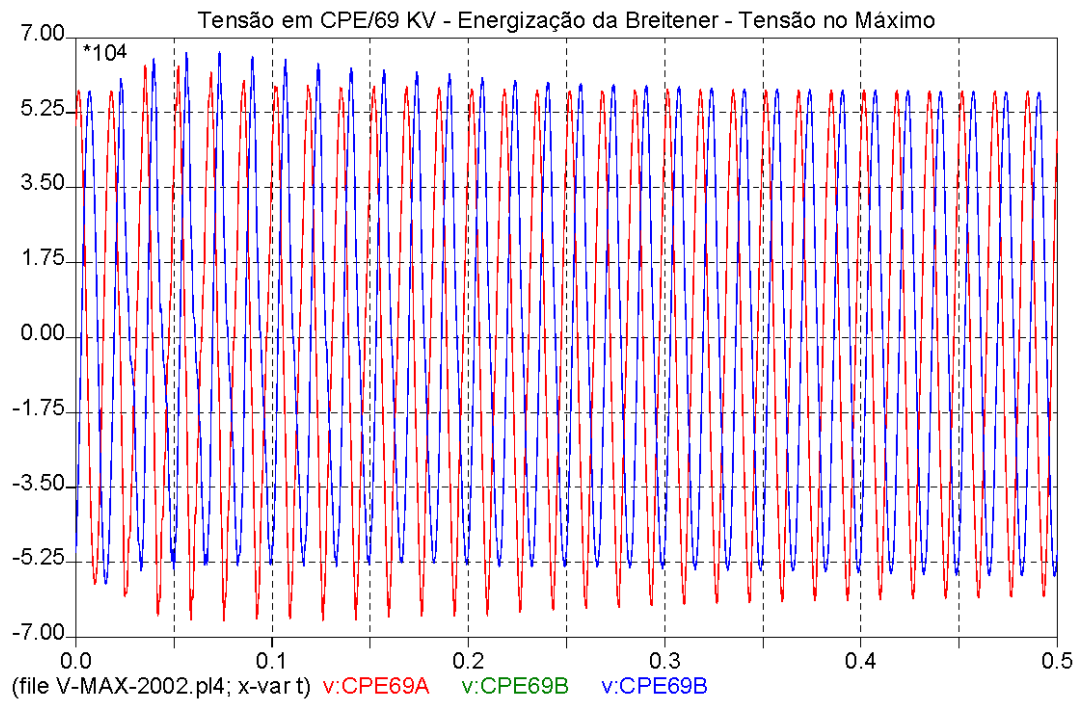


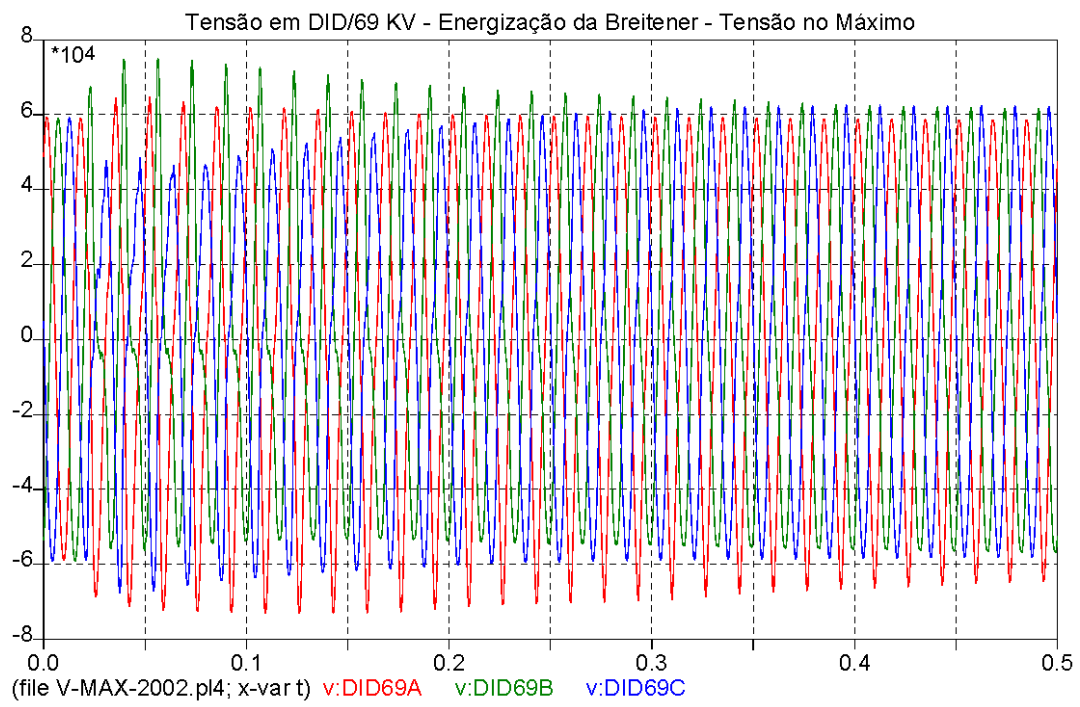


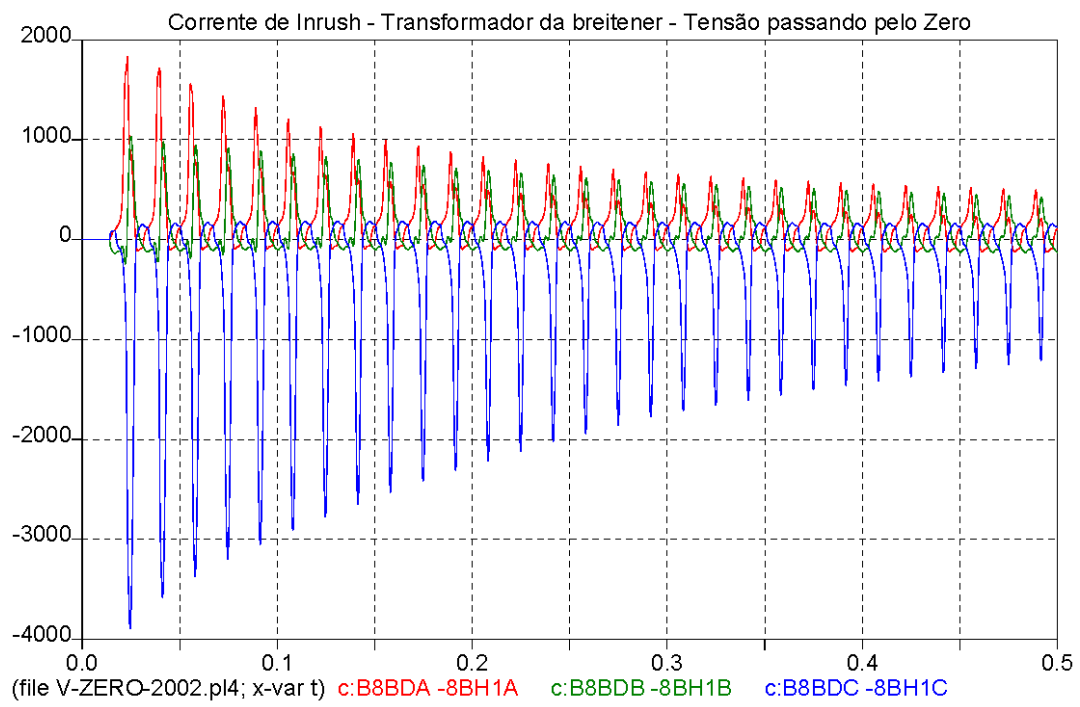




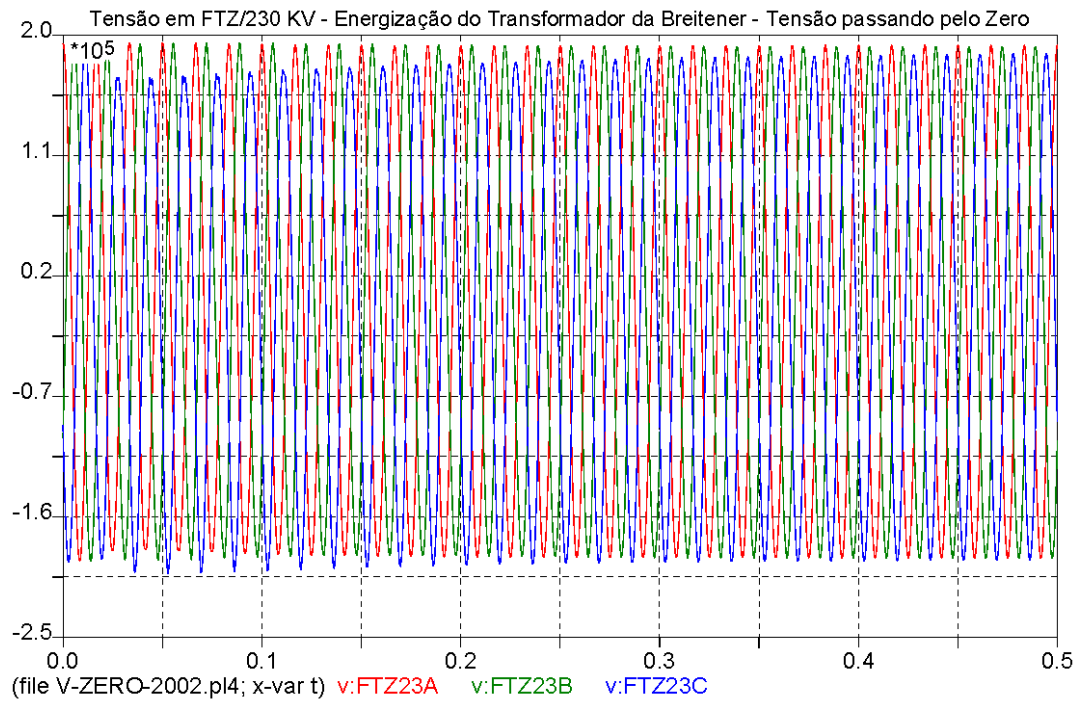


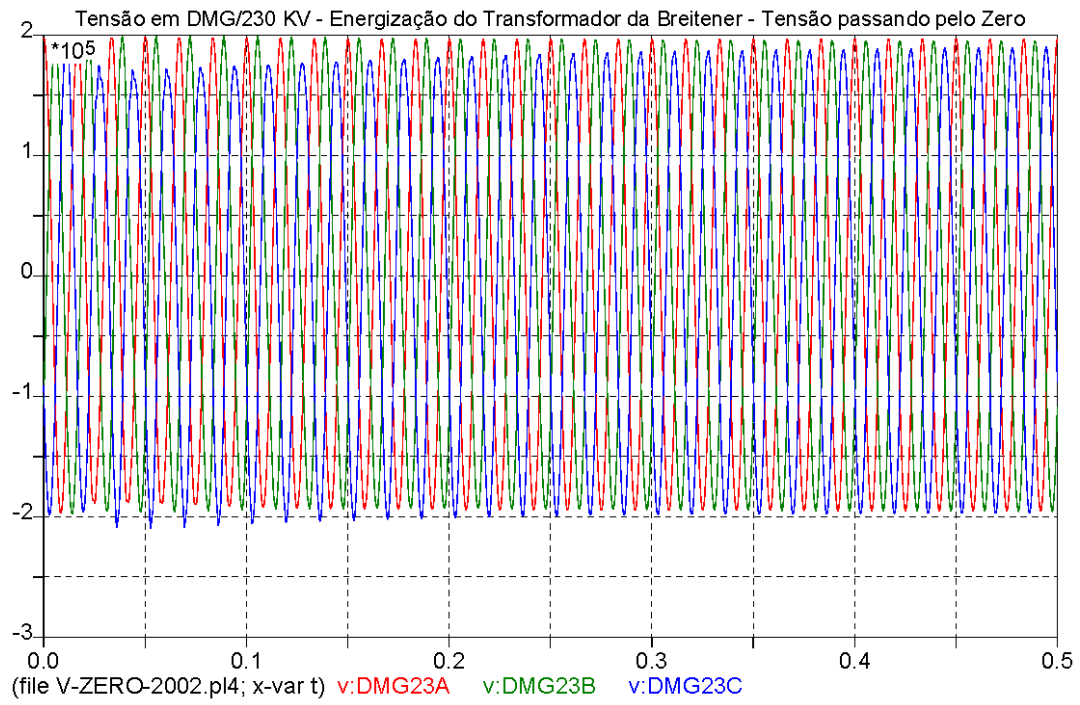


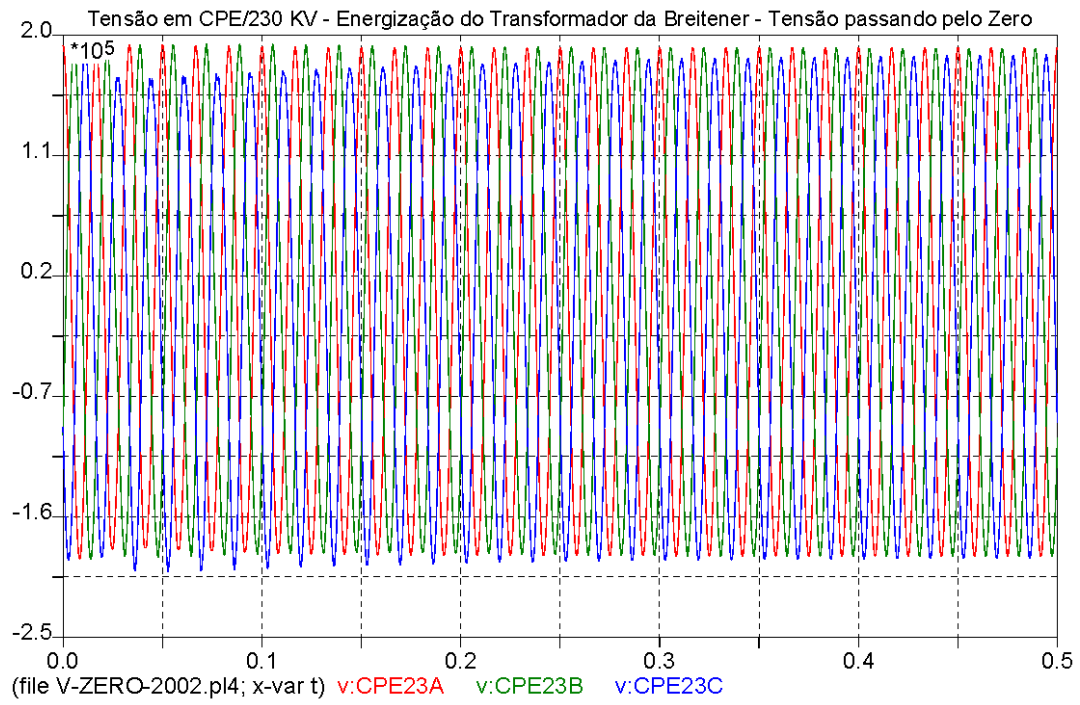


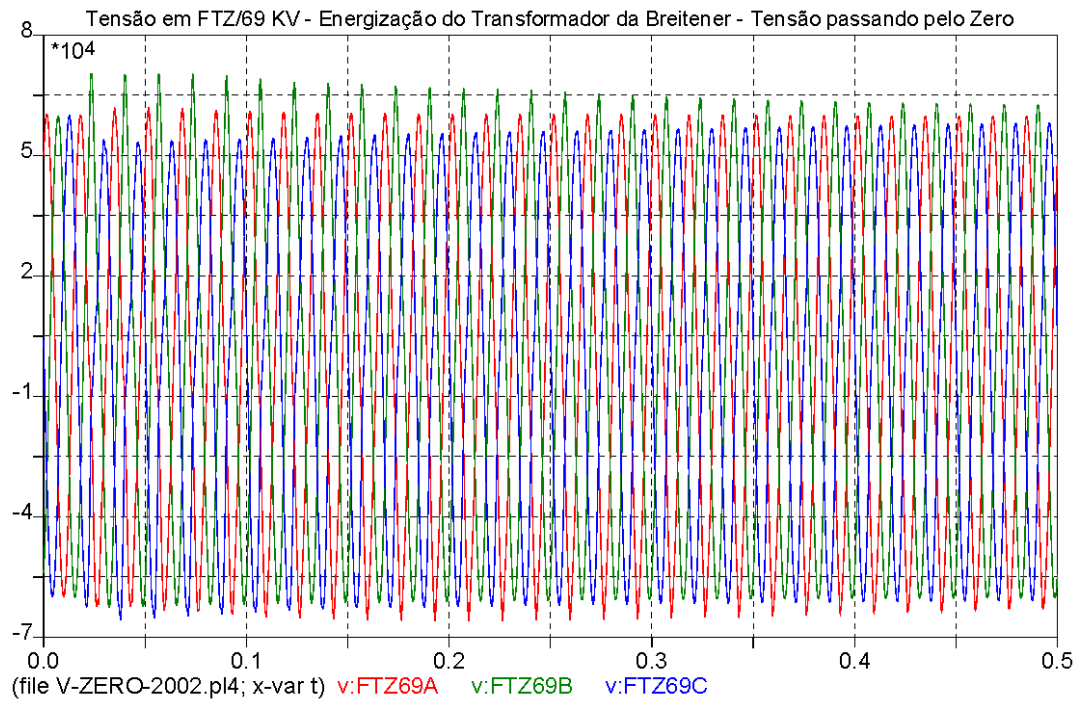


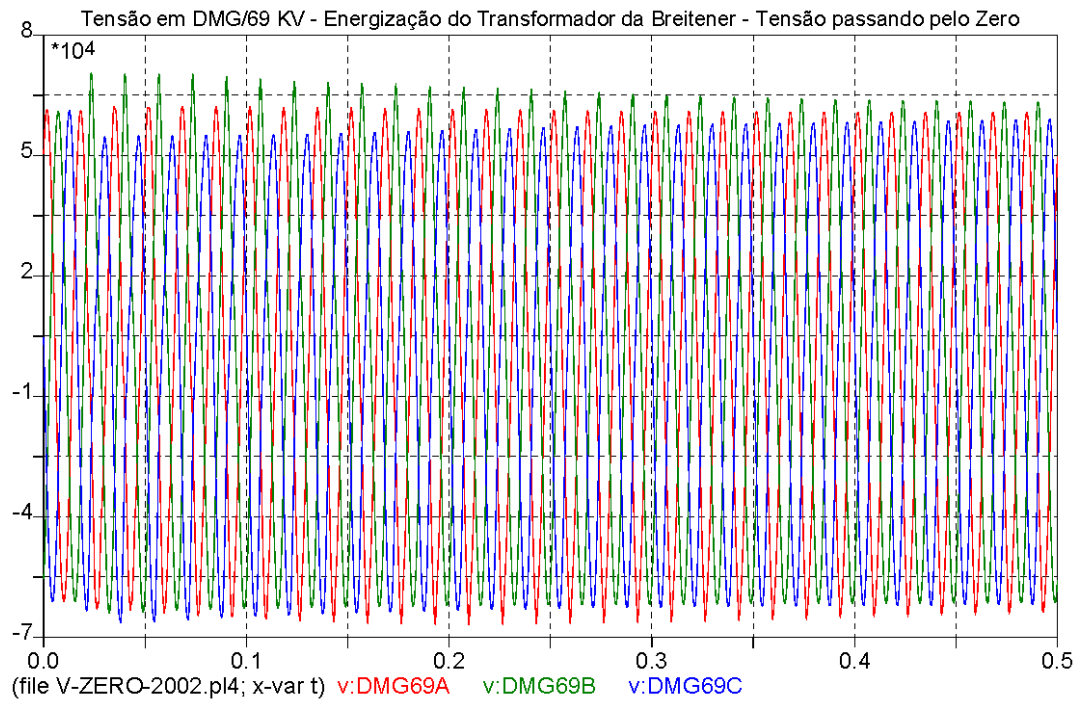


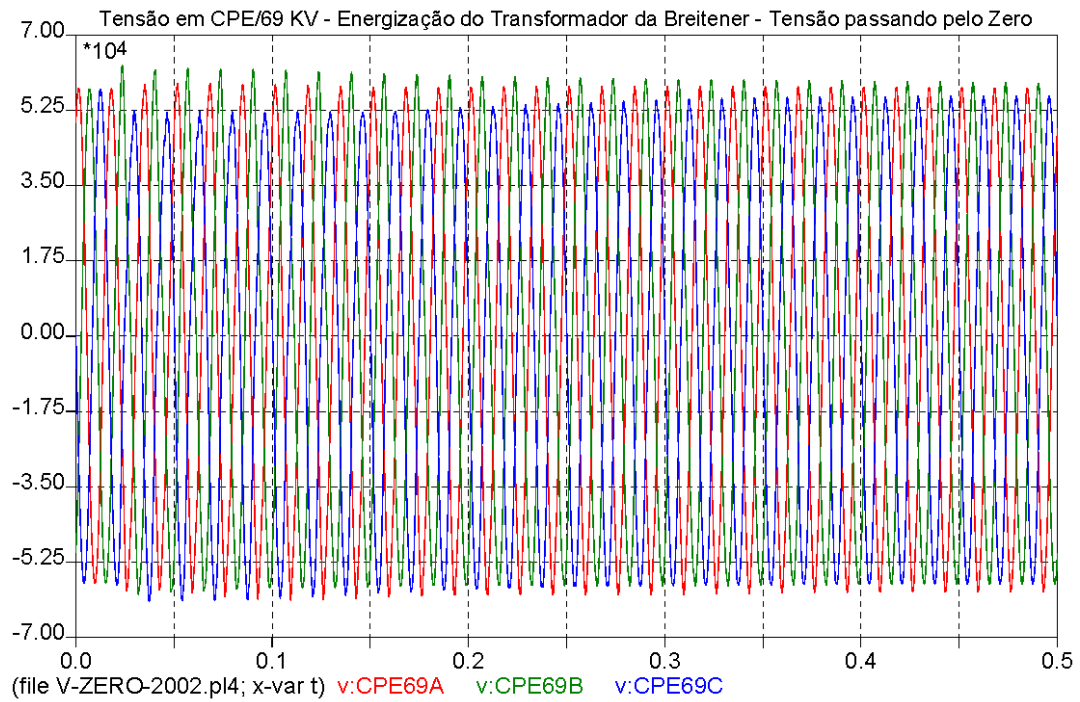


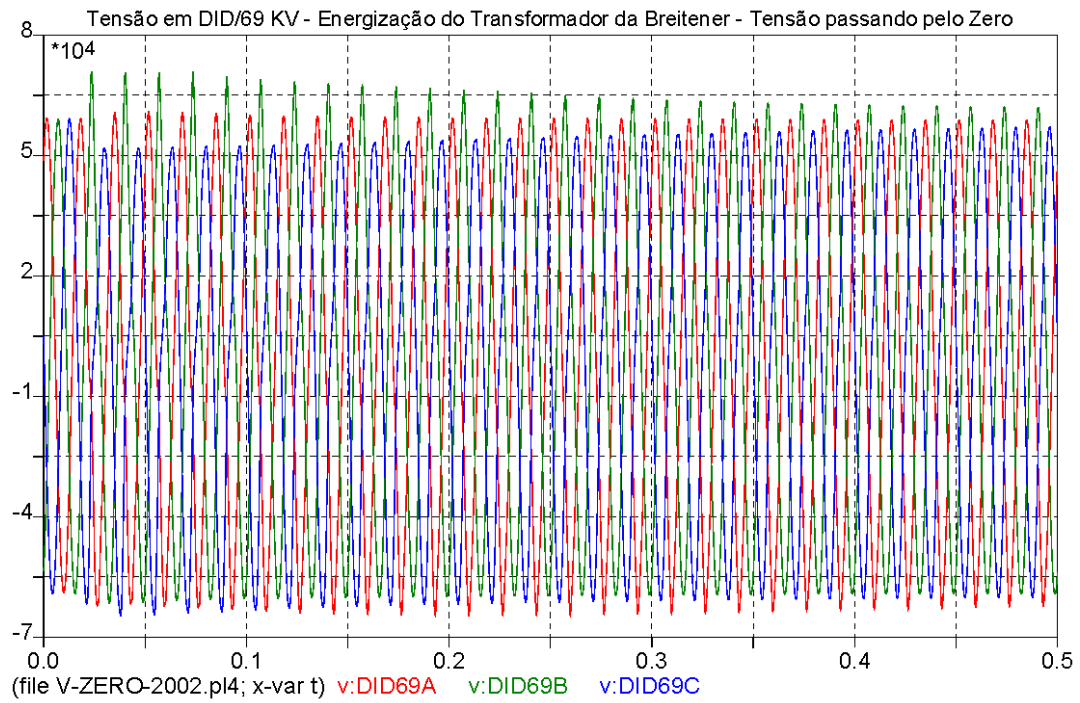




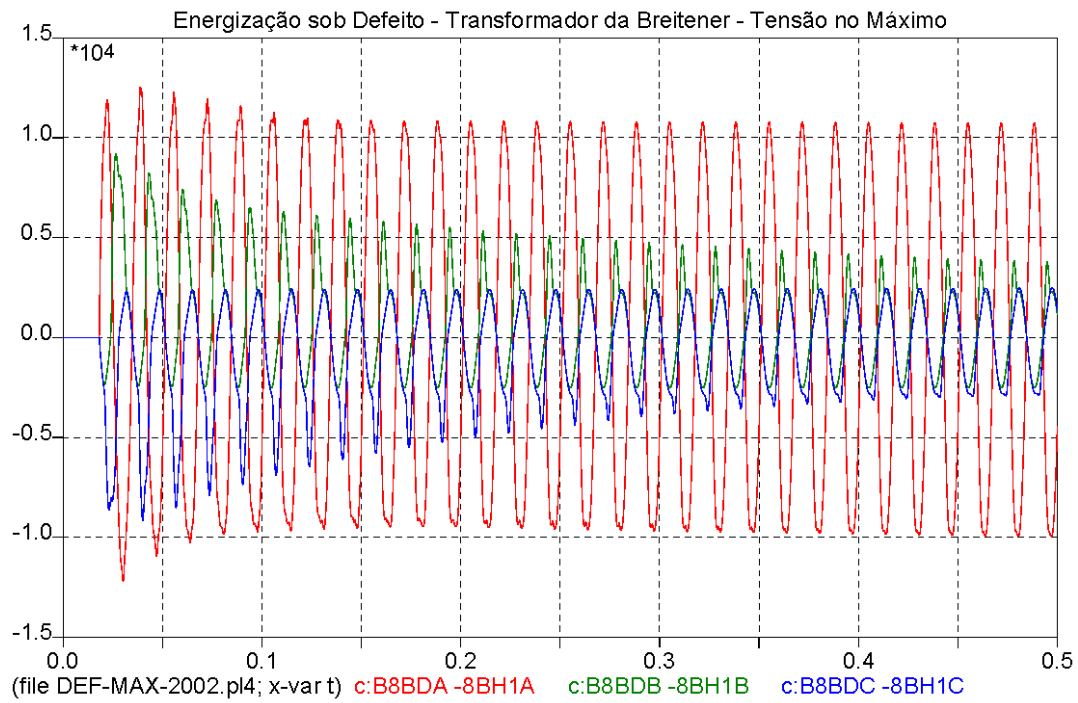




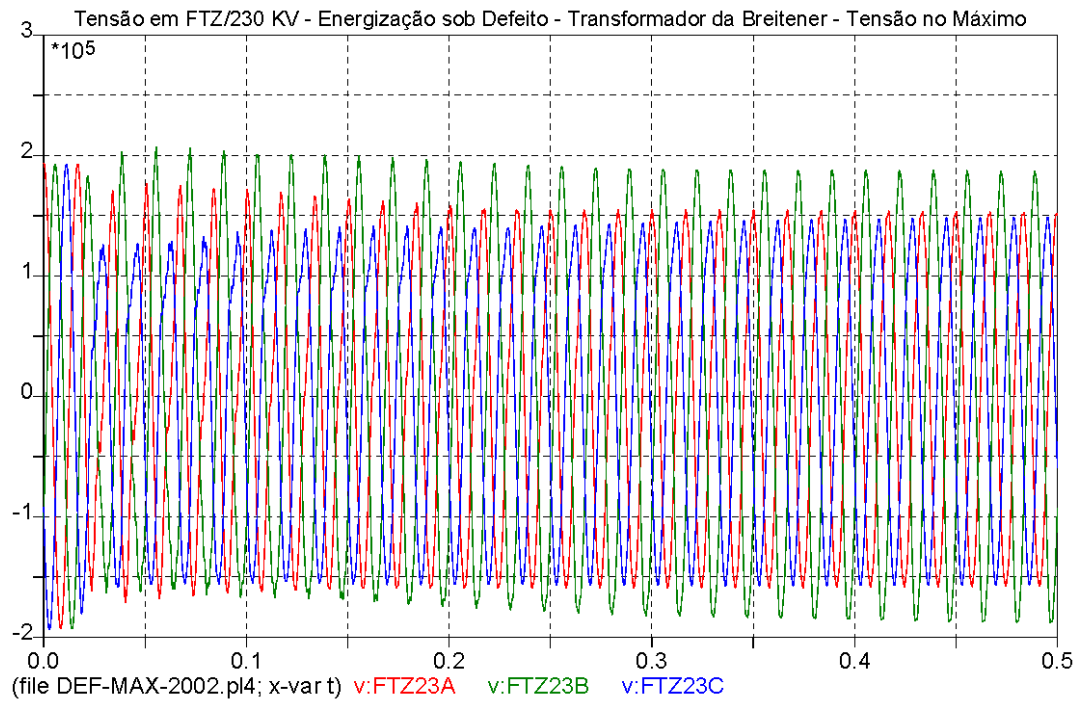


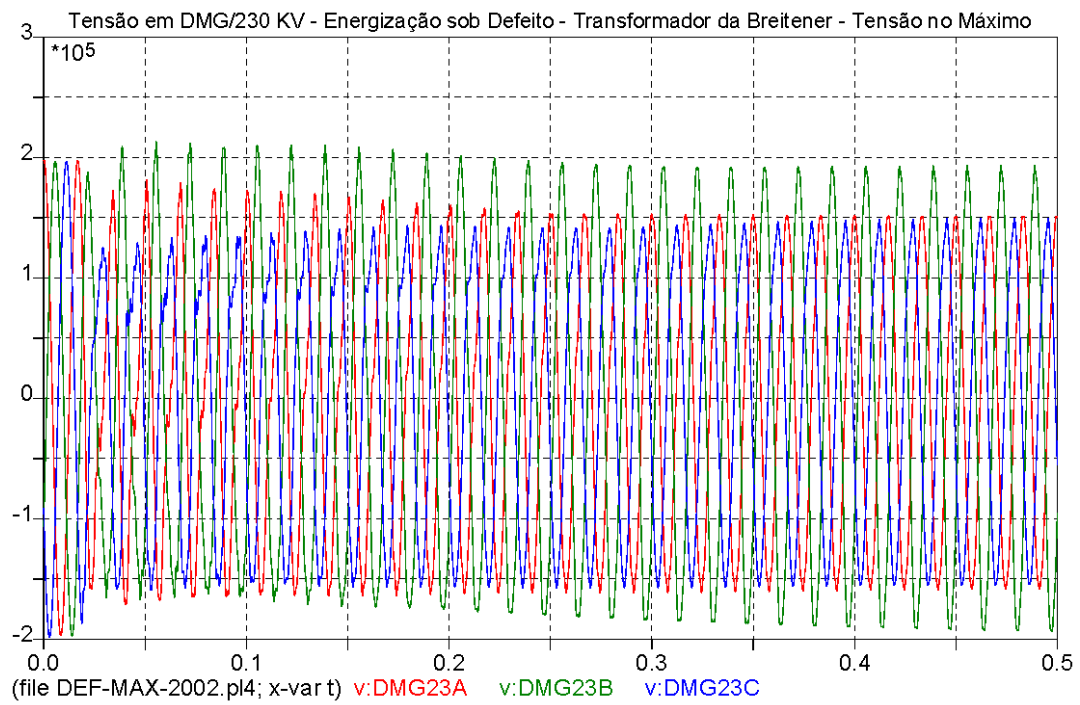


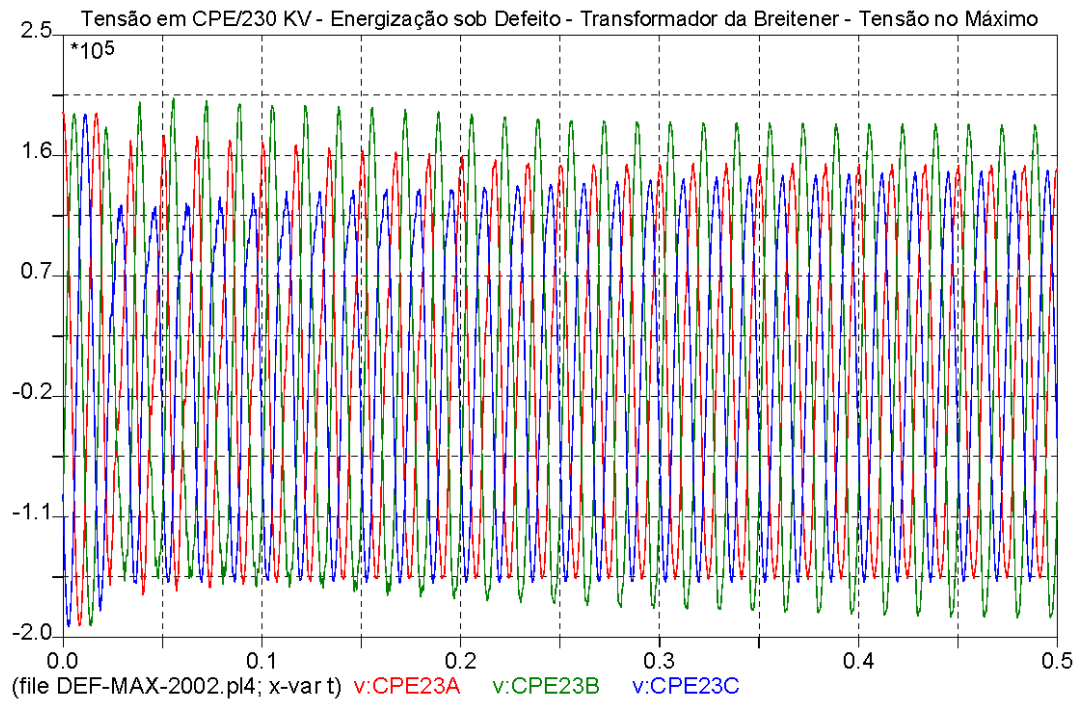
### 3.2 – Sob Defeito.

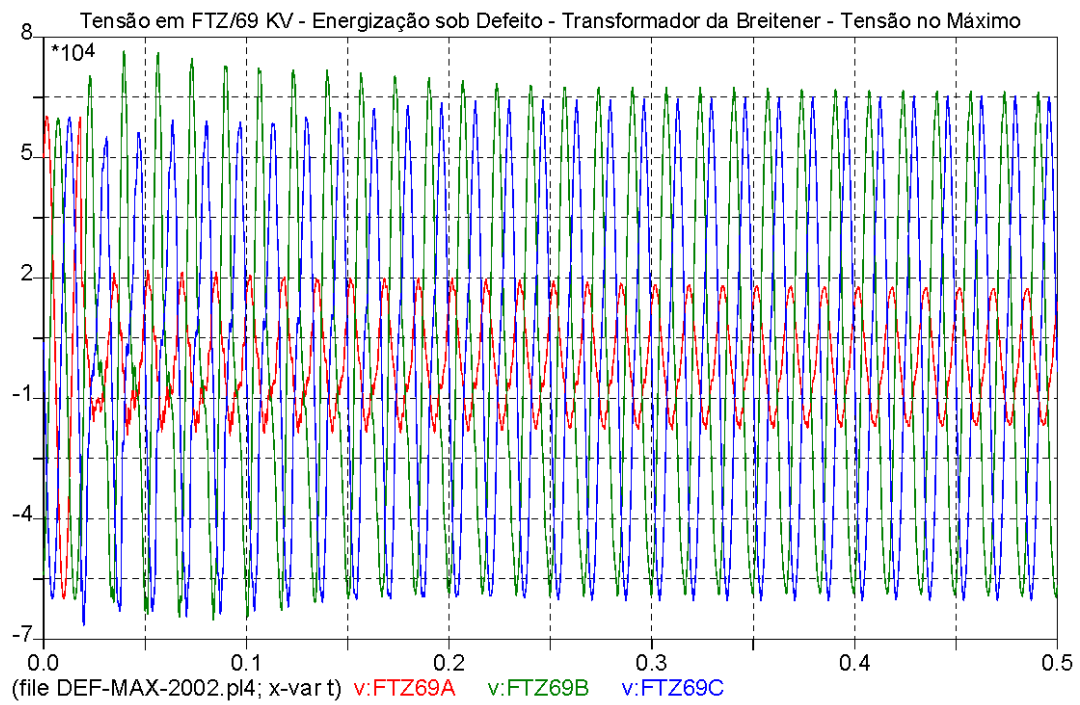


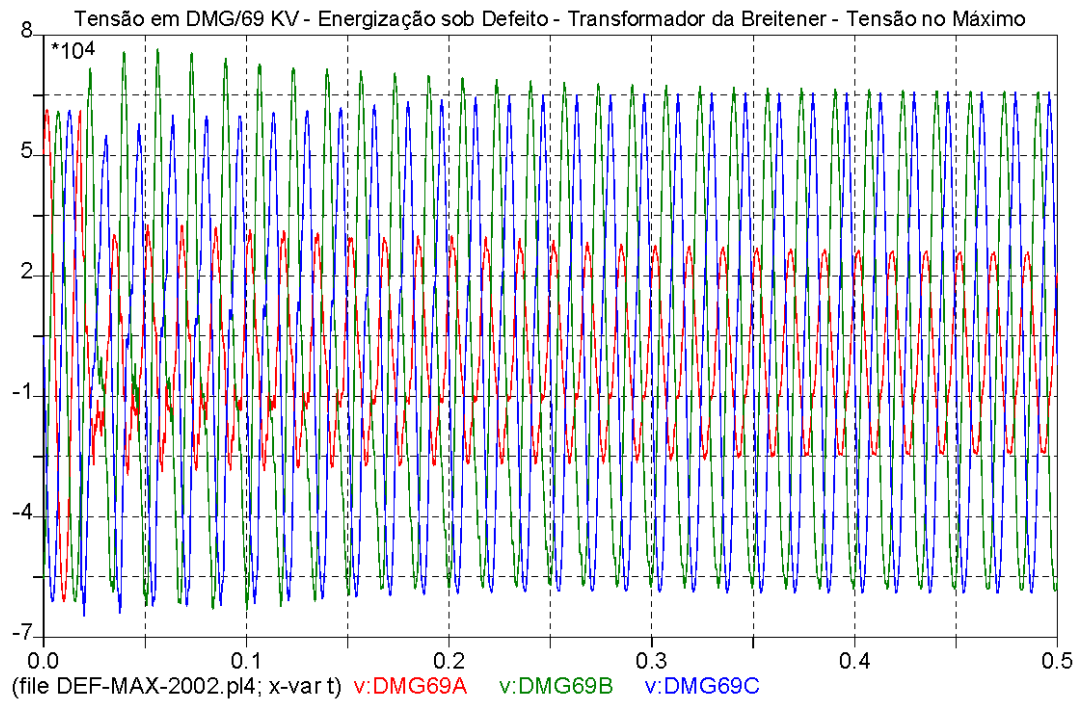


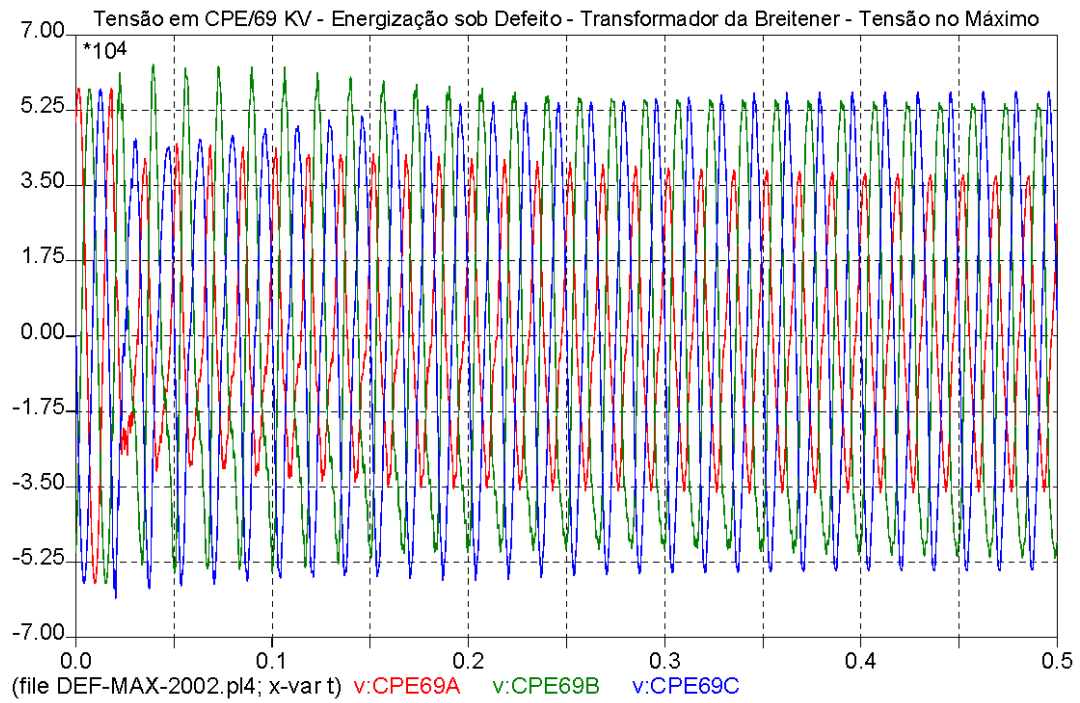


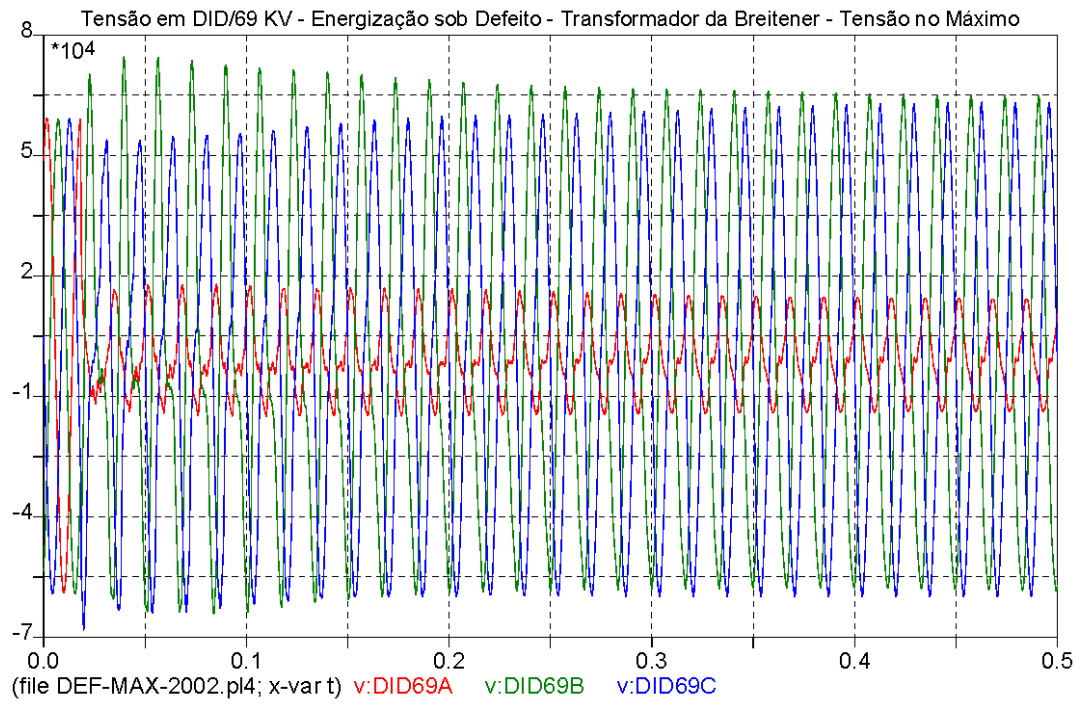


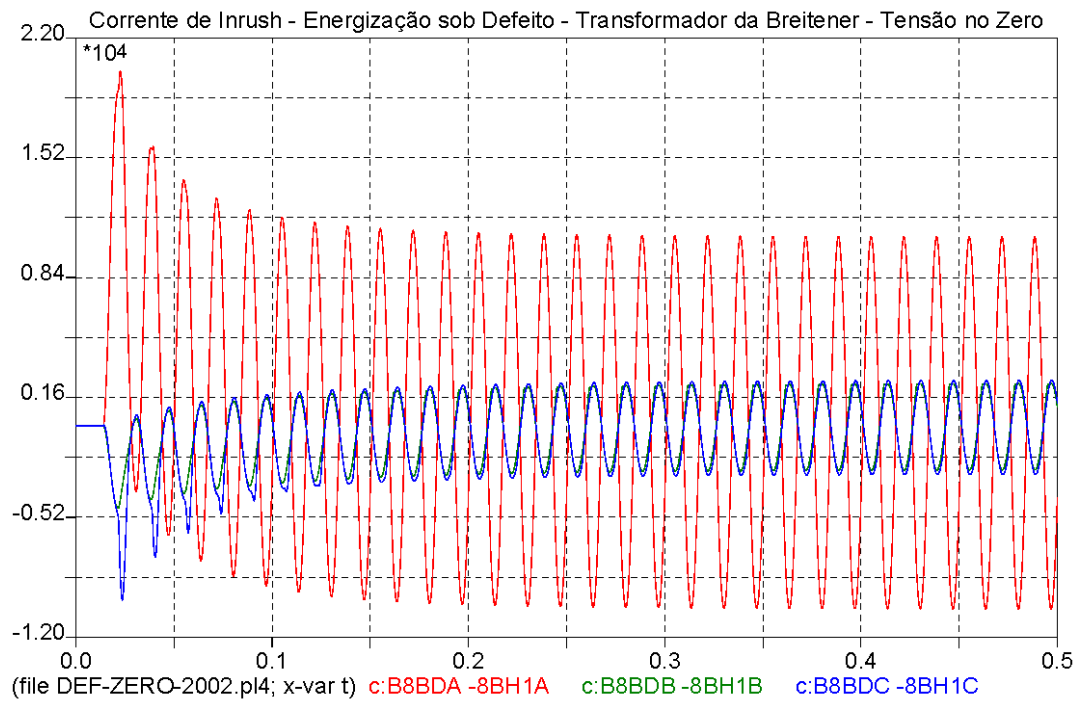




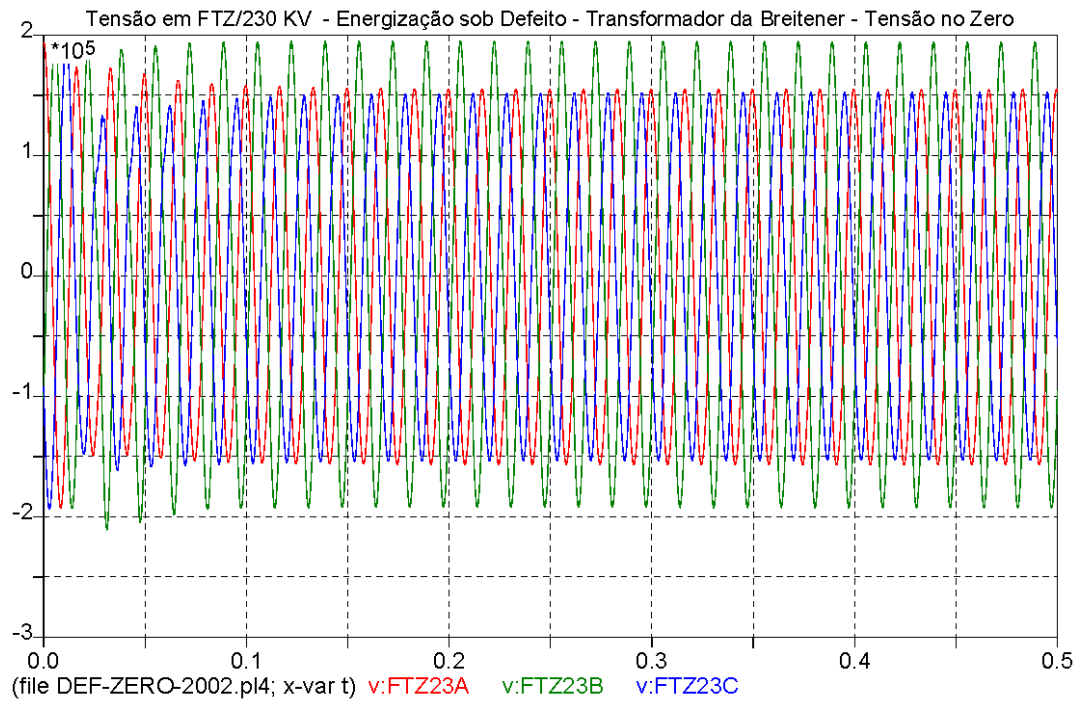


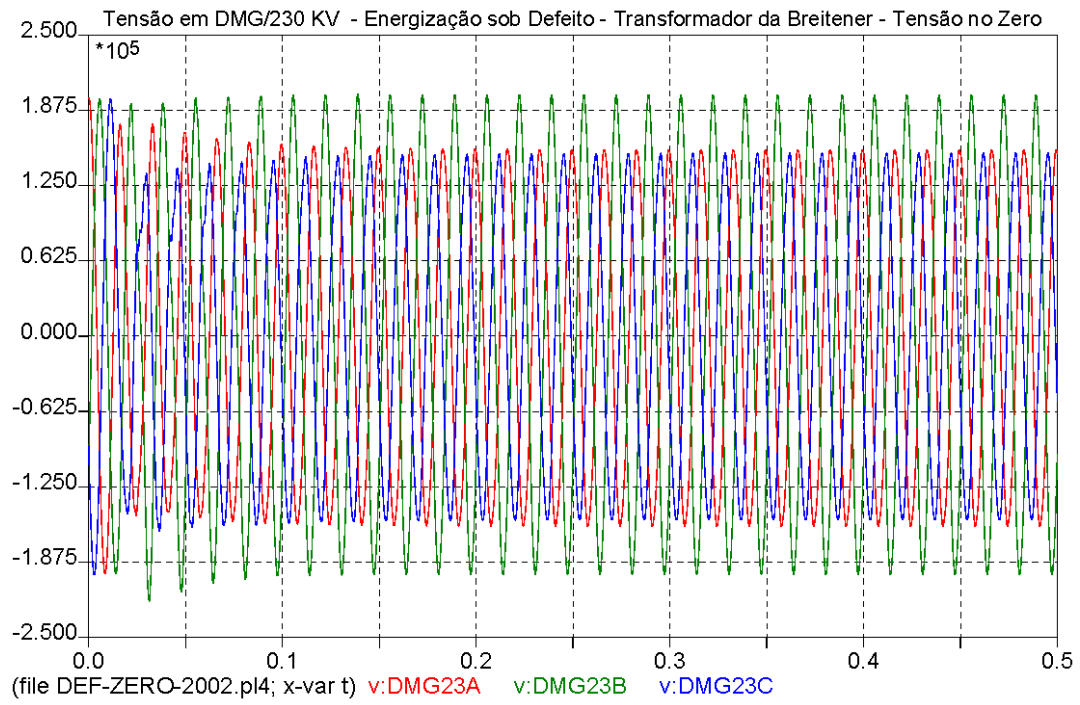


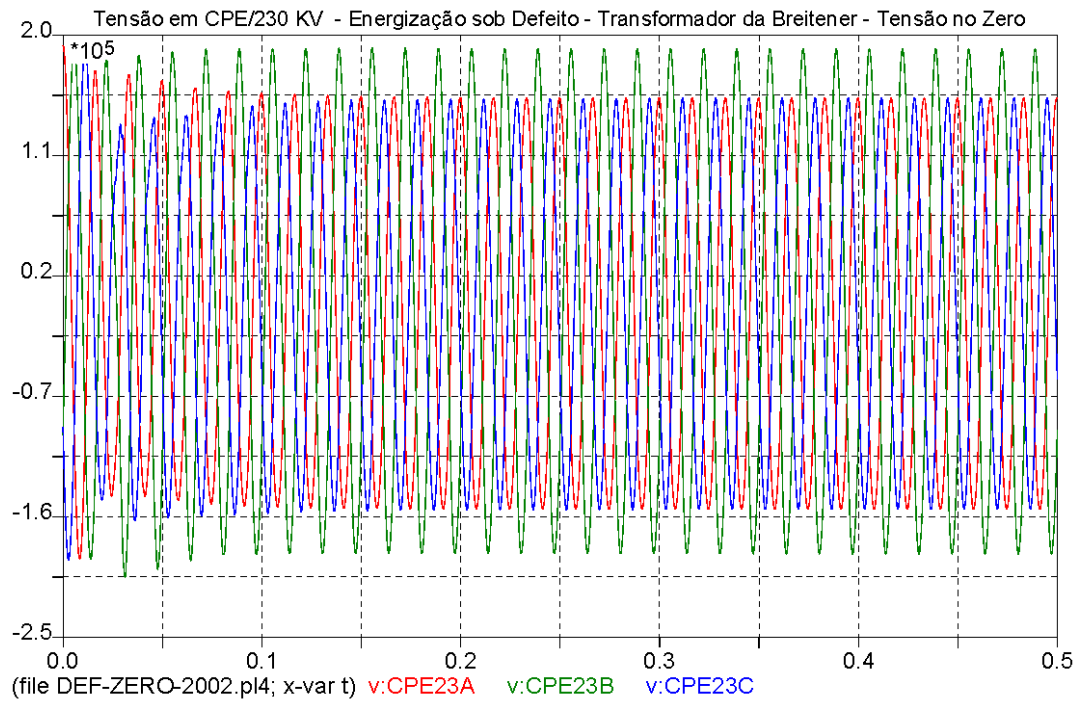


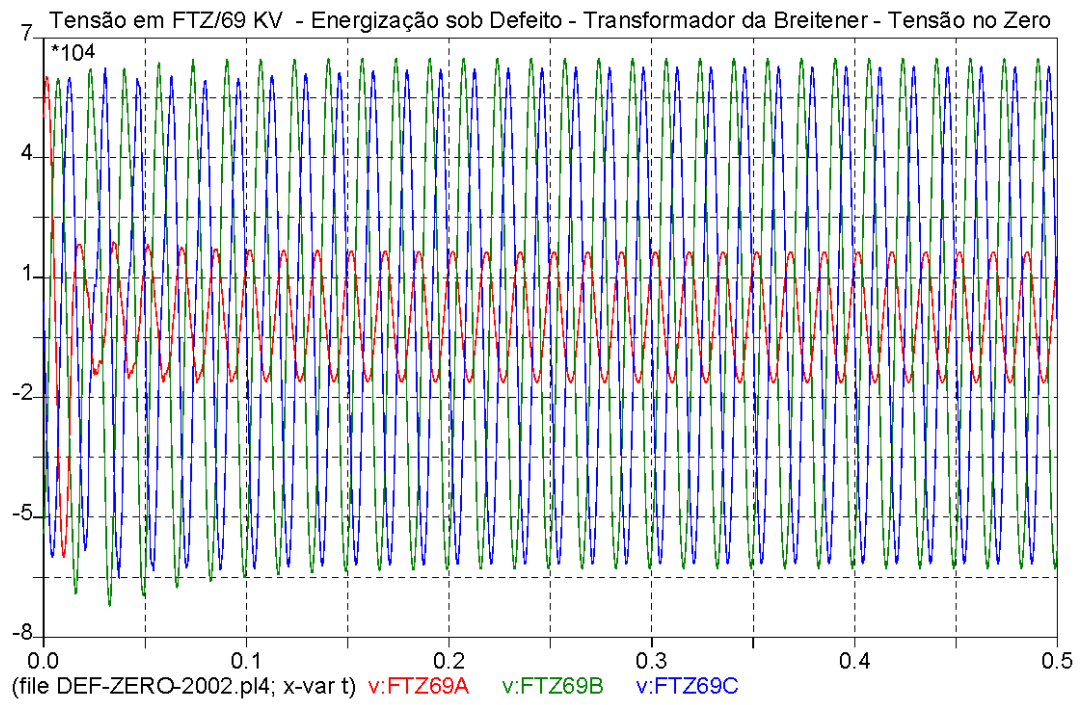


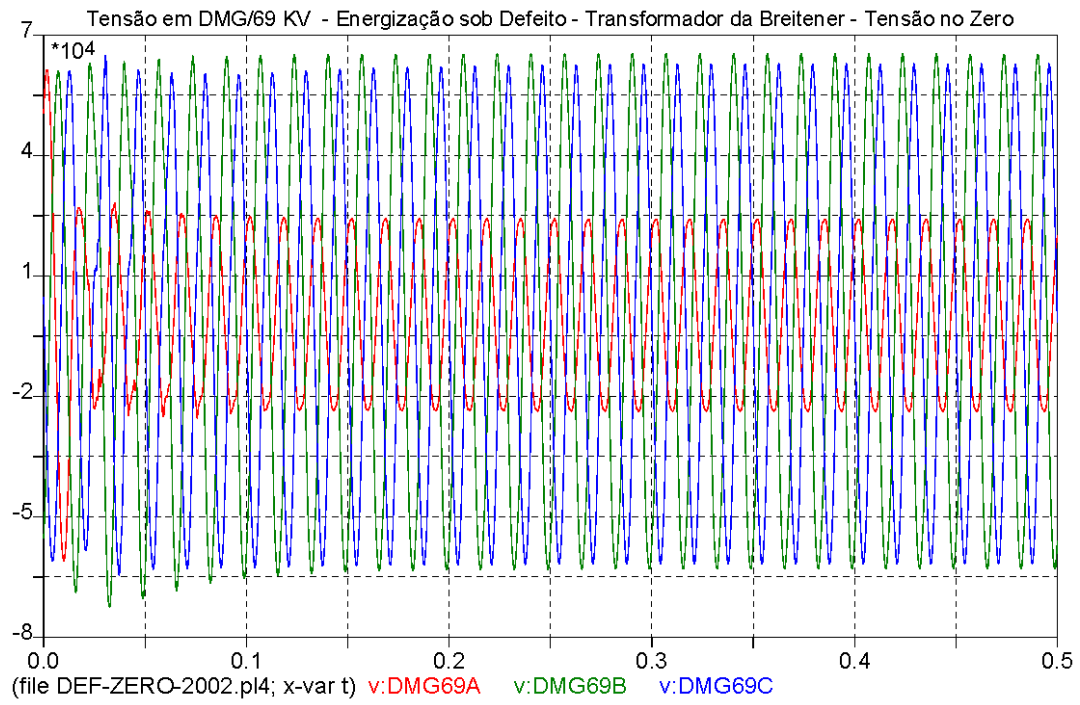


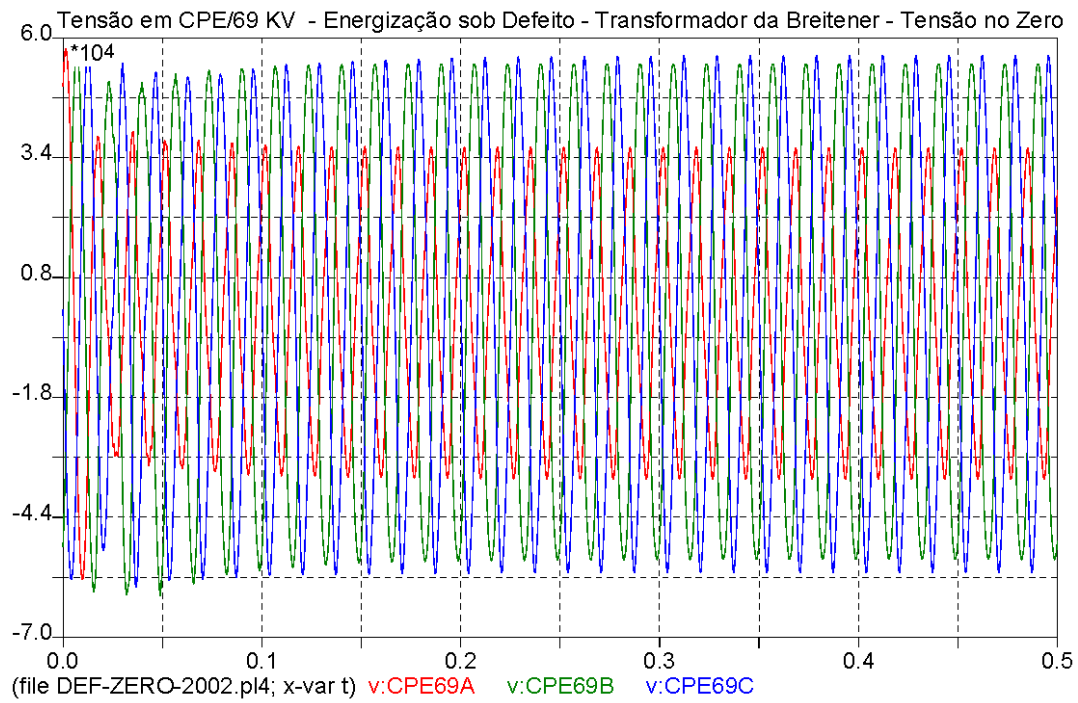


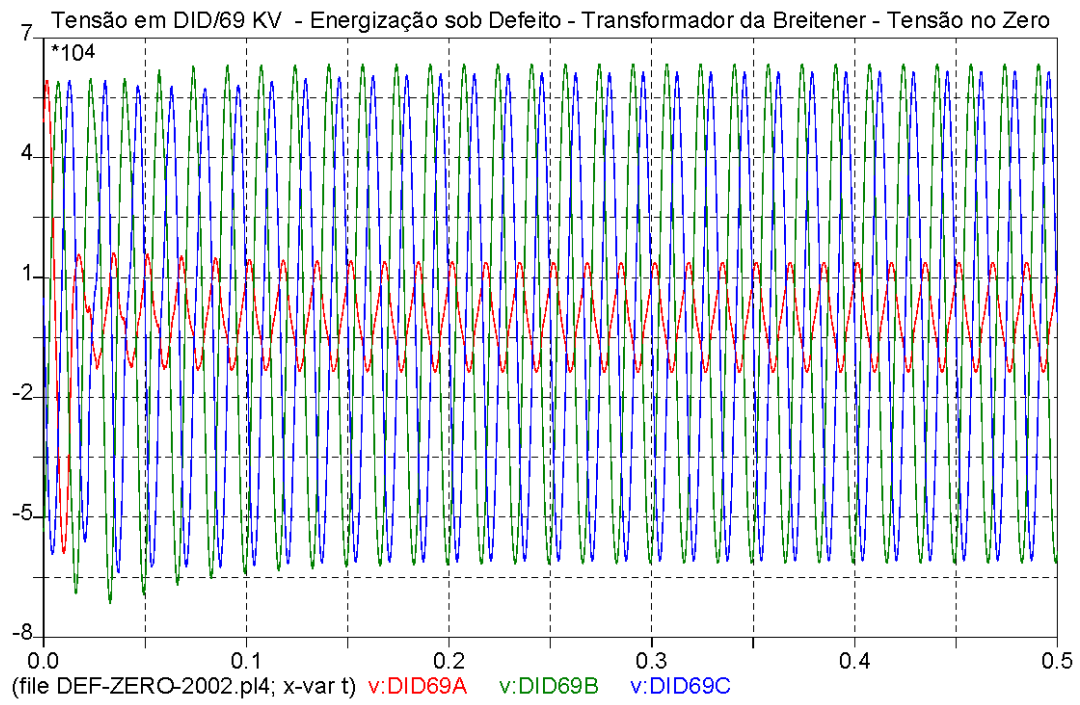












### 3.3. COMPARAÇÃO ENTRE CURTOS MONOFÁSICOS 2002 E 2004 (B8BD)

NAS VERIFICAÇÕES, REFERENTES À ENERGIZAÇÃO DO PRIMEIRO TRANSFORMADOR DA BREITNER, FORAM CONSIDERADOS OS EQUIVALENTES DO ANO 2004 E A MESMA REDE DA COELCE E DA CHESF.

CONSIDEROU-SE TAMBÉM A MESMA SITUAÇÃO DE CARGA LEVE UTILIZADA PARA ENSAIOS DE ENERGIZAÇÃO NO ANO 2002.

APRESENTA-SE A SEGUIR TABELA COM EQUIVALENTES COMPARATIVOS PARA OS ANOS 2002 E 2004.

EQUIVALENTE EM	<b>ANO 2002</b>			
	<b>RO (OMH/KM)</b>	<b>XO (OHM/KM)</b>	<b>R1 (OMH/KM)</b>	<b>X1 (OHM/KM)</b>
FTZ500	21.5	159.75	7.0	112.5
BNB230	135.9	58.3	8.78	52.37
CPE230	77.55	344.22	61.57	351.67
	<b>ANO 2004</b>			
FTZ500	21.5	155.25	6.25	103.25
BNB230	13.64	57.29	6.13	39.87
CPE230	71.55	351.36	0.423	30.62



QUANTO AOS EQUIVALENTES A MUDANÇA MAIS SIGNIFICATIVA OCORRE PARA A SEQUÊNCIA POSITIVA EM CAHUIPE 230.

As figuras 1 e 2 apresentam resultados comparativos (2002 e 2004) para caso de curto circuito monofásico na barra de 69 kV onde o transformador da Breitner vai ser energizado. Observa-se que as curvas de tensões em função do tempo no ponto do defeito, bem como a corrente de defeito neste ponto, são praticamente coincidentes, o que já dá uma clara indicação que os resultados de energização devem ser muito parecidos para as premissas aqui adotadas.

Embora não apresentados neste relatório os resultados referentes aos defeitos trifásicos apresentam conclusões bastante semelhantes aquelas do defeito monofásico.

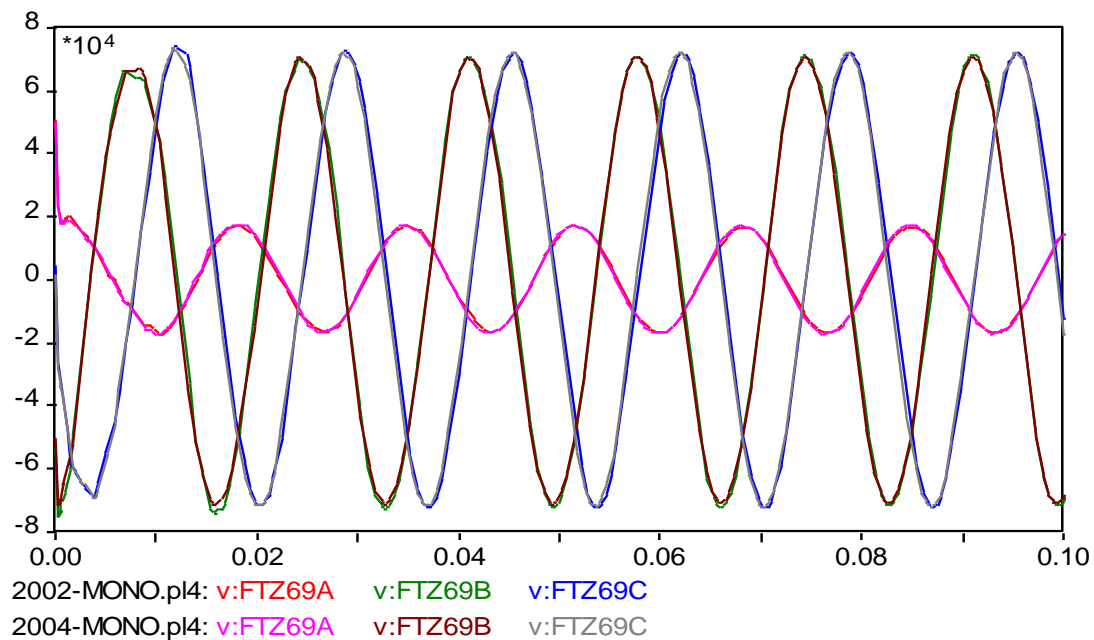


Figura 1 – Defeito Monofásico em B8BD – Tensões no Ponto de Defeito

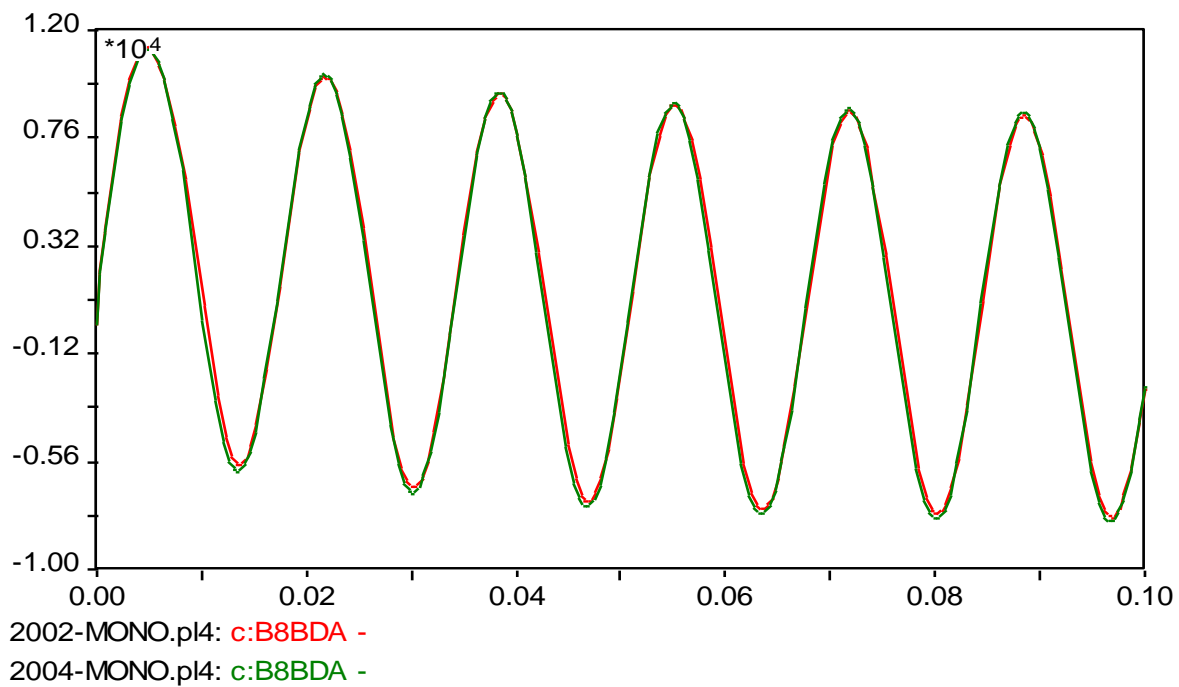


Figura 2 – Defeito Monofásico em B8BD – Corrente no Ponto de Defeito

### **3.4 - Comparação para a Energização Determinística**

Nas figuras 3 e 4 apresentam-se resultados comparando-se os equivalentes 2002 e 2004 para caso de energização no instante de máxima tensão da fase A em B8BD.

Observa-se que as sobretensões relativas ao ano 2004 foram ligeiramente inferiores às do ano 2002, porém as formas de ondas obtidas foram praticamente idênticas.

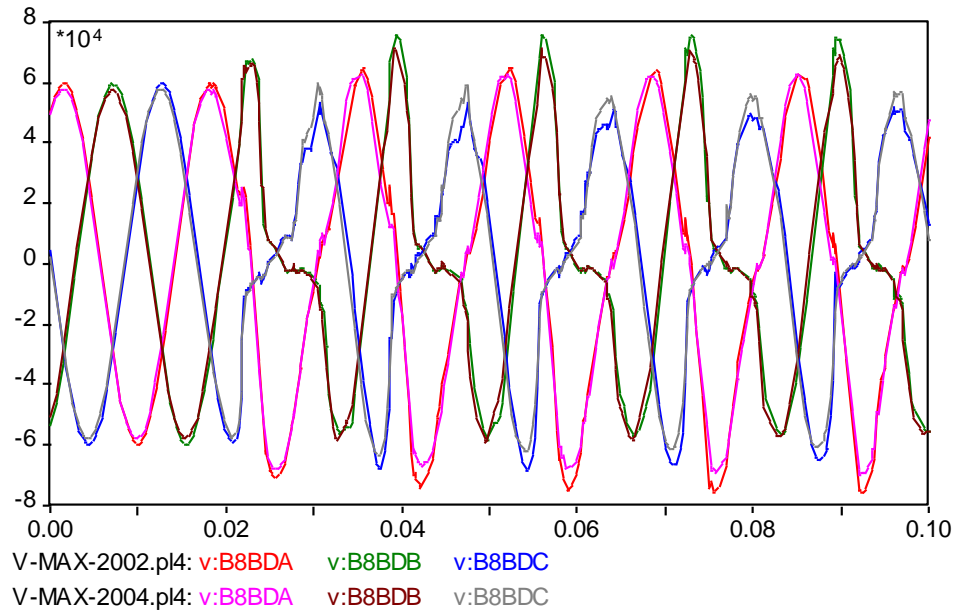


Figura 3 – Resultados comparativos para equivalentes 2002 e 2004 – caso determinístico – energização no máximo da tensão da fase A – tensões em B8BD

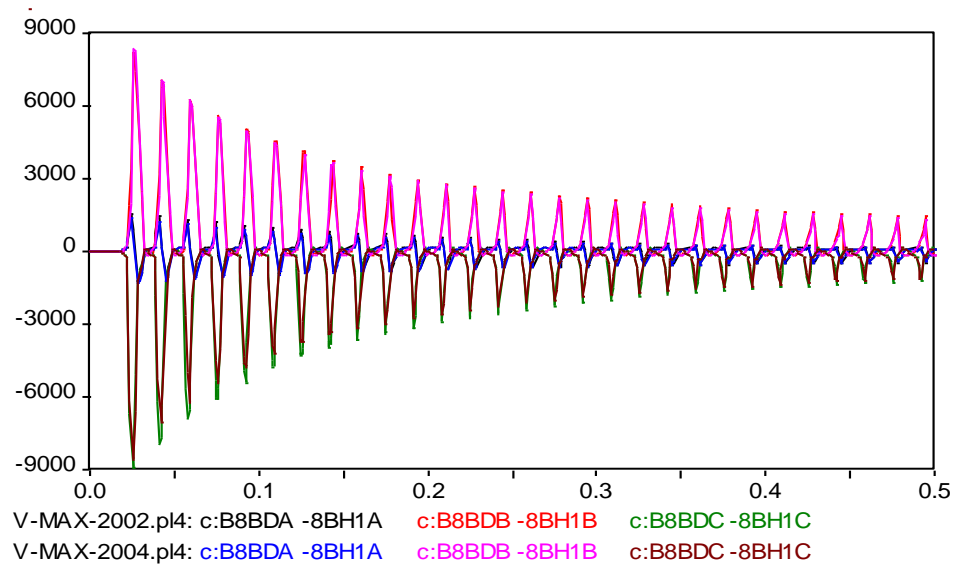


Figura 4 - Resultados comparativos para equivalentes 2002 e 2004 – caso determinístico – energização no máximo da tensão da fase A – correntes de Inrush

### 3.5 Comparação entre Resultados Estatísticos

As tabelas 1 e 2 apresentam resultados estatísticos comparativos (anos 2002 e 2004), com energização sem defeito e sob defeito, respectivamente.

Cumprir observar que são mantidas as tendências de menores sobretensões, porém correntes de inrush mais elevadas, nos transformadores da Breitner, para equivalentes do ano 2004.

#### 3.5.1 Sem Defeito

		ano 2002		ano 2004		Base
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Nominais de pico
<b>Tensões</b>	<b>FTZ230</b>	1,124	0,0070	1,038	0,0220	187794,21
	<b>DMG230</b>	1,171	0,0144	1,075	0,0050	187794,21
	<b>CPE230</b>	1,123	0,0110	0,975	0,0000	187794,21
	<b>B8BDA69</b>	1,334	0,0548	1,255	0,0276	56338,26
	<b>FTZ69</b>	1,262	0,0388	1,191	0,0239	56338,26
	<b>DMG69</b>	1,275	0,0389	1,189	0,0188	56338,26
	<b>DID69</b>	1,267	0,0331	1,198	0,0251	56338,26
	<b>CPE69</b>	1,175	0,0123	1,100	0,0250	56338,26
	<b>Correntes</b>	<b>Tr FTZ 1 - Lado 230</b>	0,751	0,1347	0,704	0,1050
<b>Tr FTZ 1 - Lado 69</b>		0,794	0,1360	0,725	0,1192	
<b>Tr FTZ 2 - Lado 230</b>		0,722	0,1320	0,678	0,1002	355,00
<b>Tr FTZ 2 - Lado 69</b>		0,761	0,1290	0,693	0,1140	1183,33
<b>Tr DMG (só) - Lado 230</b>		0,522	0,0119	0,522	0,0146	355,00
<b>Tr DMG (só) - Lado 69</b>		0,482	0,0188	0,498	0,0260	1183,33
<b>Tr CPE - Lado 230</b>		0,234	0,0417	0,365	0,0213	355,00
<b>Tr CPE - Lado 69</b>		0,203	0,0416	0,324	0,0070	1183,33
<b>Corrente de Inrush</b>		2,616	0,2960	11,650	1,4500	650,83
<b>Corrent. Neut. NMD23 (*)</b>		4,010	0,6460	1,490	0,1690	1,00

**Tabela 1 - Resultados Estatísticos Comparativos – Sem Defeito**

## 3.5.2 – Sob Defeito

		ano 2002		ano 2004		Base
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Nominais de pico
Tensões	<b>FTZ230</b>	1,153	0,0343	1,065	0,0197	187794,21
	<b>DMG230</b>	1,184	0,0287	1,107	0,0250	187794,21
	<b>CPE230</b>	1,116	0,0240	1,000	0,0252	187794,21
	<b>B8BDA69</b>	1,549	0,1490	1,498	0,1130	56338,26
	<b>FTZ69</b>	1,380	0,0294	1,304	0,0311	56338,26
	<b>DMG69</b>	1,362	0,0265	1,300	0,0297	56338,26
	<b>DID69</b>	1,377	0,0423	1,311	0,0509	56338,26
	<b>CPE69</b>	1,204	0,0311	1,145	0,0317	56338,26
Correntes	<b>Tr FTZ 1 - Lado 230</b>	2,509	0,2440	2,750	0,0242	355,00
	<b>Tr FTZ 1 - Lado 69</b>	2,502	0,1880	2,734	0,1940	
	<b>Tr FTZ 2 - Lado 230</b>	2,413	0,2360	2,645	0,2315	355,00
	<b>Tr FTZ 2 - Lado 69</b>	2,404	0,1855	2,631	0,1886	1183,33
	<b>Tr DMG (só) - Lado 230</b>	1,078	0,1067	1,162	0,1034	355,00
	<b>Tr DMG (só) - Lado 69</b>	1,127	0,0668	1,215	0,0689	1183,33
	<b>Tr CPE - Lado 230</b>	0,701	0,0411	0,756	0,0470	355,00
	<b>Tr CPE - Lado 69</b>	0,696	0,0403	0,718	0,0449	1183,33
	<b>Corrente de Inrush</b>	27,500	2,0300	31,200	2,1800	650,83
	<b>Corrent. Neut. NMD23 (*)</b>	3,805	2,0310	1,589	0,5769	1,00

Tabela 2 - Resultados Estatísticos Comparativos – Sob Defeito

### **3.5.3 – Resumo dos Ensaio Estatísticos.**

A tabela 1 apresenta os resultados dos ensaios estatísticos, para carga leve, nas condições de energização sem e sob defeito.

Os valores das bases, para a distribuição estatística, foram sempre os nominais de pico.

As correntes de base foram calculadas em função da potência nominal do transformador analisado, 100 MVA para os transformadores de 230 / 69 kV de Fortaleza, Delmiro Gouveia e Cahuipe e 55 MVA para transformadores da Breitner.

No caso da corrente de neutro em NMD23 adotou-se a base de 1 Ap.

Observa-se que foi representada a curva de histerese e remanentes no transformador da Breitner a ser energizado.

		energ. sem defeito		energ. sob defeito		Base
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Nominais de pico
<b>Tensões</b>	<b>FTZ230</b>	1,124	0,0070	1,153	0,0343	187794,21
	<b>DMG230</b>	1,171	0,0144	1,184	0,0287	187794,21
	<b>CPE230</b>	1,123	0,0110	1,116	0,0240	187794,21
	<b>B8BD69</b>	1,334	0,0548	1,549	0,1490	56338,26
	<b>FTZ69</b>	1,262	0,0388	1,380	0,0294	56338,26
	<b>DMG69</b>	1,275	0,0389	1,362	0,0265	56338,26
	<b>DID69</b>	1,267	0,0331	1,377	0,0423	56338,26
	<b>CPE69</b>	1,175	0,0123	1,204	0,0311	56338,26
<b>Correntes</b>	<b>Tr FTZ 1 - Lado 230</b>	0,751	0,1347	2,509	0,2440	355,00
	<b>Tr FTZ 1 - Lado 69</b>	0,794	0,1360	2,502	0,1880	1183,33
	<b>Tr FTZ 2 - Lado 230</b>	0,722	0,1320	2,413	0,2360	355,00
	<b>Tr FTZ 2 - Lado 69</b>	0,761	0,1290	2,404	0,1855	1183,33
	<b>Tr DMG (só) - Lado 230</b>	0,522	0,0119	1,078	0,1067	355,00
	<b>Tr DMG (só) - Lado 69</b>	0,482	0,0188	1,127	0,0668	1183,33
	<b>Tr CPE - Lado 230</b>	0,234	0,0417	0,701	0,0411	355,00
	<b>Tr CPE - Lado 69</b>	0,203	0,0416	0,696	0,0403	1183,33
	<b>Corrente de Inrush</b>	2,616	0,2960	27,500	2,0300	650,83
	<b>Corrent. Neut. NMD23</b>	4,010	0,6460	3,805	2,0310	1,00

**Tabela 1 – Médias e Desvios Padrão (pu) – Análise Estatística**

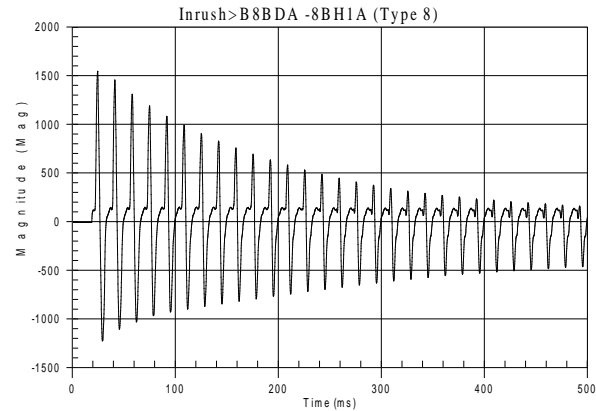


### 3.6 - ANÁLISE DE FOURIER DA CORRENTE DE INRUSH

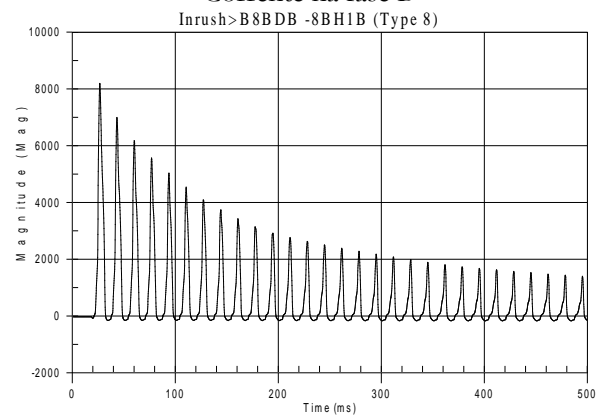
EXEMPLO DE CORRENTE DE INRUSH DETERMINADA PELA SIMULAÇÃO ATRAVÉS DO PROGRAMA ATP.

- Energização de um transformador 69/13.8 kV da Breitner -

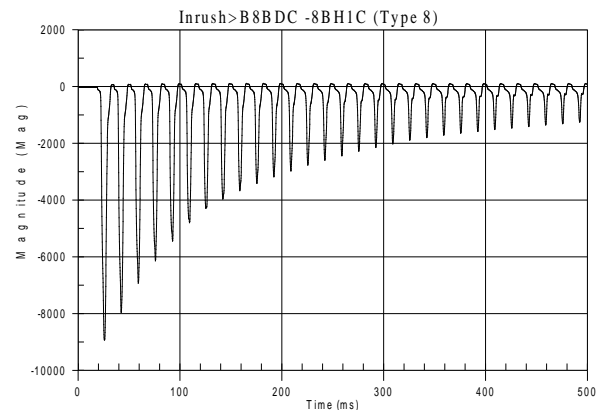
Corrente na fase A



Corrente na fase B



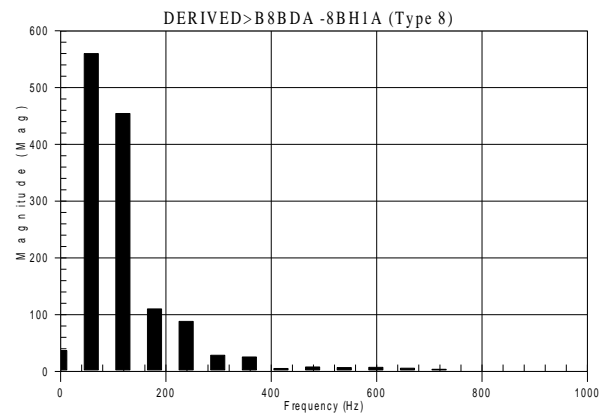
Corrente na fase C



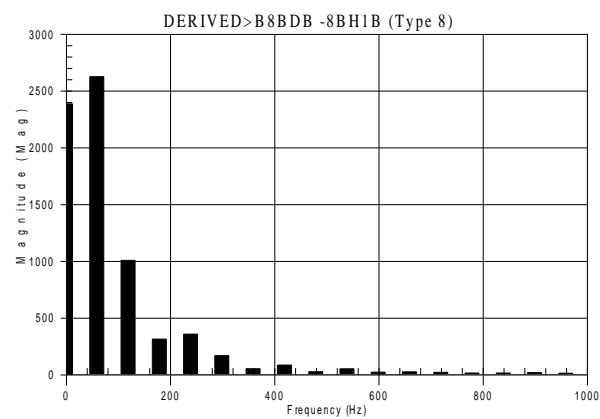
## JANELA INICIAL

## APLICAÇÃO DE DFT À JANELA NO INÍCIO DA CORRENTE DE INRUSH

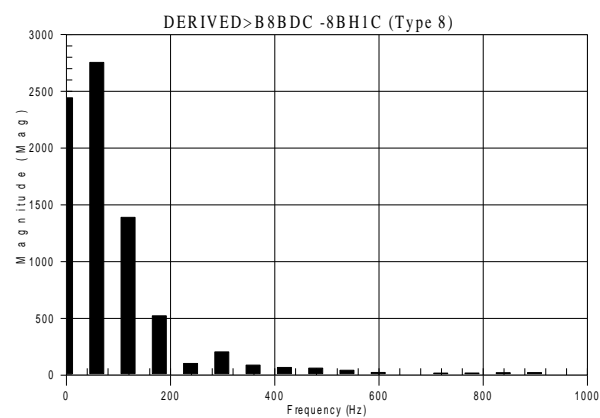
## Corrente da fase A



## Corrente da fase B



## Corrente da fase C

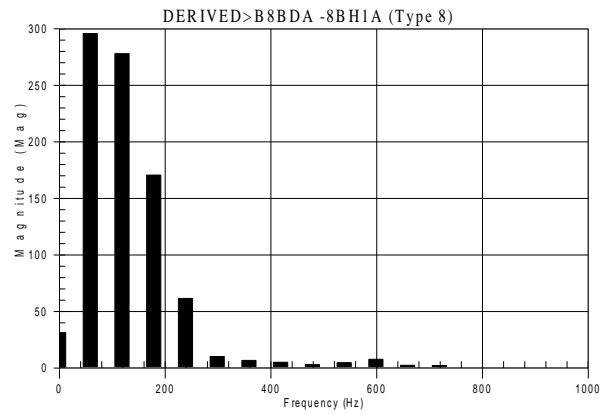


## COMPONENTES HARMÔNICAS DAS CORRENTES DE INRUSH

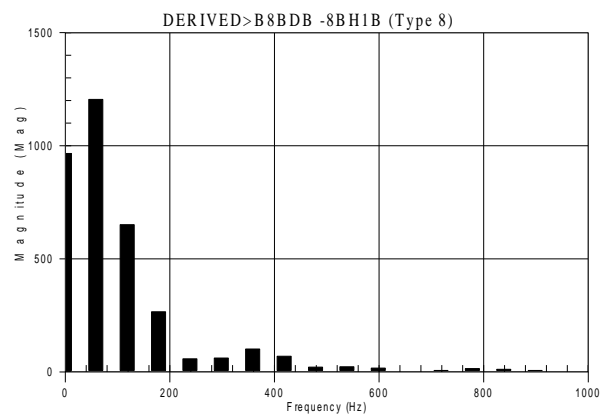
Hz	FASE A		FASE B		FASE C	
	Valor eficaz (A)	% da fundamental	Valor eficaz (A)	% da fundamental	Valor eficaz (A)	% da fundamental
0	36.8	6.6%	2387.9	90.9%	2442.5	88.6%
60	559.8	100.0%	2627.1	100.0%	2755.3	100.0%
120	454.4	81.2%	1008.9	38.4%	1389.2	50.4%
180	110.0	19.7%	316.9	12.1%	522.5	19.0%
240	88.2	15.8%	359.8	13.7%	102.8	3.7%
300	28.5	5.1%	170.9	6.5%	204.7	7.4%
360	25.5	4.6%	55.0	2.1%	88.6	3.2%
420	5.2	0.9%	87.1	3.3%	67.3	2.4%
480	7.8	1.4%	28.6	1.1%	62.4	2.3%
540	6.8	1.2%	54.0	2.1%	43.7	1.6%
600	7.2	1.3%	25.5	1.0%	24.3	0.9%
660	36.8	6.6%	2387.9	90.9%	2442.5	88.6%
720	559.8	100.0%	2627.1	100.0%	2755.3	100.0%
780	454.4	81.2%	1008.9	38.4%	1389.2	50.4%
840	110.0	19.7%	316.9	12.1%	522.5	19.0%
900	88.2	15.8%	359.8	13.7%	102.8	3.7%

## APLICAÇÃO DE DFT À JANELA 100 ms APOS O INÍCIO

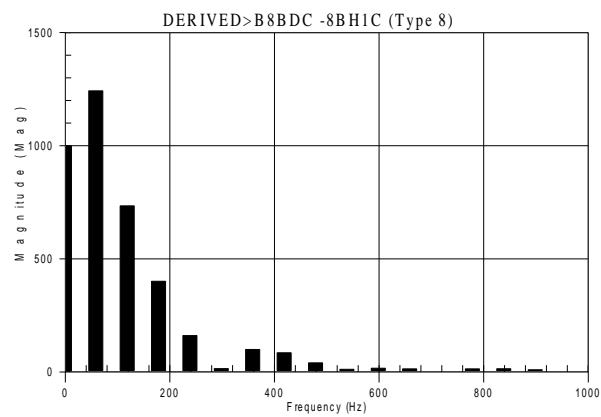
## Corrente da fase A



## Corrente da fase B



## Corrente da fase C



## COMPONENTES HARMÔNICAS DAS CORRENTES DE INRUSH

Hz	FASE A		FASE B		FASE C	
	Valor eficaz (A)	% da fundamental	Valor eficaz (A)	% da fundamental	Valor eficaz (A)	% da fundamental
0	31.3	10.6%	965.8	80.2%	998.6	80.4%
60	295.8	100.0%	1204.8	100.0%	1242.7	100.0%
120	278.0	94.0%	650.5	54.0%	734.2	59.1%
180	170.7	57.7%	266.1	22.1%	400.9	32.3%
240	61.5	20.8%	57.9	4.8%	160.8	12.9%
300	10.1	3.4%	61.4	5.1%	15.0	1.2%
360	6.7	2.3%	101.2	8.4%	99.4	8.0%
420	5.1	1.7%	69.6	5.8%	84.7	6.8%
480	3.1	1.0%	21.5	1.8%	40.4	3.3%
540	4.9	1.6%	22.6	1.9%	12.1	1.0%
600	7.8	2.6%	17.1	1.4%	16.8	1.4%
660	2.5	0.8%	3.1	0.3%	13.9	1.1%
720	2.3	0.8%	7.1	0.6%	5.0	0.4%
780	0.5	0.2%	15.0	1.2%	13.9	1.1%
840	1.2	0.4%	11.8	1.0%	14.4	1.2%
900	0.8	0.3%	6.7	0.6%	9.8	0.8%

### 3.7 – $Z(w)$ / S. Positiva.

#### SITUAÇÕES APRESENTADAS

---

#### SEQÜÊNCIA POSITIVA

---

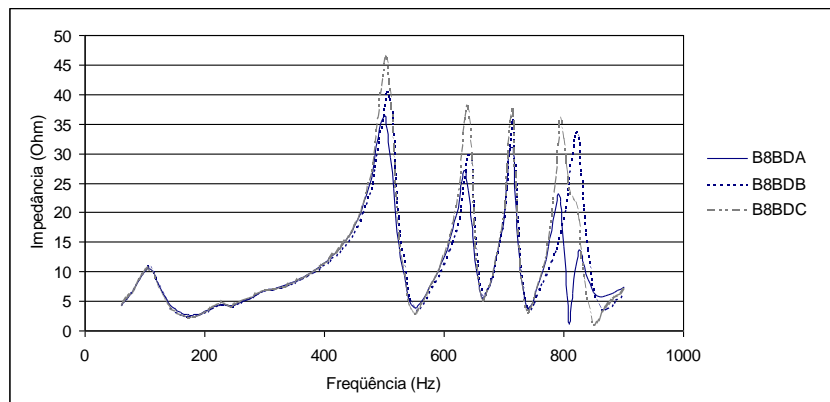
- Situação 1: carga leve; com os bancos de capacitores; sem nenhum transformador da Breitner ligado

---

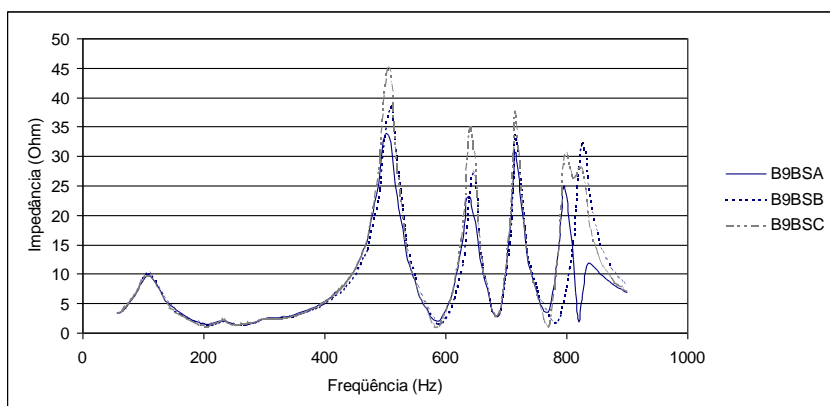
#### SEQÜÊNCIA ZERO

---

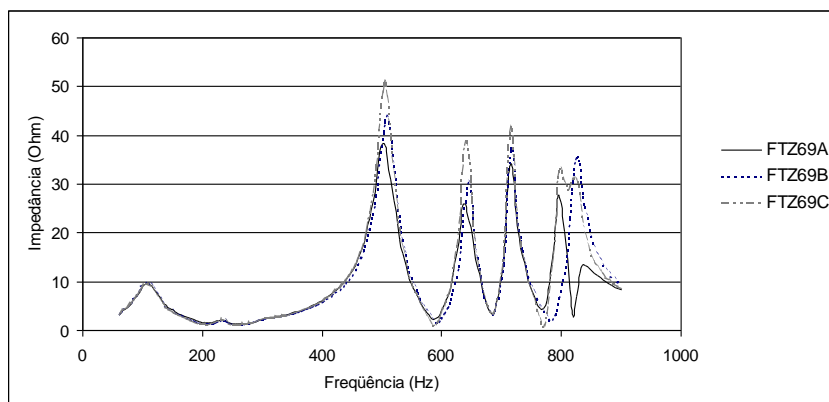
- Situação 2: carga leve; com os bancos de capacitores; sem nenhum transformador da Breitner ligado



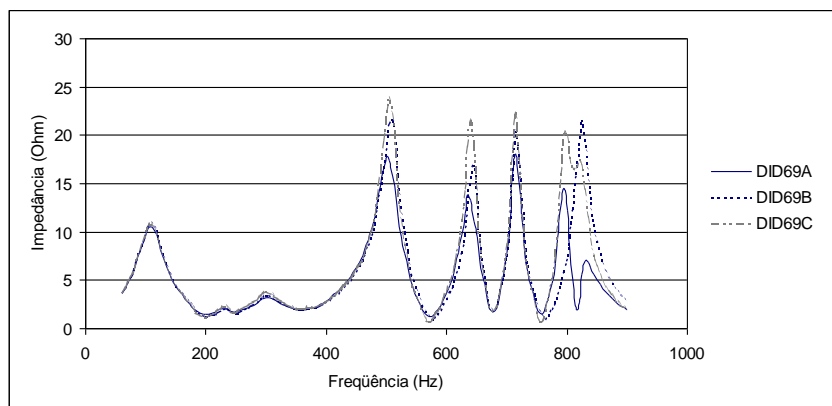
Impedância de Thévenin vista da barra 1 (69 kV) da Breitner (ponto B8BD) - seqüência positiva



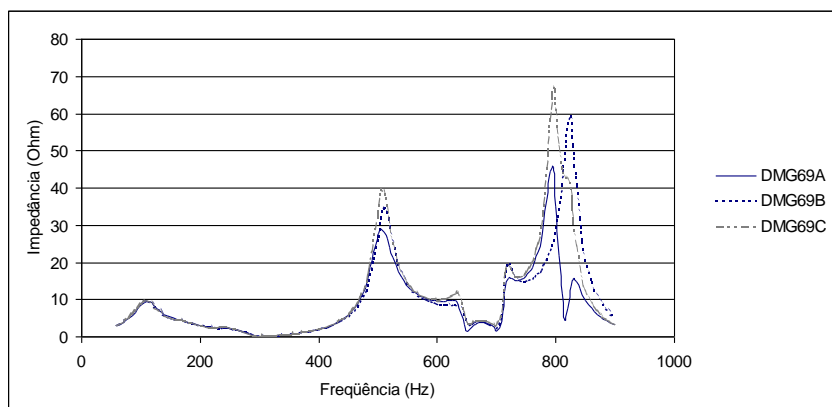
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra 2 da Breitner (B9BS- 69 kV) - seqüência positiva



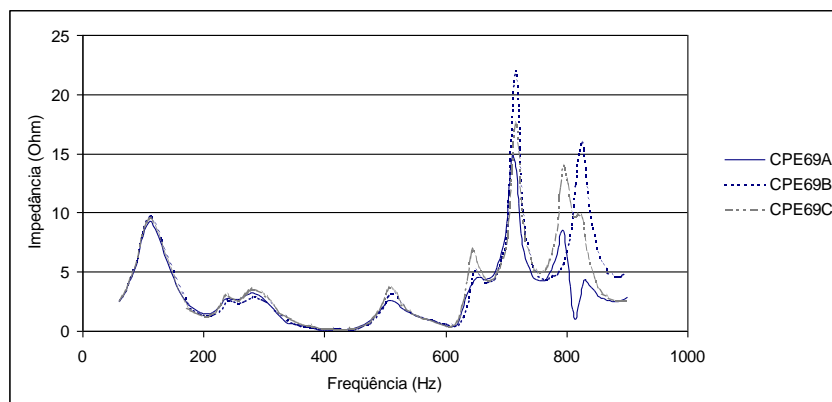
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE Fortaleza (FTZ69) - seqüência positiva



Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE DID (DID69) - seqüência positiva

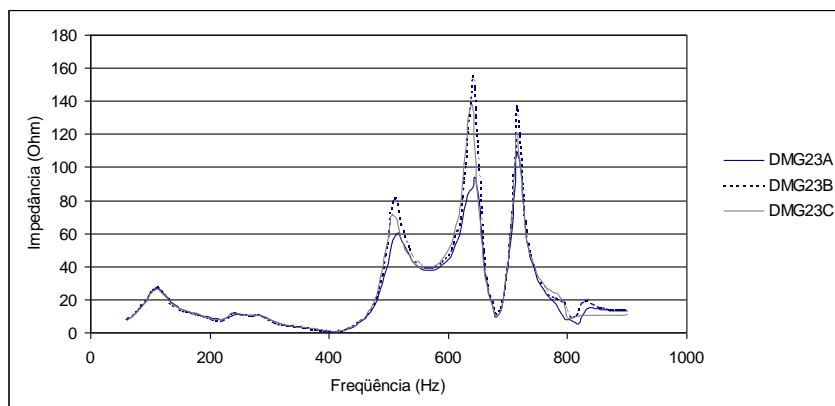


Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE Delmiro Gouveia (DMG69) - seqüência positiva

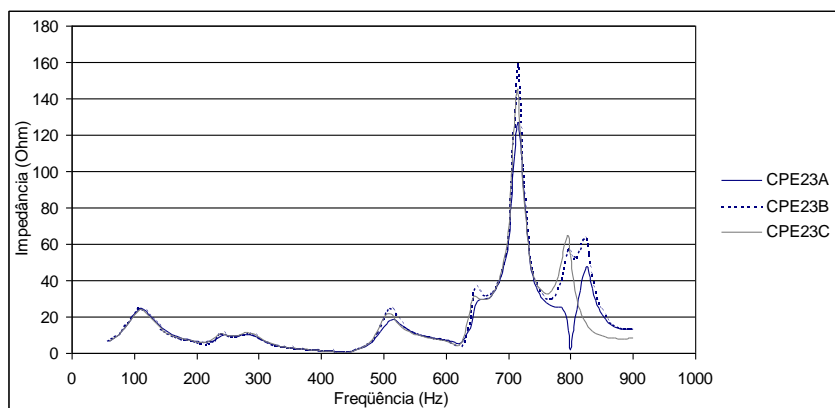


Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE Cauípe (CPE69) - seqüência positiva

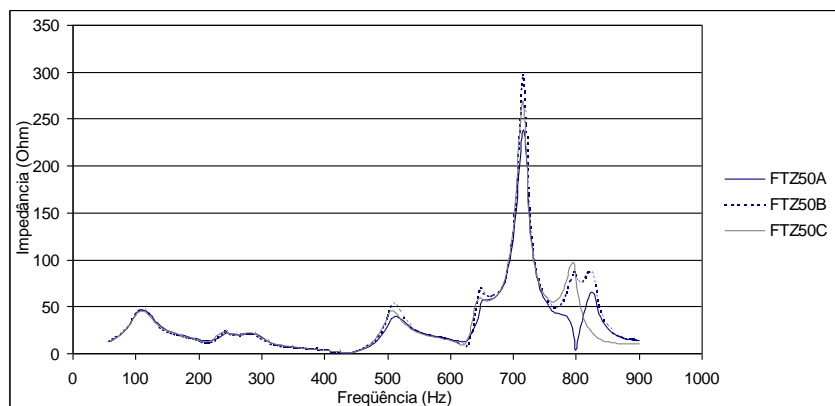




Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 230 kV da SE Delmiro Golveia (DMG23) - seqüência positiva

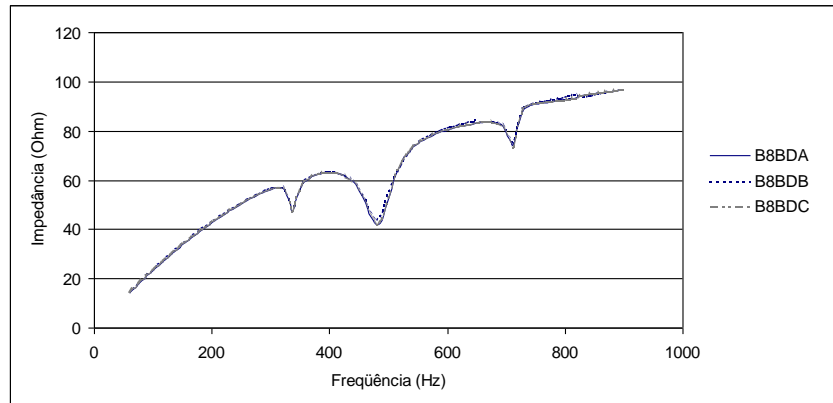


Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 230 kV da SE Cauípe (CPE23) - seqüência positiva

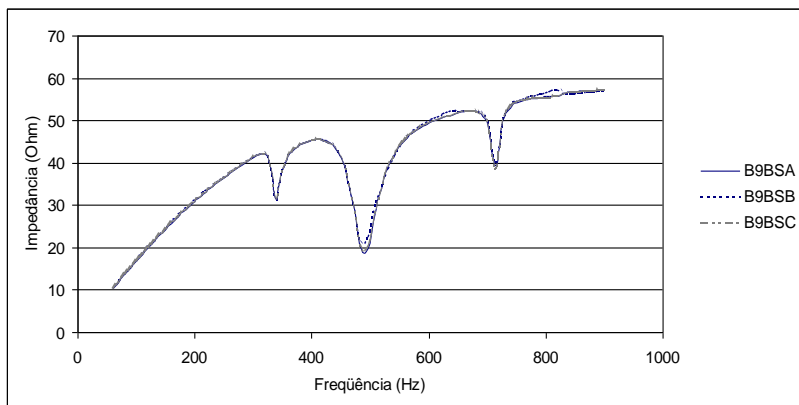


Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 500 kV da SE Fortaleza (FTZ50) - seqüência positiva

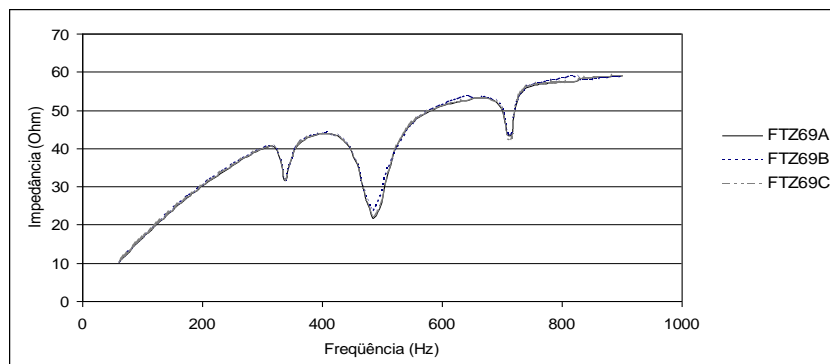
### 3.8 – Z(w) / S. Zero.



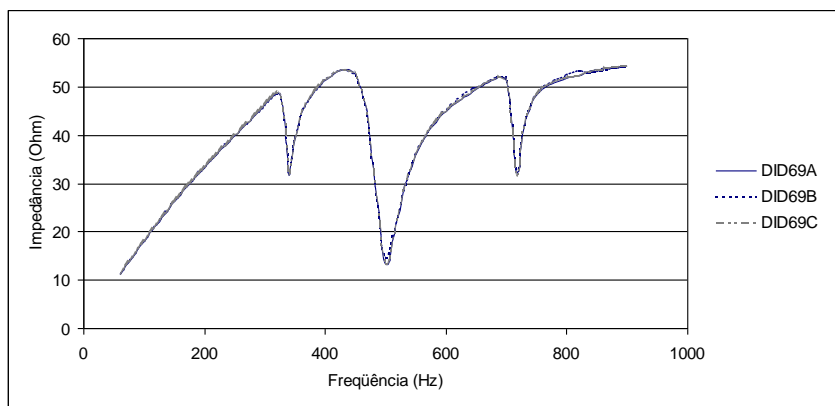
Impedância de Thévenin vista da barra 1 (69 kV) da Breitner (ponto B8BD) - seqüência zero



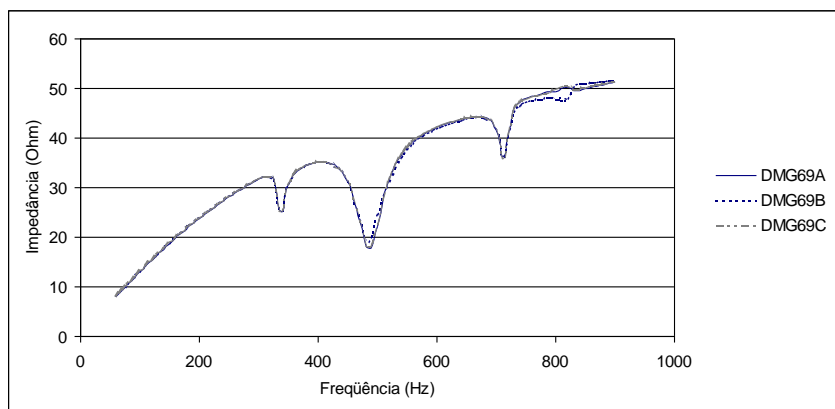
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra 2 da Breitner (B9BS - 69 kV) - seqüência zero



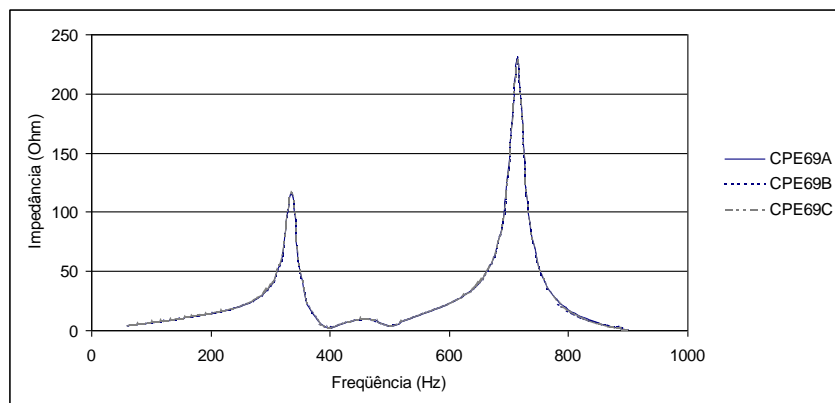
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE Fortaleza (FTZ69) - seqüência zero



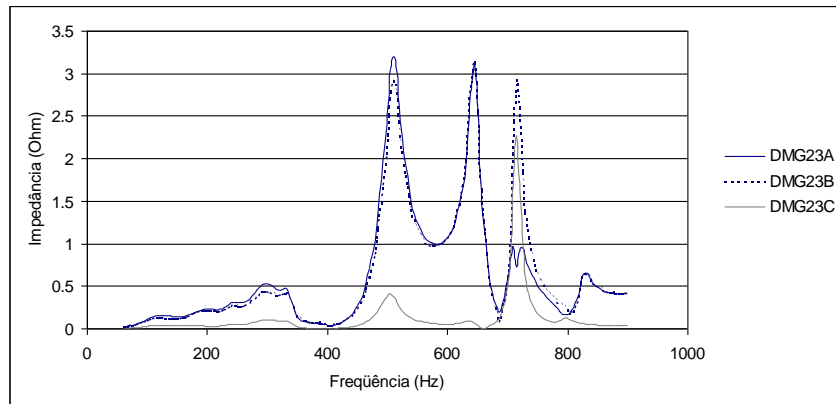
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE DID (DID69) - seqüência zero



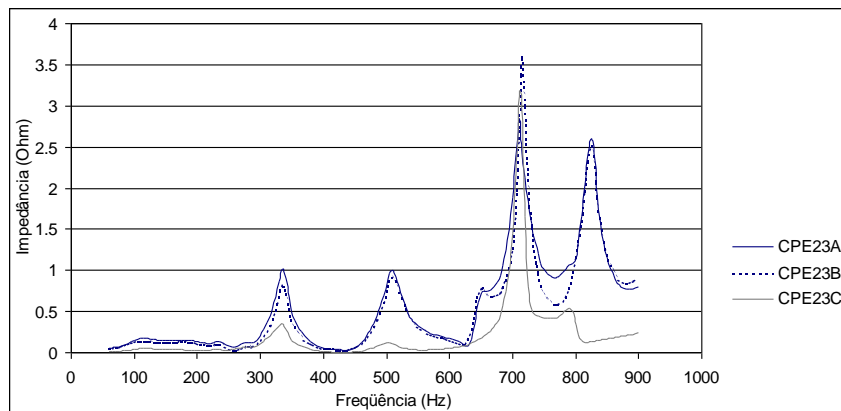
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE Delmiro Gouveia (DMG69) - seqüência zero



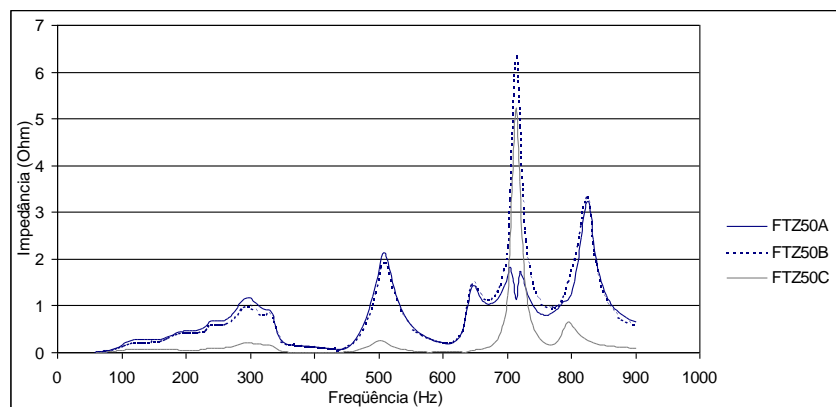
Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 69 kV da SE Cauípe (CPE69) - seqüência zero



Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 230 kV da SE Delmiro Golveia (DMG23) - seqüência zero



Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 230 kV da SE Cauípe (CPE23) - seqüência zero



Impedância de transferência da barra 1 da Breitner (B8BD - 69 kV) para barra de 500 kV da SE Fortaleza (FTZ50) - seqüência zero

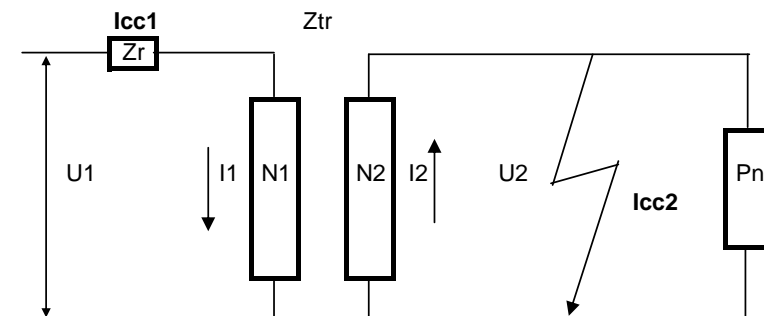
## **4-Esforços Elétricos nos Transformadores de 69/13.8 KV das Regionais Fortaleza/Delmiro Gouveia e Cauípe.**

### **4.1- Introdução Teórica sobre Esforços Elétricos em Transformadores.**

Nesse item é apresentada uma introdução teórica sobre projeto de transformadores e seus principais conceitos, onde se extrairão as informações utilizadas para as conclusões e simulações obtidas nos itens subseqüentes.

**EFEITOS TERMICOS E DINÂMICOS DAS CORRENTES  
DE CURTO CIRCUITO EM TRANSFORMADORES .**

**1 - CIRCUITO DE UM TRANSFORMADOR COM 2 ENROLAMENTOS .**



**1.1 - GRANDEZAS ENVOLVIDAS .**

Pn =	Potencia nominal do transformador .	20	MVA	Trifásico
U1 =	Tensão primária	69	KV	Ligação Delta
U2 =	Tensão secundária .	13,8	KV	Ligação Estrela
N1 =	Número de espiras primária .	?		
N2 =	Número de espiras secundária .	?		
I1 =	Corrente nominal primária .	96,62	A( rms )	
I2 =	Corrente nominal secundária .	836,8	A( rms )	
Ztr =	Impedancia do transformador	8	%	Base Pn
Zr =	Impedancia da rede .	0,67	%	Base Pn <u>Rede 3 GVA</u>
Icc2 =	Corrente de Curto circuito sec.	9,647889681	KA( rms )	
Icc1 =	Corrente de Curto circuito prim	1,114	KA( rms )	

A corrente de curto circuito valor rms é obtida como segue :

$$I_{cc} = \frac{100}{(Z_{tr} + Z_r)} \times I_n = F_s \times I_n = \boxed{11,534} \times I_n$$

$$F_s = 100 / ( Z_{tr} + Z_r )$$

Fs = Fator de sobrecorrente .

- **O valor de 8 % de impedância mostrada acima corresponde a um valor hipotético adotada como ilustração para o assunto em pauta. Os valores reais adotados para as impedâncias dos transformadores da COELCE foram :**
- **7 % para os trafos de 20/26.6 MVA.**
- **7 % para os trafos de 10/12.5 MVA .**
- **E 13% para os transformadores especiais de Aldeota, Jurema, P.Kenedy e Mondubin.**

## 2 - EFEITOS TÉRMICOS DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO .

O transformador é dimensionado para suportar no mínimo durante 2 segundos , sem que haja danificação dos enrolamentos por efeitos termicos . A temperatura limite conforme Norma é de 250 gr com duração de curto circuito de 2 segundos .

Para o cálculo da temperatura considera-se como um sistema adiabático , isto é , todo a quantidade de calor desenvolvido no enrolamento irá aquecer o cobre durante esse curto periodo de 2 segundo .

Normalmente o transformador está muito abaixo dos 250 gr estabelecido pelas Normas . Na prática temos obtido temperaturas máximas da ordem de 120 a 150 gr durante C.C.

## 3 - EFEITOS DINÂMICOS DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO .

Os efeitos dinâmicos da corrente de curto circuito dependem do valor de crista da corrente de curto circuito , que por sua vez depende do momento em que o curto circuito ocorre dentro da senoide da tensão de alimentação .

O valor máximo do primeiro pico da corrente de curto circuito é obtido pela equação :

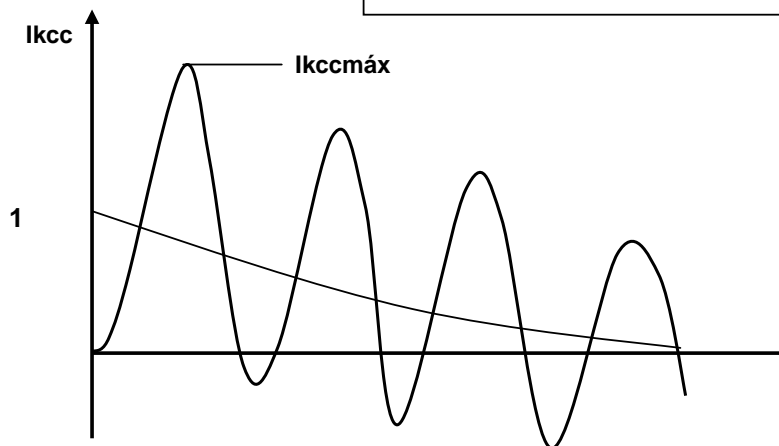
$$I_{kcc} = I_{cc} \times (1 + e^{-\pi \cdot R/X}) \times \sqrt{2} \text{ sendo } \begin{cases} R = \text{componente resistiva da impedância} \\ X = \text{componente indutiva da impedância} \\ K = \text{fator de assimetria} \end{cases}$$

$$I_{kcc} = I_{cc} \times K \times \sqrt{2}$$

Considerando valor típico para relação  $R/X = 0,05$  temos :  **$I_{kcc} = 2,62 \times I_{cc}$**

Considerando que o valor eficaz de curto circuito para o nosso caso é de  $11,53 \times I_n$  o transformador deverá estar dimensionado para uma corrente de curto circuito dinâmico ou seja , valor de crista de :

$$I_{kccm\acute{a}x} = 2,62 \times 11,53 \times I_n = 30,2 \times I_n$$



### 3.1- CORRENTES DE CURTO CIRCUITO OBTIDA NO ESTUDO " ATP "

A figura abaixo mostra os resultados das correntes máximas de curto circuito no transformador obtidas pelo estudo ATP para o caso da SE Bom Sucesso de 20 MVA - 69 / 13,8 KV -  $Z_{tr}=8\%$ . A corrente máxima de crista que o transformador deve suportar é de  $30,2 \times I_n = 25,3$  KA . Observe-se que a corrente máxima de crista no primeiro pico é de 20 KA , valor esse bem menor do que o os 25,3 KA que o transformador deveria suportar . Essa diferença na corrente é devido a impedancia da rede considerada no estudo ATP é maior do que os 3 GVA previsto pela NORMA .

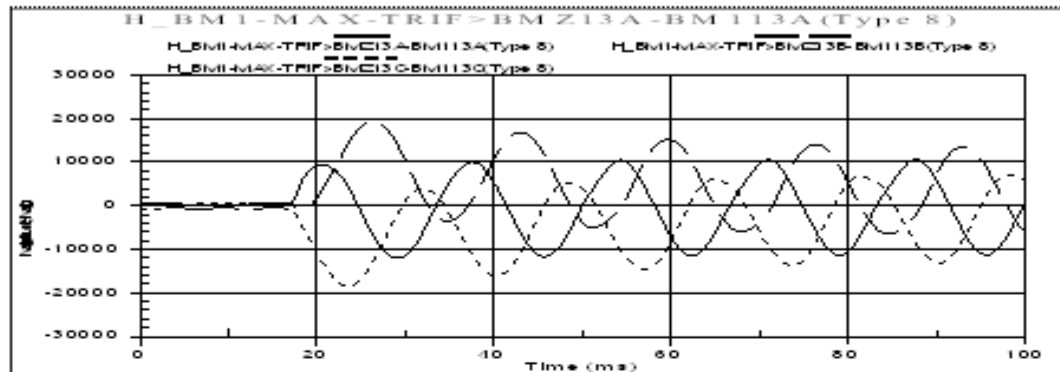
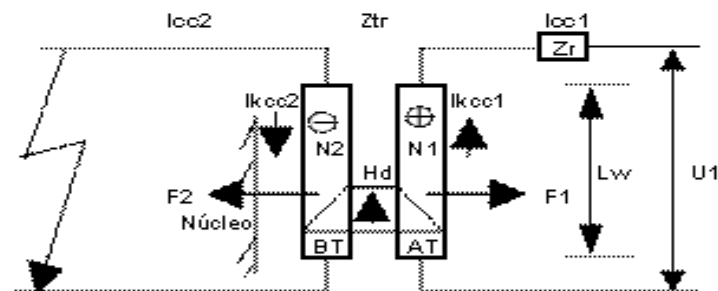


Figura 11 - Curto circuito trifásico - Correntes no transformador

### 3.2- FORÇAS RADIAIS DE CURTO CIRCUITO



$H_d$  = Campo de dispersão entre os enrolamentos de BT e AT .

$F_2$  = Força de compressão no enrolamento interno ( BT ) .

$F_1$  = Força de tração no enrolamento externo ( AT ) .

Relações fundamentais .	Tensão X Numero de espiras	$N_1 \times U_2 = N_2 \times U_1$
	Corrente X Numero de espiras	$N_1 \times I_1 = N_2 \times I_2$ ou $N_1 \times I_{kcc1} = N_2 \times I_{kcc2}$
	Campo de dispersão máx	$H_d = 0,4 \times \pi \times \sqrt{2} \times N_1 \times I_1 / L_w$ Tesla

O calculo das forças radiais  $F_1$  e  $F_2$  de cada enrolamento pode ser obtido da seguinte equação

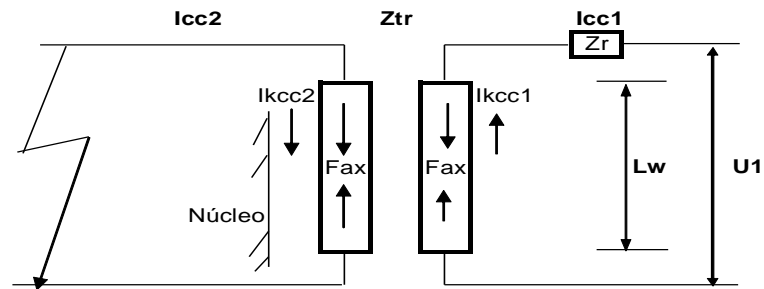
$$F_{rad} = 0,628 \times \frac{(N \times I)^2}{L_w} \times \pi \times D_m \times F_s^2 \times K^2 \times 10^{-8} \quad N$$

Observe-se que para o calculo das forças radiais é necessário conhecer os dados geométricos dos enrolamentos como numero de espiras , diametro dos enrolamentos , comprimentos etc .

O cobre dos enrolamentos assim como os suportes , deverá ser projetado e construido com rigidez suficiente para suportar as forças radiais acima calculado .



### 3.3 - FORÇAS AXIAIS DE CURTO CIRCUITO



Devido as componentes radiais dos fluxos de dispersão nas extremidades dos enrolamentos há componentes de forças axiais. A somatória total dessas forças ao longo do enrolamento terá seu valor máximo no meio do enrolamento. Essa força somente é possível calcular através da execução do mapeamento do campo magnético de dispersão, através de um programa de elementos finitos.

O cobre dos enrolamentos assim como os suportes nas extremidades dos enrolamentos, deverá ser projetado e construído com rigidez suficiente para suportar as forças axiais acima calculado.

### 4 - CURTO CIRCUITOS PARCIAIS EM ENROLAMENTOS.

Nos itens 1 a 3 descrevemos que o transformador deve ser dimensionado para suportar os efeitos térmicos e dinâmicos das correntes de curto circuitos externos, limitados pela impedância do transformador e do sistema. A não suportabilidade dessas forças indica ou o dimensionamento ou a fabricação incorreta do transformador.

Muitas vezes o enrolamento poderá entrar em curto circuito parcial (entre espiras, entre camadas entre discos etc). As causas desse curto circuito podem ter origem diversos entre os quais citamos:

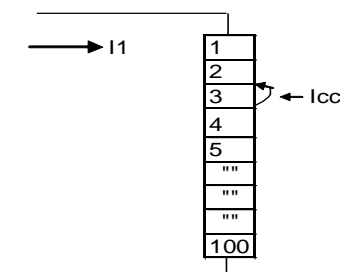
- a - Sobretensões internas de valor elevado que acabam por danificar a isolação.
- b - Pontos quentes internos que destroem a isolação.
- c - Curtos circuitos externos frequentes que acabam por destruir a isolação.

Nesses casos as correntes de curto circuito parcial são muito elevadas e os efeitos térmicos e dinâmicos são tão violentos que destroem todos os enrolamentos, especialmente a parte que foi curtocircuitado parcialmente.

Numa simulação simples podemos demonstrar a magnitude dessa corrente de curto circuito.

Considerando o transformador de 20 MVA citado anteriormente, e admitindo que o enrolamento de alta tensão foi executado com 80 discos que é um número típico.

Se admitirmos que 1 disco entra em curto circuito por motivo de sobretensão interna devido a uma ressonância entre transformador e banco de capacitores teremos a seguinte situação:



Pela conhecida lei da igualdade de amper-espira teremos

$$79 \times I1 = 1 \times Icc$$

ou

$$Icc = 79 \times I1$$

$I1$  e  $Icc$  terão sentidos opostos de forma que as solicitações dinâmicas locais são elevadíssimas e nenhum transformador suporta essa condição.

A corrente  $I1$  depende da impedância entre a parte curtocircuitado e não curtocircuitado.

Para esse tipo de defeito o relé diferencial atuará dentro de aprox.3 ciclos, tempo esse suficiente para danificar dinamicamente o transformador, porque já passou pelo primeiro pico de corrente máx. Nesse caso a função do relé diferencial é apenas para evitar danos maiores no transformador.

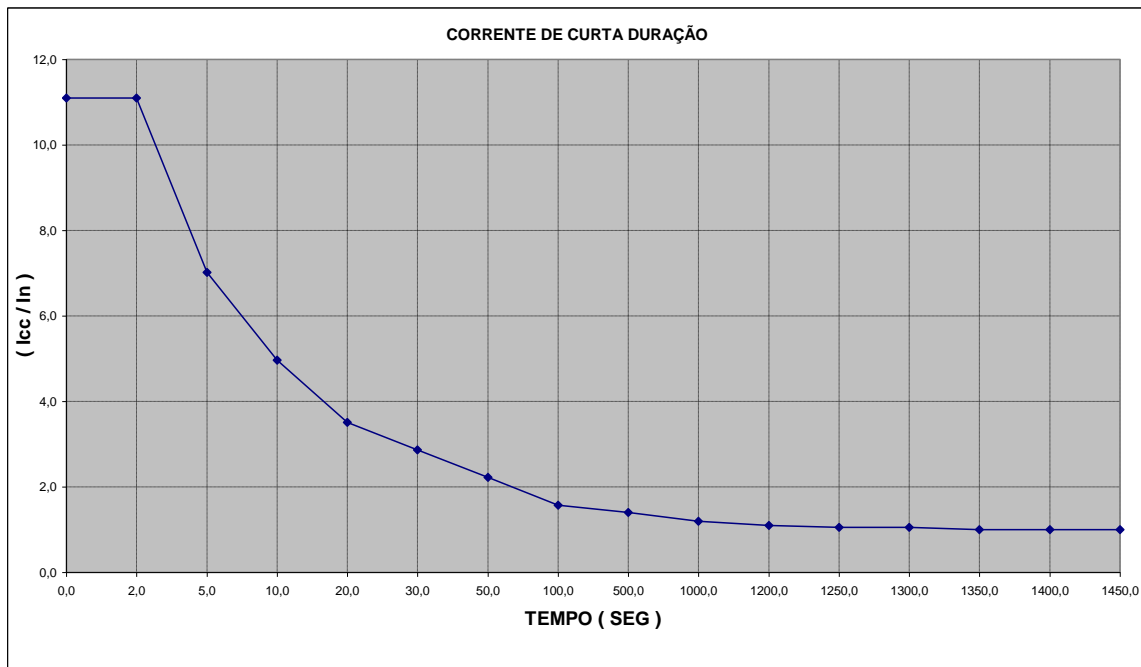
## 5 - RECOMENDAÇÕES

Quando um enrolamento de um transformador é danificado dinamicamente, é importante identificar se a danificação foi causada por um curto circuito externo ( nos terminais do transformador ) ou por um curto circuito parcial internamente . Um exame minucioso do tipo de deformação permite identificar esses dois tipos de defeito . Muitas vezes ocorre simultaneamente os dois tipos pois um curto circuito externo pode levar a deformação interna que acaba provocando curto circuito interno com danificação total dos enrolamentos .

A experiência nos tem mostrado que a análise da maioria dos transformadores falhados no campo tem como origem sobretensões com falha na isolação interna e curto circuito interno .

A seguir no gráfico abaixo é mostrado uma curva típica de suportabilidade dos mesmos.

**CURVA DE SUPORTABILIDADE DE DE CURTA DURAÇÃO EM TRANSFORMADORES**



## **ANEXO - A**

## 1 – DIMENSIONAMENTO ELETRICO DE TRANSFORMADORES PARA O PERFIL DAS TENSÕES.

Os transformadores foram dimensionados para suportar os seguintes níveis de sobretensões conforme previsto pela NORMA .

- a) Sobretensão de Impulso Atmosférico onda plena 1,2/50 us .  
Enrolamento de Alta Tensão = 350 KV .  
Enrolamento de Baixa Tensão = 110 KV .
- b) Sobretensão de Impulso Atmosférico onda cortada .  
Enrolamento de Alta Tensão = 385 KV  
Enrolamento de Baixa Tensão = 121 KV .
- c) Sobretensão de Impulso de Manobra 200 / 2000 us .  
Enrolamento de Alta Tensão = 280 KV  
Enrolamento de Baixa Tensão = 90 KV
- d) Sobretensões a frequência industrial 60 HZ contra terra durante 1 minuto ( aplicada )  
Enrolamento de Alta Tensão = 140 KV  
Enrolamento de Baixa Tensão = 34 KV
- e) Sobretensão de Tensão Induzida durante 7200 ciclos .  
Enrolamento de Alta Tensão = 138 KV  
Enrolamento de Baixa Tensão = 27,6 KV

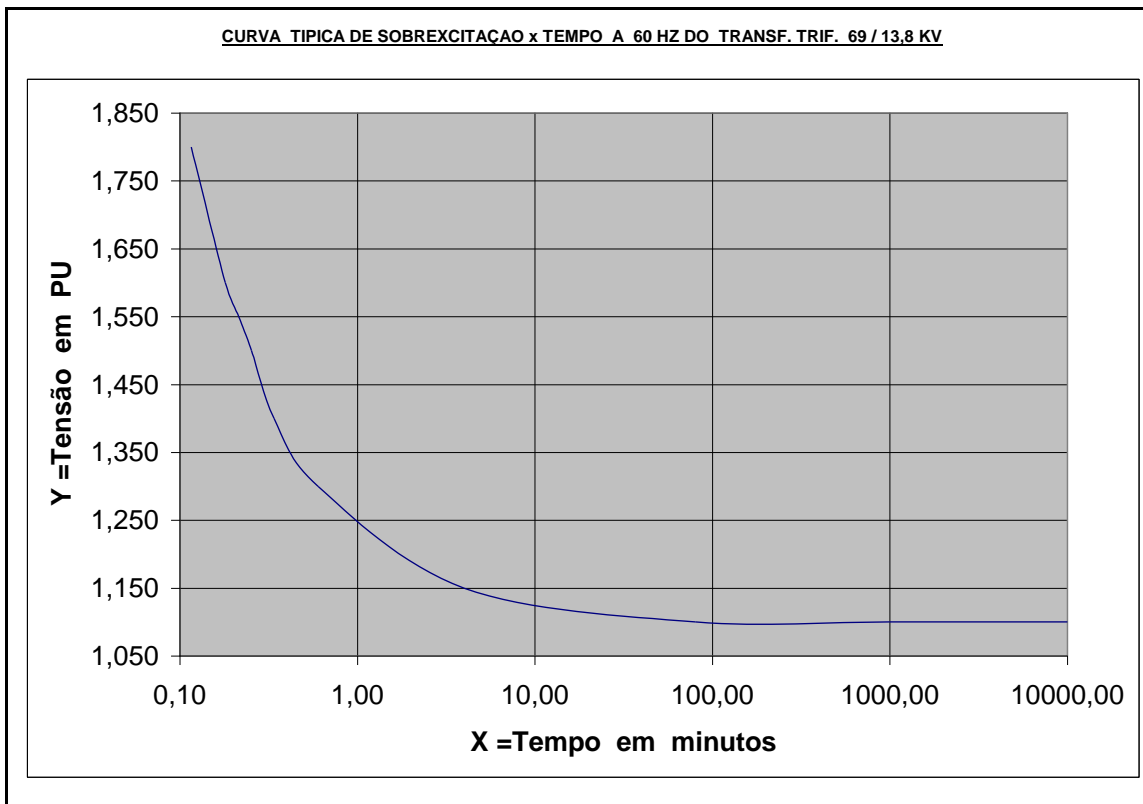
Alem das sobre-tensões normalizadas acima mencionadas o transformador deve suportar sobre-tensão transitória de curta duração a 60 HZ conforme curva típica representado no Anexo B desse relatório. Contudo essas sobre-tensões são resultantes nos terminais do transformador produzidos pela ressonância entre os enrolamentos do transformador e o banco de capacitores , com frequência entre 150 HZ a 450 HZ .A experiência nos tem mostrado inúmeras falhas em transformadores atribuídos a ressonância entre o transformador e o banco de capacitores ou da capacitância da linha de transmissão em casos de transformadores de extra-alta tensão .

## 3 – RESSONACIAS INTERNAS NO TRANSFORMADOR

Internamente o transformador é formado por malhas de indutâncias formados por diversos segmentos de bobinas e capacitâncias desses segmentos do enrolamento para terra .

As sobre-tensões mostradas nas análises com ATP mostram a resultante nos terminais do transformador. Internamente no transformador poderá ocorrer ressonâncias parciais com frequências mais elevadas que produzem sobre-tensões locais elevadas que podem levar a destruição da isolação do transformador .

Recomendamos , portanto que seja feito um estudo adicional no sentido de reduzir as sobre tensões durante a abertura do disjuntor .

**ANEXO - B**

## 4.2 – Tabela com os Resultados Obtidos.

Neste item são apresentadas as respectivas tabelas das simulações de curto – circuito franco dos tipos fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásicos nas barras de 13.8 Kv dos transformadores do sistema da COELCE. Os mesmos foram simulados para os anos de 2002 com e sem a presença das térmicas. Já para o ano 2004 foi simulada somente as condições operacionais da Regional de Cauípe pois foi a regional que apresentou maior alteração da Potência de Curto – Circuito conforme mostrado na tabela da página 41.

O objetivo aqui é verificar a solicitação dos transformadores por corrente de acordo com a teoria do item 4.1 acima.

Convém ressaltar que essas simulações de curto foram feitas com a tensão passando pelo zero para forçar a maior presença da componente DC da corrente de defeito e com constante  $r/x$  igual a zero pois admitiu-se a resistência no modelamento dos transformadores no ATP igual a zero.

## 2002 - COM TÉRMICAS

alguns resultados a 60 Hz, apenas regime, sem considerar assi

	Nominal (MVA)	FT	2FT	3FT	2F	Permissivel	60Hz-1f (Ap)	60Hz-1f relac.(*)	60Hz-3f (Ap)	60Hz-3f relac.(*)
PIC	20	17018	14669	13450	7367	30540				
JMA	20	11889	9945	9849	5218	16870				
BM1	20	25472	20708	22184	11159	30540	13600	1,873	12058	1,840
DID	20	23673	19318	20852	10508	30540	12902	1,835	11474	1,817
MRG	10	12565	10400	11279	6082	15700				
DIF	10	15450	11950	15058	7518	15700				
ACP	5	5645	5082	4522	2682	9260				
BRT	10	7627	7527	5616	4247	15700				
TA1	20	32090	24935	30232	14083	30540	16273	1,972	15442	1,958
PA1	20	28299	22549	25326	12288	30540				
DMC	20	32233	24591	30509	13830	30540	16320	1,975	15513	1,967
AG1	20	31508	24579	29453	13797	30540	16054	1,963	15137	1,946
AD3	20	18343	13975	17952	8124	30540				
MG3	20	31213	24035	29059	13322	30540				
MCP	10	13601	10888	11963	5931	15700				
CCA	20	23953	19712	20667	11179	30540	13515	1,772	12301	1,680
PCM	20	17751	14843	14027	7356	30540	9920	1,789	8175	1,716
PRT	10	11600	9490	9981	5027	15700				
SLC	5	6427	5404	5368	2827	9260				
UMB	5	8778	6867	8154	3867	9260				
CND	10	5072	5236	3698	2801	15700				
PAR	20	11794	11447	7884	5389	30540				
API	5	6203	5350	5139	2741	9260				
INH	5	6317	5526	5290	2981	9260				

relac.(\*) é a relação entre corrente assimétrica e a simétrica

## 2002 - SEM TÉRMICAS

alguns resultados a 60 Hz, apenas regime, sem considerar assimétrica

	Nominal (MVA)	FT	2FT	3FT	2F	Permissivel	60Hz-1f (Ap)	60Hz-1f relac.(*)	60Hz-3f (Ap)	60Hz-3f relac.(*)
PIC	20	16064	14183	12500	6809	30540				
JMA	20	11479	9778	9388	5006	16870				
BM1	20	24561	20138	20986	9772	30540	13081	1,878	11478	1,828
DID	20	21524	17519	17991	8911	30540	11448	1,880	9696	1,856
MRG	10	12618	10496	10960	5649	15700				
DIF	10	16220	12496	15420	6977	15700				
ACP	5	4575	4580	3517	2450	9260				
BRT	10	7588	7551	5854	3742	15700				
TA1	20	30626	23577	28510	12969	30540	15518	1,974	14523	1,963
PA1	20	27098	21412	24043	11384	30540				
DMC	20	30740	23742	28749	13139	30540	15559	1,976	14582	1,972
AG1	20	30065	23567	27794	13081	30540	15313	1,963	14244	1,951
AD3	20	17716	13623	16896	7872	30540				
MG3	20	29782	23431	27434	12954	30540				
MCP	10	13033	10649	11359	5560	15700				
CCA	20	23742	19560	20260	10779	30540	13518	1,756	11627	1,742
PCM	20	16916	14490	13428	6689	30540	9302	1,819	7520	1,786
PRT	10	10789	8934	9001	4541	15700				
SLC	5	5541	5069	4442	2489	9260				
UMB	5	8636	6878	7903	3678	9260				
CND	10	4851	5149	3514	2586	15700				
PAR	20	11035	10887	8063	5315	30540				
API	5	5875	5283	4761	2788	9260				
INH	5	6316	5449	5261	2964	9260				

relac.(\*) é a relação entre corrente assimétrica e a simétrica

**\* Os itens marcados em vermelho indicam valores que ultrapassaram seus tetos máximos requerendo uma maior atenção.**

## Regional de Cauípe :

### 2004-COM TÉRMICAS

	Nominal (MVA)	FT	2FT	3FT	2F	Permissivel
CCA	20	24349	20332	21452	11466	30540
PCM	20	18794	15673	15289	7774	30540
PRT	10	12018	9678	10425	5141	15700
SLC	5	6552	5481	5497	2875	9260
UMB	5	8913	6924	8317	3903	9260
CND	10	5144	5317	3764	2873	15700
PAR	20	12166	11940	8132	5466	30540
API	5	6289	5420	5217	2790	9260
INH	5	6397	5473	5382	3003	9260

### 2004-SEM TÉRMICAS

	Nominal (MVA)	FT	2FT	3FT	2F	Permissivel
CCA	20	24274	20191	20959	11176	30540
PCM	20	17934	14921	14498	7166	30540
PRT	10	11037	9004	9374	4657	15700
SLC	5	5518	4998	4451	2495	9260
UMB	5	8519	6715	7860	3766	9260
CND	10	4809	5126	3499	2693	15700
PAR	20	10980	10840	8175	5372	30540
API	5	5842	5224	4749	2765	9260
INH	5	6285	5388	5274	2945	9260

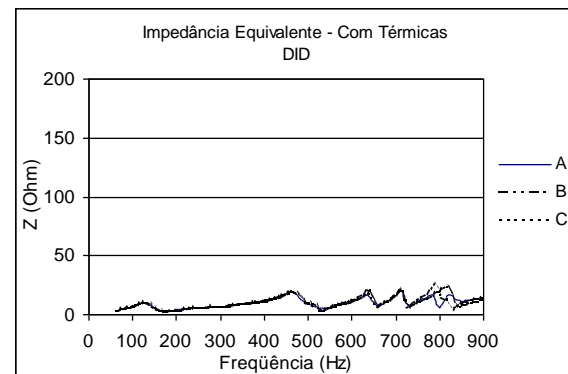
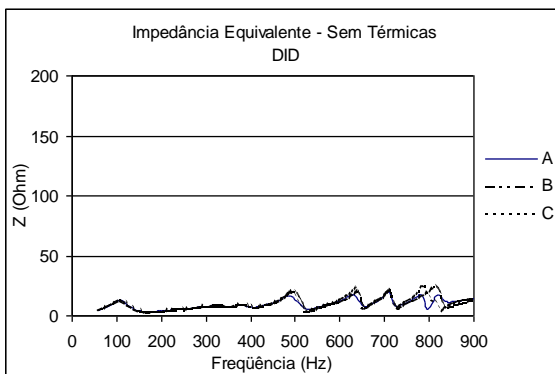
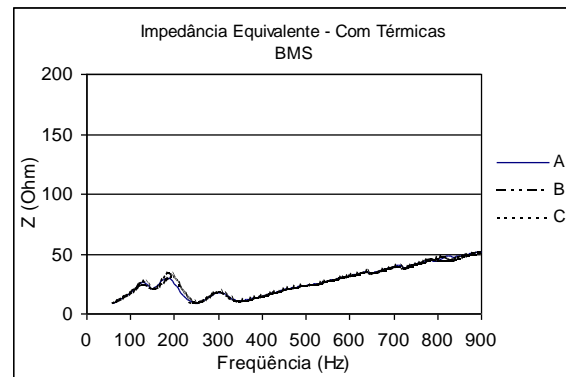
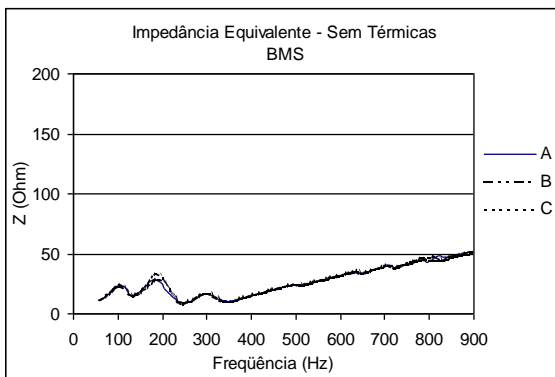
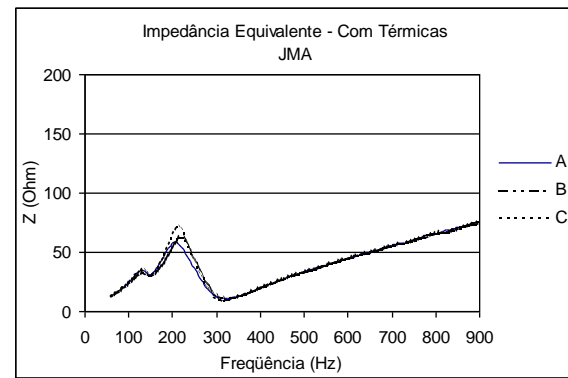
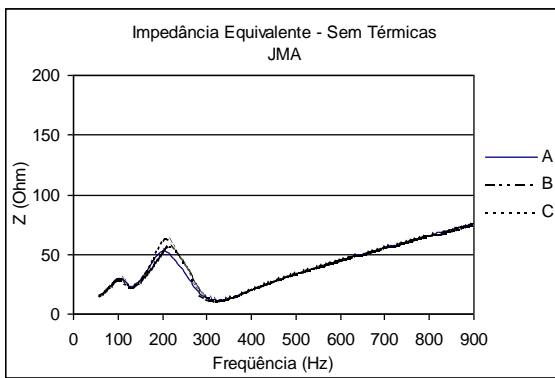
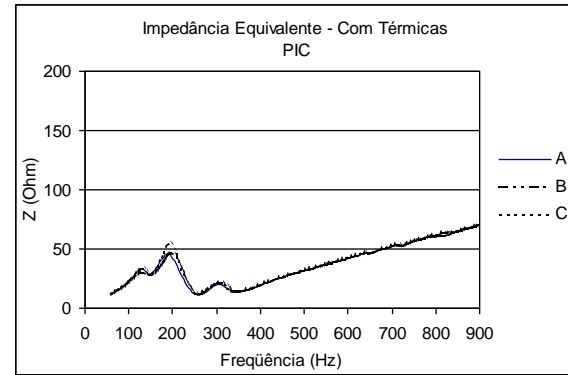
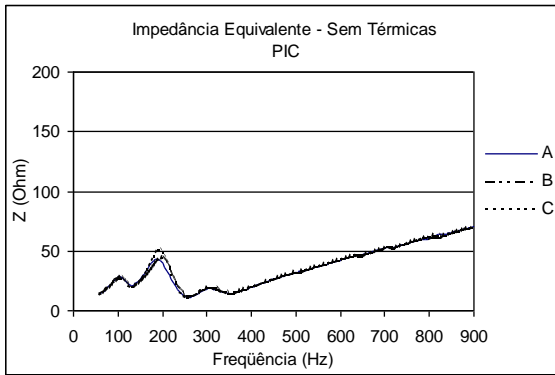
### 4.3 – Cálculo de $Z(w)$ – Gráficos.

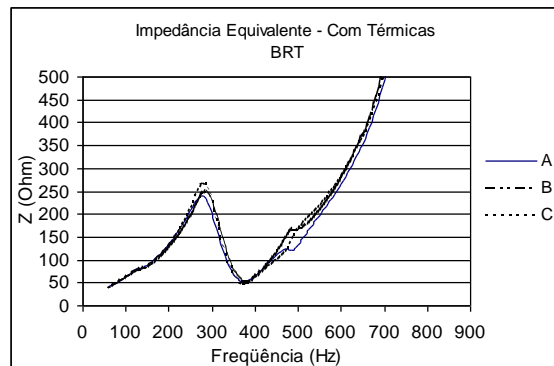
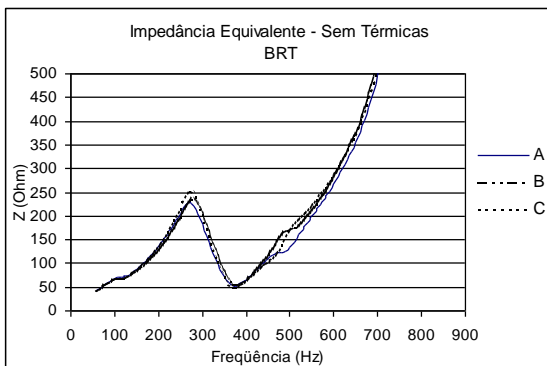
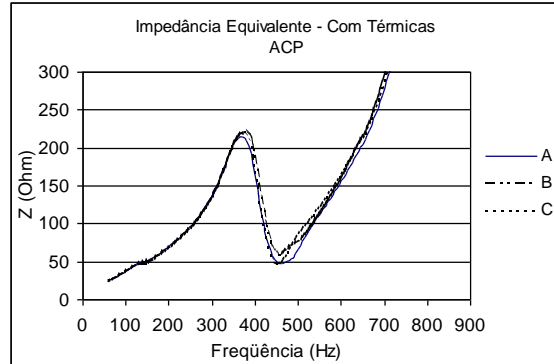
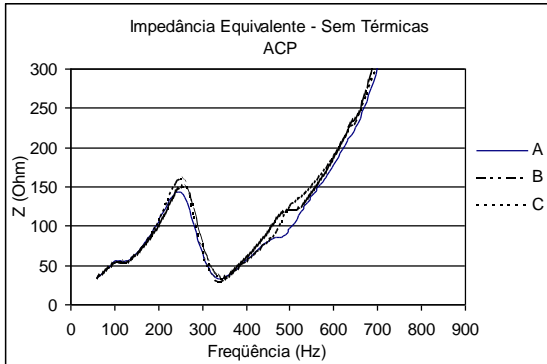
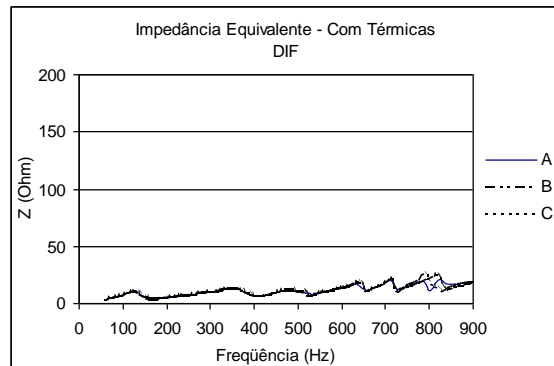
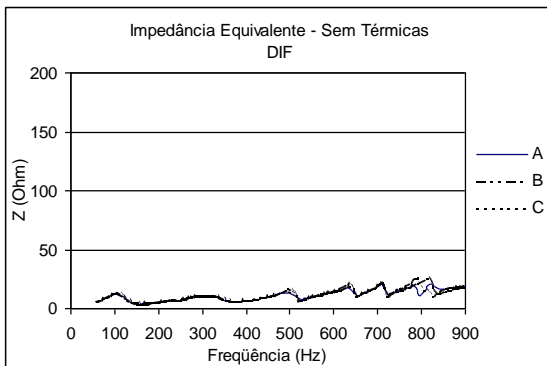
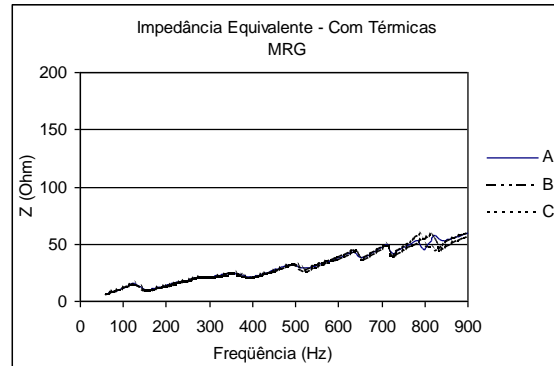
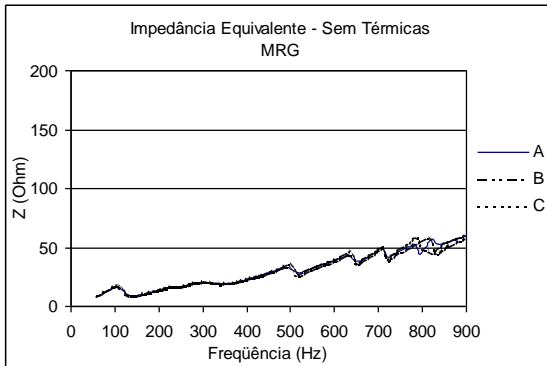
Neste item foram medidas as impedâncias harmônicas de seqüência positiva barras de 69 KV dos transformadores do sistema da COELCE com o objetivo de se verificar a presença de freqüências abaixo de 300 Hz que possam apresentar sobretensões devido à manobra de transformadores ( 120 Hz ) e de banco de Capacitores ( 180 Hz) nessas subestações.

Aplica-se aqui o mesmo exposto no item anterior,ou seja , com e sem a presença das térmicas no sistema.

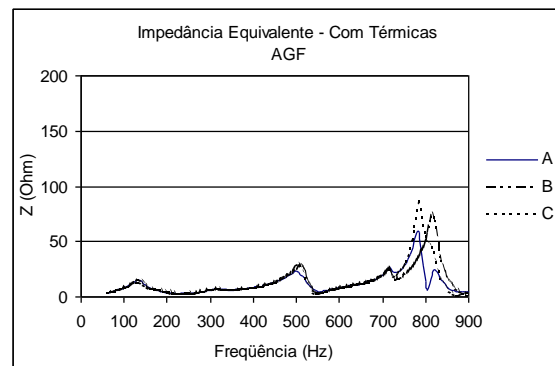
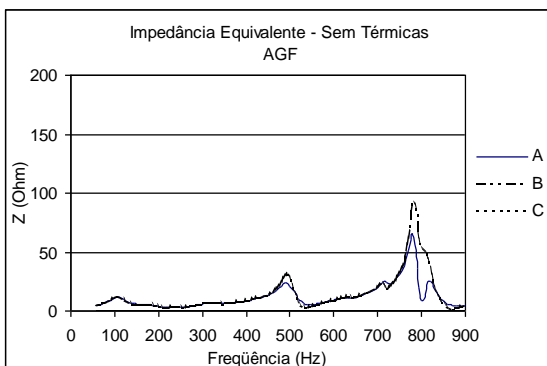
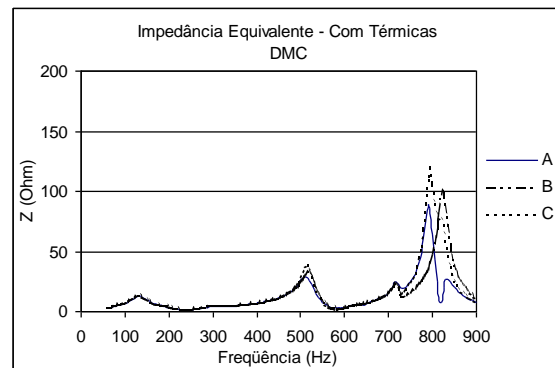
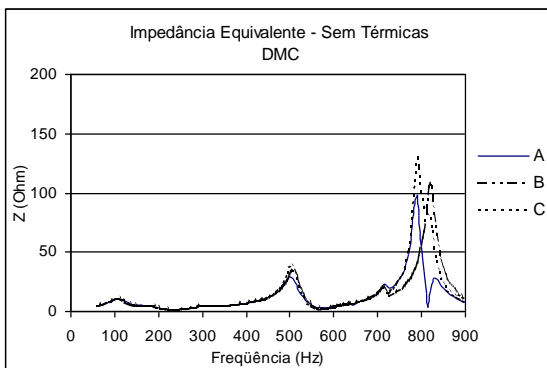
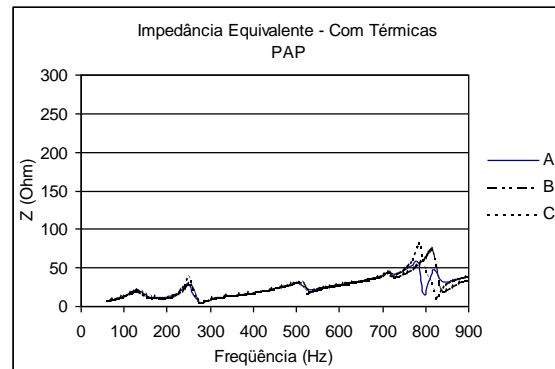
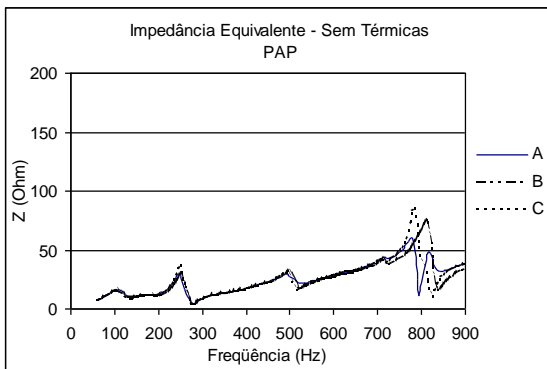
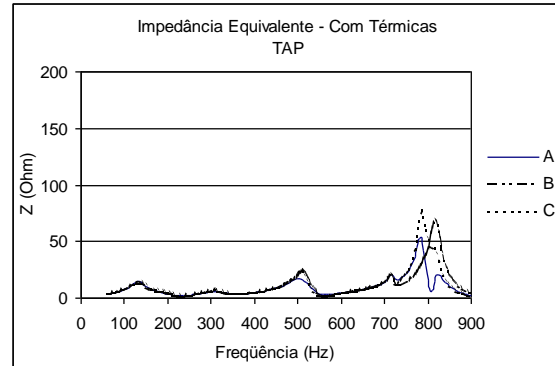
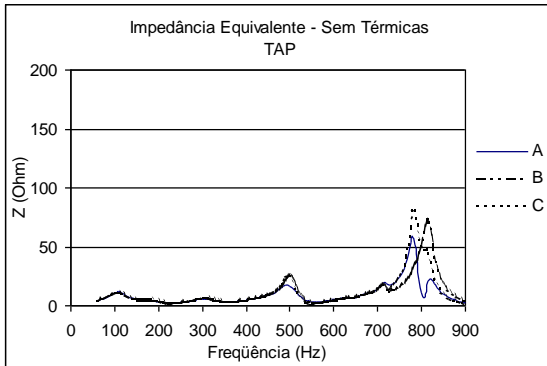


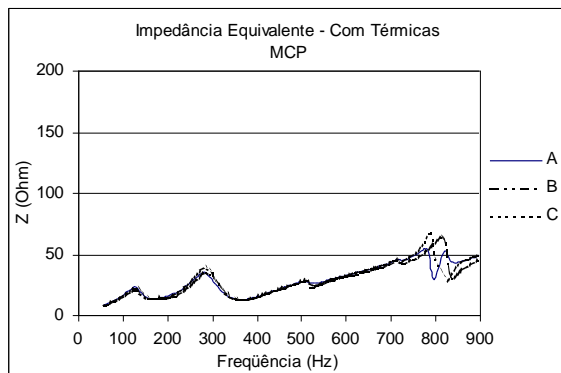
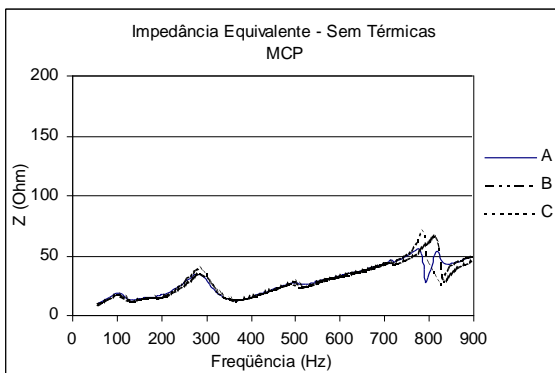
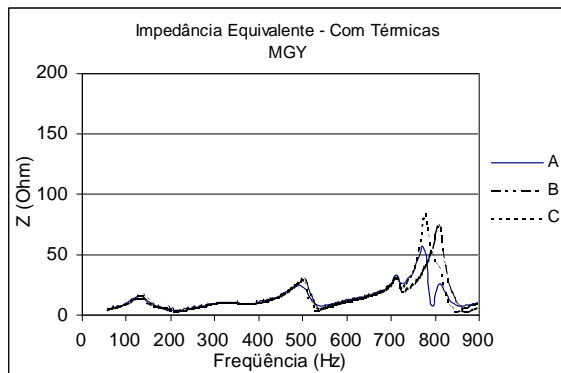
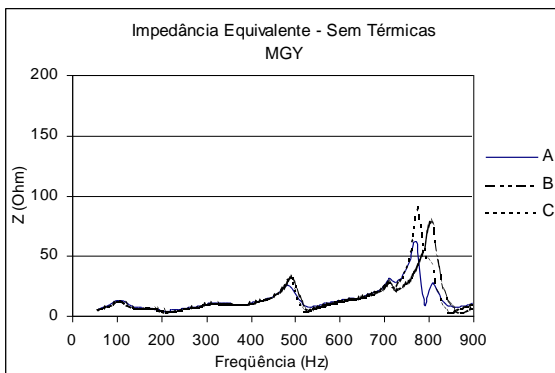
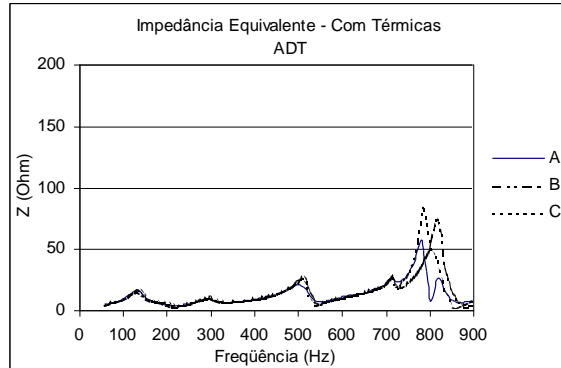
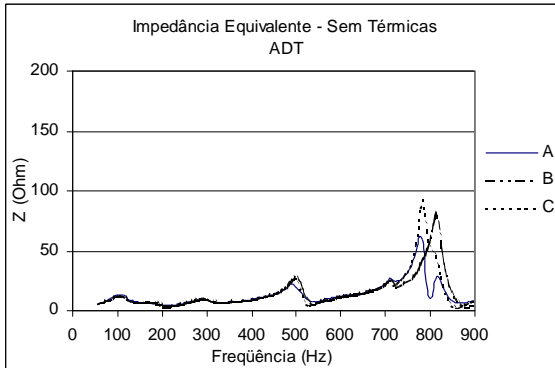
## EIXO DID - 2002



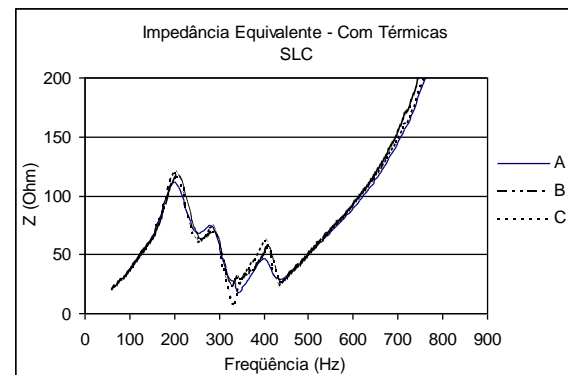
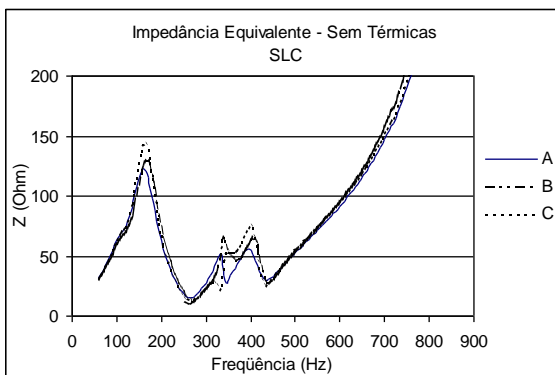
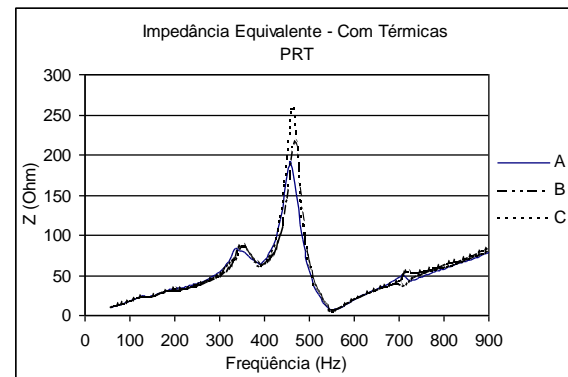
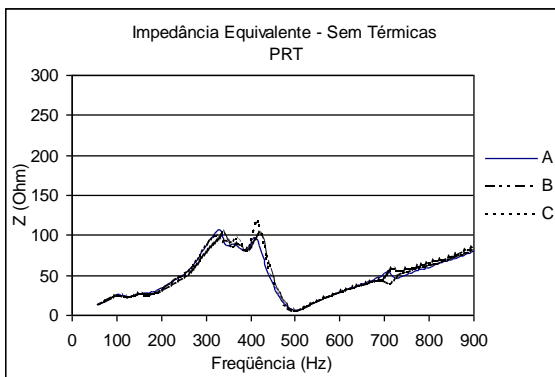
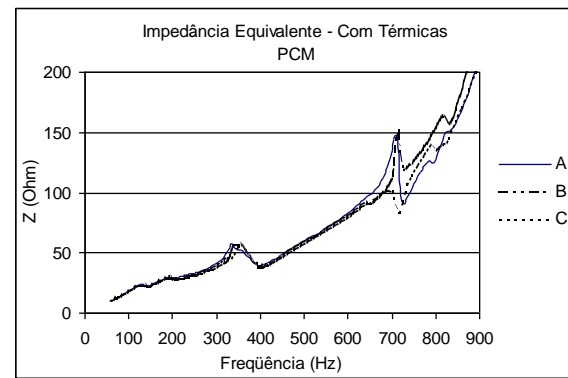
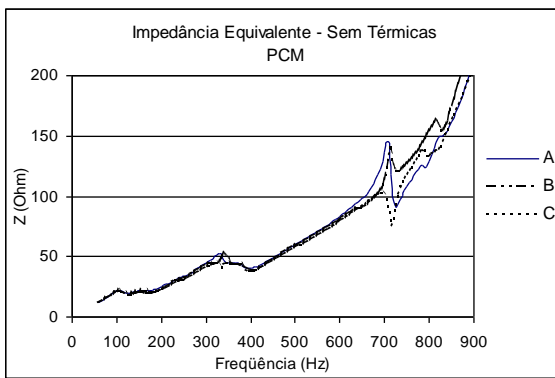
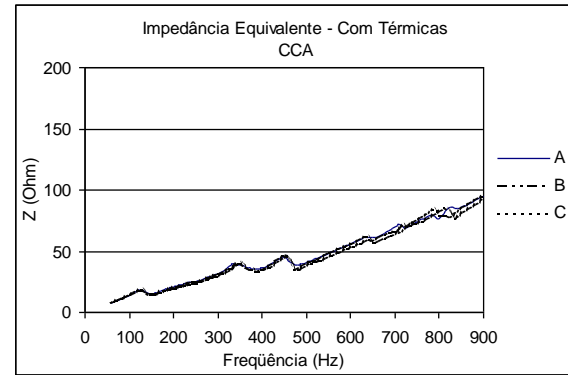
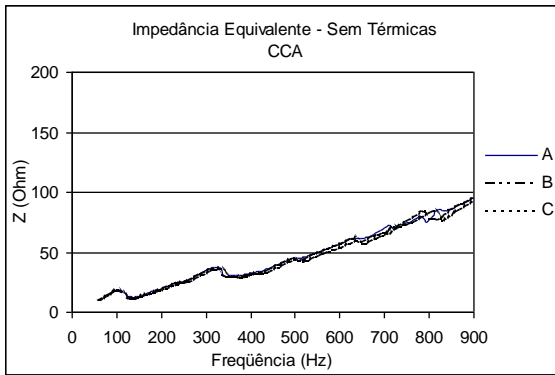


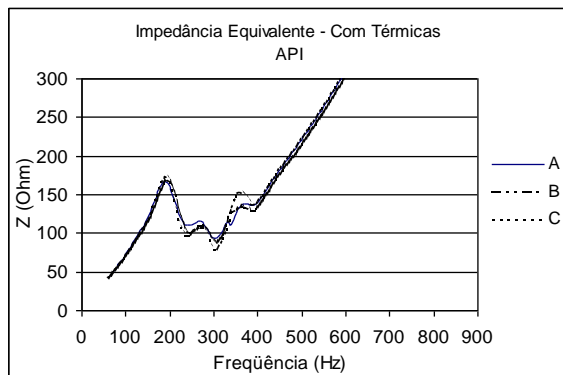
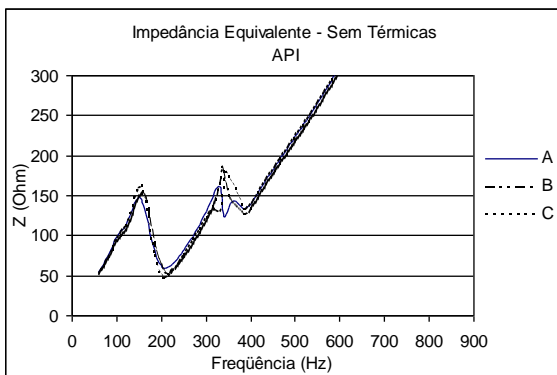
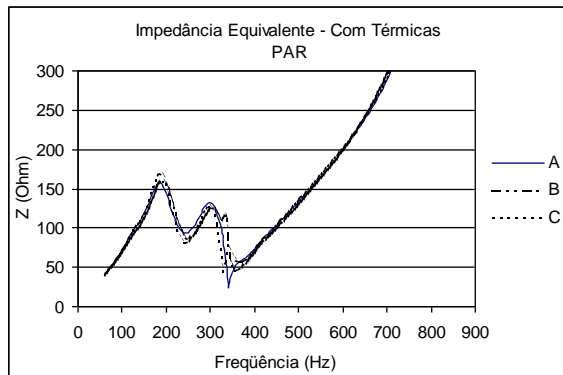
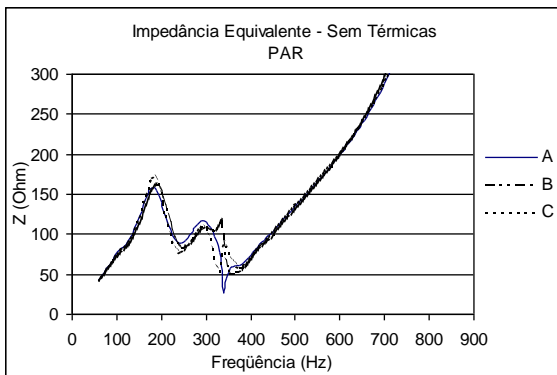
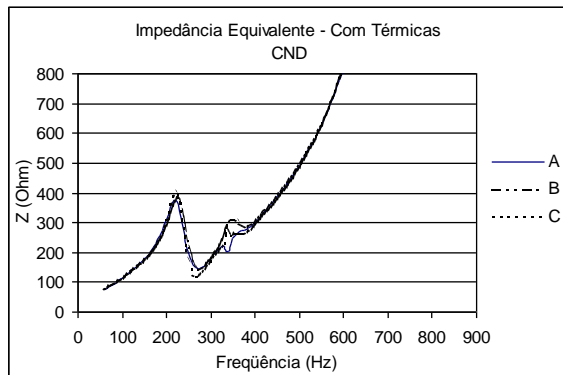
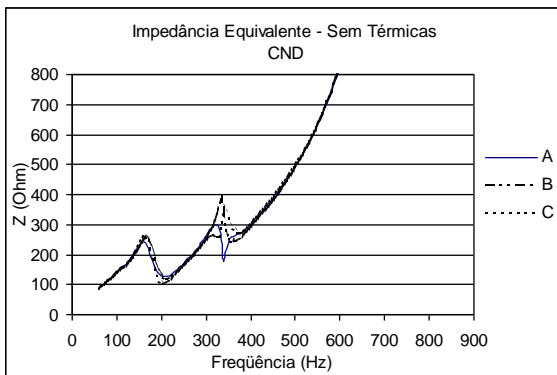
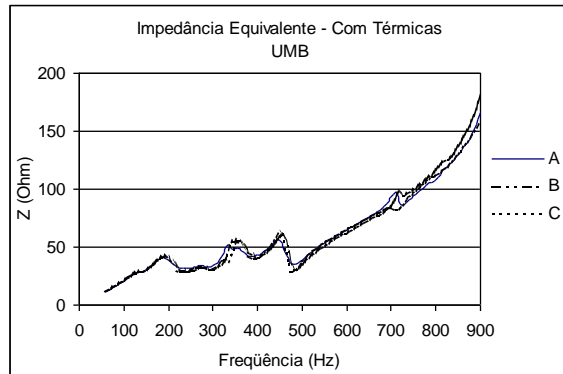
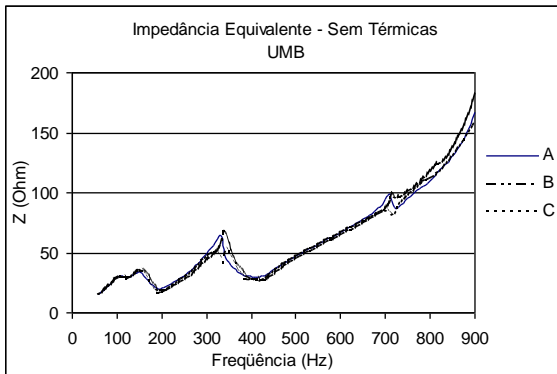
## DELMIRO GOLVEIA – 2002

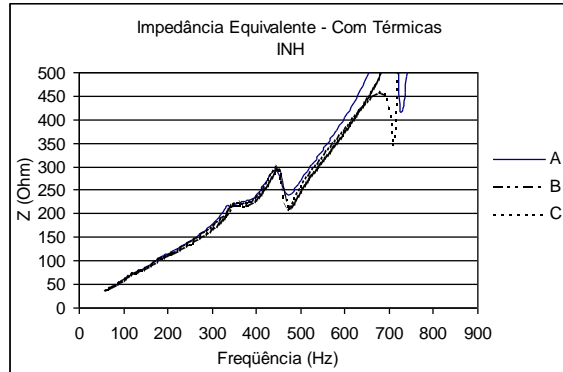
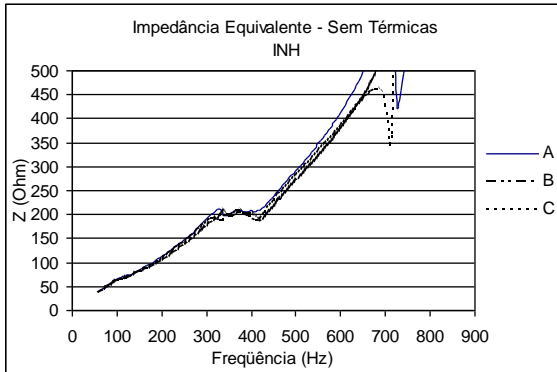




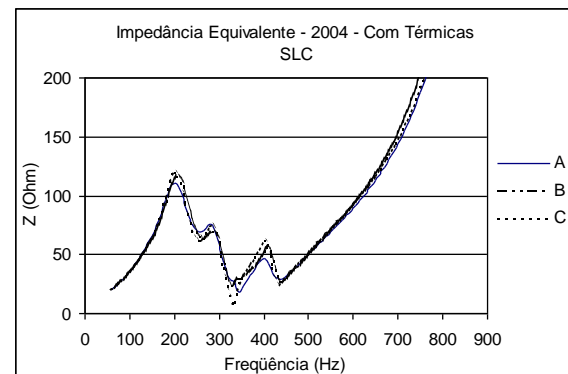
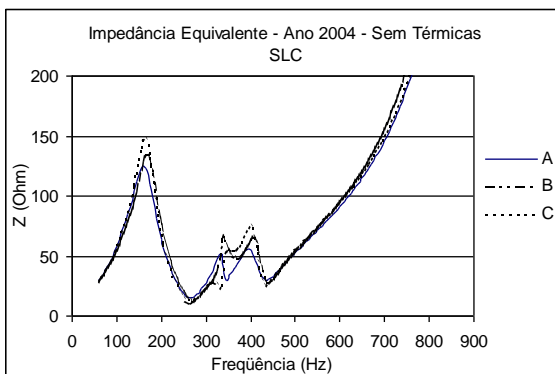
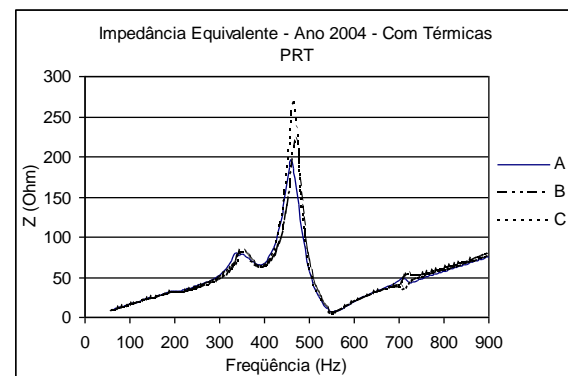
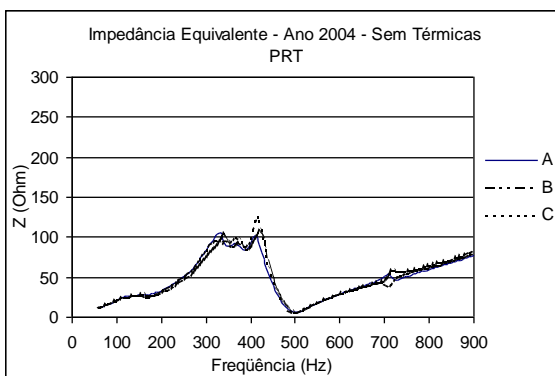
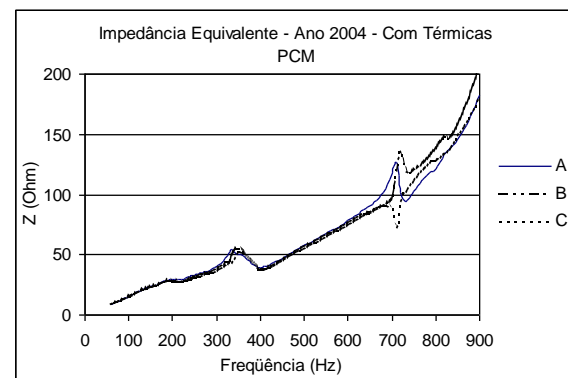
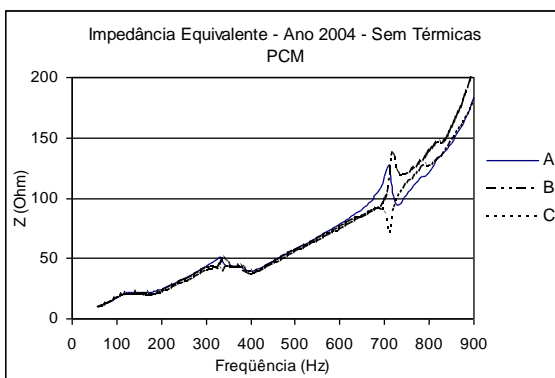
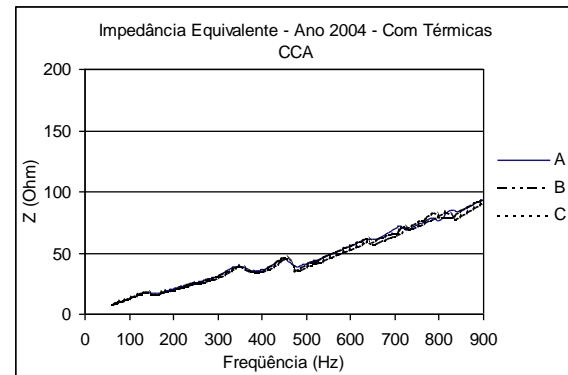
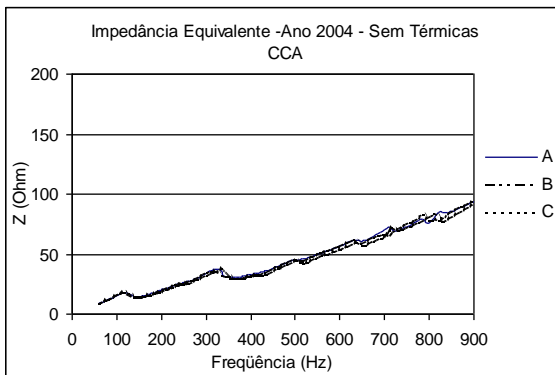
## CAUÍPE - 2002



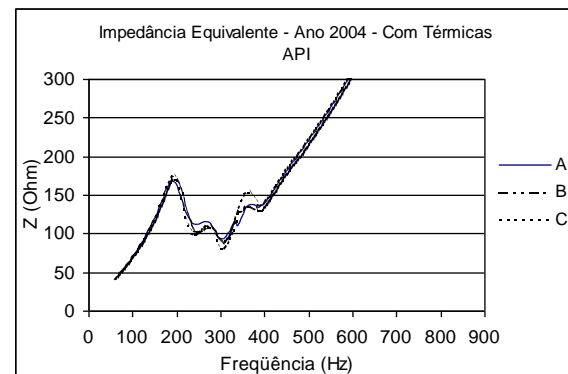
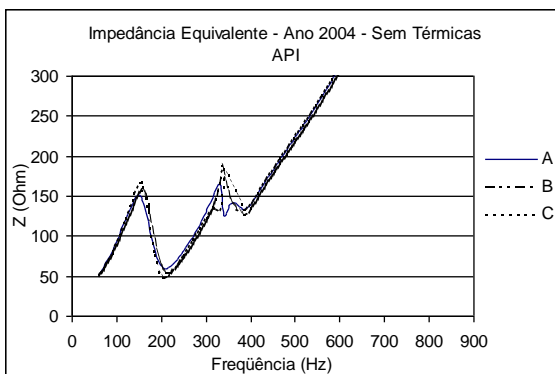
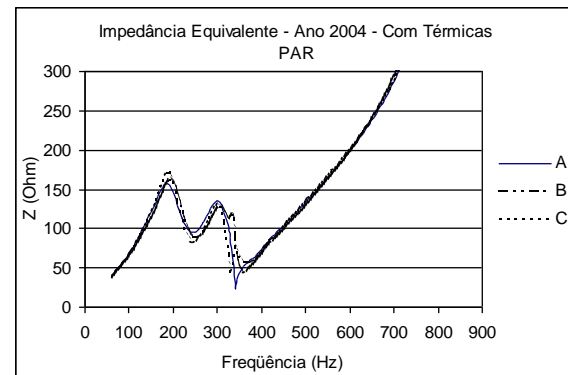
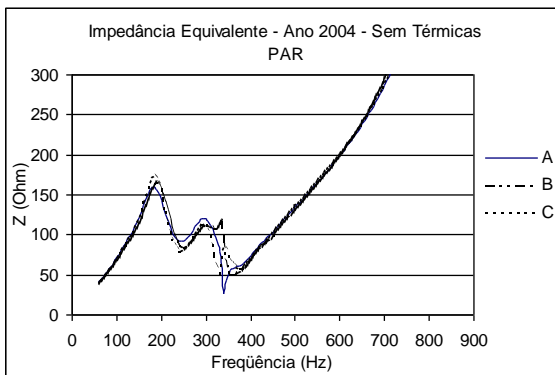
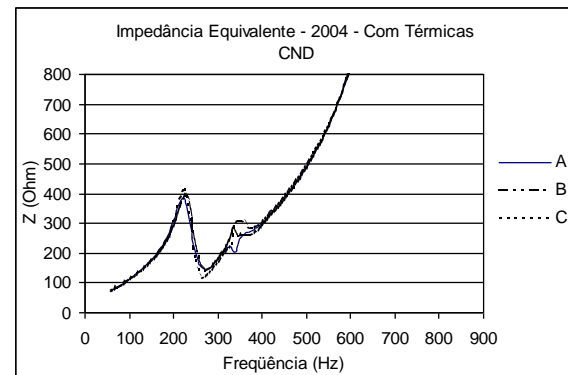
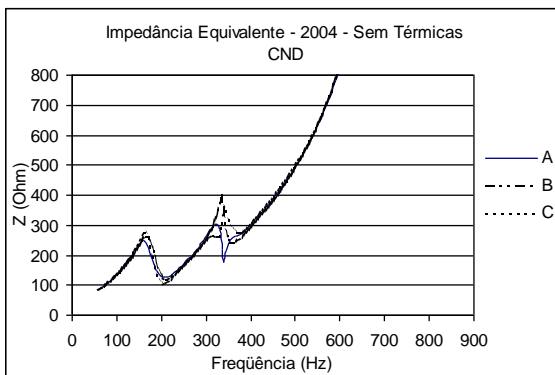
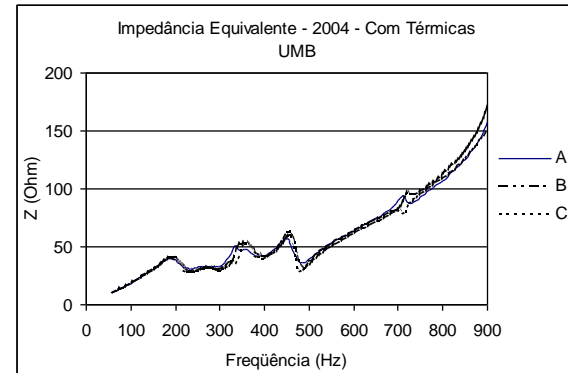
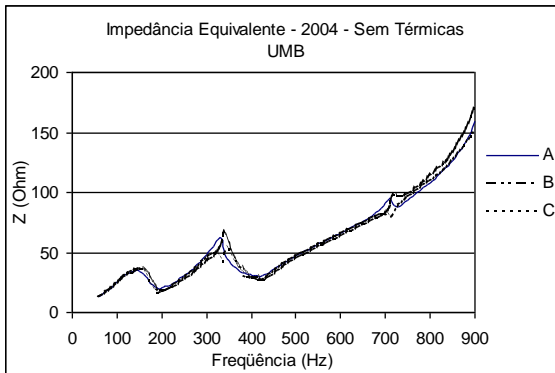


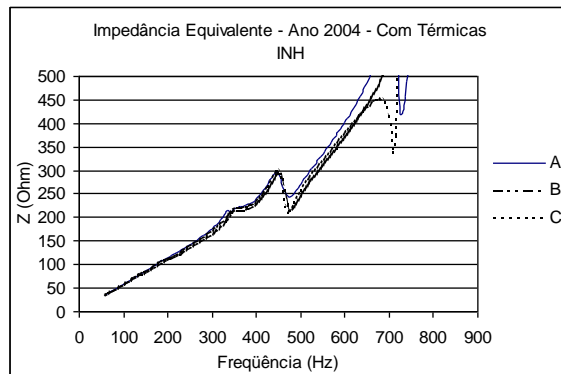
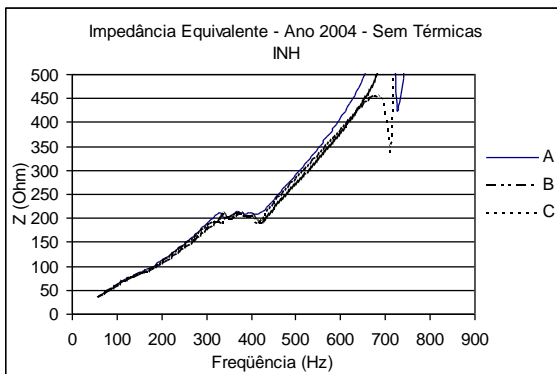


## CAUÍPE - 2004









## 5 – Conclusões e comentários sobre os resultados obtidos.

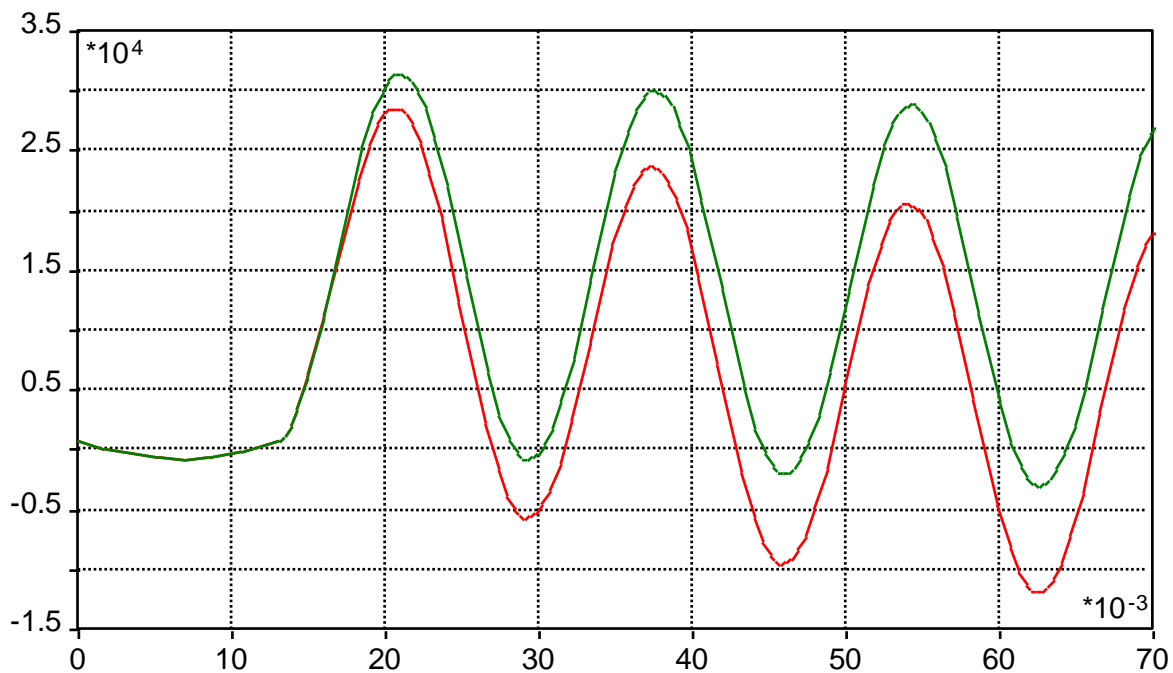
- Para a condição de Energização dos Transformadores da Breitener obteve-se em algumas situações correntes elevadas de Inrush em torno de 8000 A. Entretanto essa condição não apresentou perfis de sobretensões significativas tanto no setor de 230 como no de 69 KV, não havendo partida de para-raios tanto para a condição de energização em condições normais como em defeito.

- Com relação as solicitações mecânicas nos transformadores pode-se dividir as conclusões em duas partes :

**Por Corrente :** As tabelas mostradas no item 4.2 comprovam que os valores obtidos para as piores condições operativas, ou seja, tensão de defeito passando pelo zero, curto franco, e resistência zero dos transformadores no modelo utilizado no ATP, apresentaram uma variação de no máximo 5% na SE TA1 com os demais valores dentro do máximo permitido. Os valores acima do permitido obtido nas SE'S DMC,AG1 e MG3 indicados em vermelho nas tabelas com e sem as térmicas mostram valores muito pouco acima dos mesmos além de terem sido obtidos com todas as condições operativas mais desfavoráveis possíveis conforme listado acima.

Somente como exemplo podemos capturar as SE'S AG1 e MG3 que foram as duas subestações da COELCE que apresentaram superação em seus transformadores após a entrada das térmicas no sistema. Vamos simular para as mesmas condições a inserção de resistência de valor de 0.5 % nos transformadores. A seguir é apresentado o gráfico e as tabelas obtidas das mesmas.

Figura comparativa para o caso 2002 – Com térmicas – Considerando-se ou não a resistência do transformador.



RESIST-AG113-FT.pl4: c:ZG113A-AG113A

AG113-FT.pl4: c:ZG113A-AG113A

- Verde : Caso sem resistência .
- Vermelho : Caso com resistência.

**Observar que no caso de resistência nula, além do primeiro pico ser superior ao caso considerando-se resistência série de 0.5% (na base do transformador), existe atenuação significativa da forma de onda.**

Na tabela abaixo são apresentados os resultados dos 4 casos obtidos (Aplicação de defeito franco monofásico e resistência série de 0.5% :

Ano 2002	AG113	28569
	MG313	28328
Ano 2004	AG113	29332
	MG313	29091

Conclusão: Todos os valores calculados se encontram dentro dos critérios.

Esses resultados confirmam literalmente que ao inserimos essas resistências e levarmos em consideração os demais parâmetros como resistência de falta e sua ocorrência em outros instantes diferentes da tensão passando pelo instante zero pode-se concluir que os **transformadores da COELCE não se danificarão por corrente** para as condições do sistema modelado para o estudo.

**Por Tensão :** Os gráficos obtidos para o perfil de impedâncias harmônicas do setor de 69 KV, mostram que os valores baixos de frequência harmônica são uma característica do sistema da COELCE independente da presença ou não das novas usinas térmicas. Essa característica se deve ao excesso de compensação reativa shunt em seu sistema. Em algumas SE'S (CND, ACP e BRT) a presença das usinas térmicas aumentou o valor de  $Z(w)$  dessas subestações em torno de 20% seu valor, entretanto alterando e aumentando ao mesmo tempo sua frequência de ressonância diminuindo assim a possibilidade de problemas operativos devido à manobra de transformadores e de banco de capacitores.

Apresentam-se portanto com potenciais problemas operativos devido à manobras de transformadores ( 120 hz) e de banco de capacitores ( 180 Hz) as seguintes subestações listadas abaixo: (Frequências iguais ou menores do que a frequência de 300 hz tomada como limite superior );

SE'S :

PIC -

JMA -

ACP -

MCP -

SLC - ●●●(Abaixo de 200 Hz)

CND -

PAR - ●●●(Abaixo de 200 Hz)

API - ●●●(Abaixo de 200 Hz)

CND -

Por fim como sugestão o estudo recomenda uma análise de suporte de reativos das máquinas das usinas térmicas que estão entrando no sistema como uma boa alternativa à substituição de alguns bancos de capacitores shunt no sistema COELCE, principalmente nas SE'S listadas acima.

#### **Elaboradores do Relatório :**

Eng. Dr Alberto Bianchi Junior – Powerhouse ( abph@terra.com.br)

Eng. Dr Francisco Antonio Reis Filho – Powerhouse ( farfilho@ig.com.br)

Eng. Eduardo Ferrari ( Ms.C) – Powerhouse ( edu@pea.usp.br)

Eng. Nelson Matsuo (Ms.C) – Powerhouse ( matsuonm@usp.br)

