

TESE

1160

FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

**Esquemas Tarifários Jaturando
os Excedentes de Potências Não-Ativas**

CLÁUDIO CASTRO PRADO

ITAJUBÁ, DEZEMBRO DE 1999

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESQUEMAS TARIFÁRIOS FATURANDO OS EXCEDENTES DE POTÊNCIAS NÃO-ATIVAS

Por

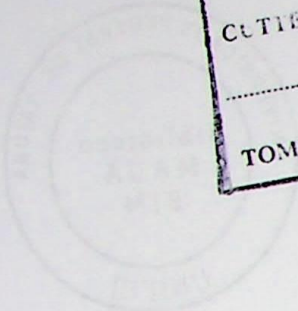
Cláudio Castro Prado

Dissertação de Mestrado submetida à ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
como requisito para obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador : Prof. Dr. Hector Arango
Co-orientador : Prof. Dr. José Policarpo Gonçalves de Abreu

Itajubá, dezembro de 1999

CLASS. 621.3.018.3.003.1 (043.2)
CUTTER. P 896 e
TOMBO. 1160



ESQUEMAS TARIFÁRIOS
FATURANDO OS EXCEDENTES
DE POTÊNCIAS NÃO-ACTIVAS

Claudio Castro Frede

Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Orientador: Prof. Dr. Hector Arango
Co-orientador: Prof. Dr. José Roberto Gonçalves da Silva

621.3.018.3.003.1(043.2)
P896e

Prado, Cláudio Castro.
Esquemas tarifários faturando os excedentes de potências não-ativas / por Cláudio Castro Prado ; orientado por Hector Arango e co-orientado por José Policarpo Gonçalves de Abreu. -- Itajubá, MG : EFEI, 1999.

164 p. il.

Dissertação (mestrado) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

1. Harmônicos. 2. Distorção harmônica.
3. Tarifação. 4. Simulações. I. Arango, Hector, orient. II. Abreu, José Policarpo G., co-orient.
III. Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
IV. Título.

Agradecimentos

A Deus e aos meus pais, Leônidas e Otília, pela vida, apoio, incentivo, compreensão e amor acima de tudo.

Ao Professor Dr. Hector Arango pela compreensão, atenção e pelas sugestões tão acertadas nos momentos imprescindíveis. Por sua sabedoria e simplicidade que em muito contribuíram com minha formação e o desenvolvimento deste trabalho. Pela amizade e oportunidades oferecidas.

Ao Professor Dr. José Polcarpo Gonçalves de Almeida pela compreensão e atenção no longo dos anos, transmitindo conhecimentos e sabedoria. E principalmente por acreditar na conclusão deste trabalho.

Ao Dr. Sérgio Lúcio Salamea Castel, coordenador do Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica, pelo apoio e oportunidades oferecidas.

Ao colega Nelson Masukazu Matsuo pelo apoio e incentivo.

Aos professores da EPEI que, de uma forma ou de outra, contribuíram com este trabalho, sendo merecedoras de reconhecimento e agradecimento. Em especial aos professores Dr. Angelo J. J. Passik, Dr. Roberto Toledo L. Amabile, Dr. Nery de Oliveira Junior e Mac. Valberto F. Silva.

As minhas tias Gláucia e Dirci, aos meus primos João, José, Maria, Francisco, Cláudio Jr. e Otávio, pelo apoio, pelo incentivo e por terem proporcionado uma boa estadia durante minha estadia no Estado de Minas.

Aos meus tios Eugênio e Suemi pela acolhida em São Paulo, pelo apoio, pelo carinho e pelas palavras amigas que tanto me ajudaram.

Aos funcionários da EPEI por sua atenção e atenção, em especial à Cristina Silva e Carlos Alberto Santos.

Aos colegas e amigos da Universidade de Araraquã e do CED-IEE-USP.

A todos os colegas que compartilharam desses períodos de sacrifício e esforço pessoal.

Aos professores Josélio Silva e José Carlos de Jesus, pelo muito prazer e tanto como sempre.

Dedico este trabalho a todos aqueles que me mostraram que a vida não é um sonho. Ela deve ser vivida um dia após o outro. Contudo, não deixarei de sonhar com o amanhã.

Agradecimentos

A Deus e aos meus pais, Leônidas e Diva, pela vida, apoio, incentivo, compreensão e amor acima de tudo.

Ao Professor Dr. Hector Arango pela compreensão, atenção e pelas sugestões tão acertadas nos momentos imprescindíveis. Por sua sabedoria e simplicidade que em muito contribuíram com minha formação e o desenvolvimento deste trabalho. Pela amizade e oportunidades oferecidas.

Ao Professor Dr. José Policarpo Gonçalves de Abreu pela compreensão e atenção ao longo dos anos, transmitindo conhecimentos e sabedoria. E principalmente por acreditar na conclusão deste trabalho.

Ao Dr. Sérgio Lúcio Salomon Cabral, coordenador do Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica, pelo apoio e oportunidade oferecidos.

Ao colega Nelson Massakazu Matsuo pelo apoio e amizade.

Aos professores da EFEI que, de uma forma ou de outra, contribuíram com este trabalho, sendo merecedores de homenagem e reconhecimento. Em especial aos professores Dr. Ângelo J. J. Resek, Dr. Antônio Tadeu L. Almeida, Dr. Nery de Oliveira Júnior e Msc. Valberto F. Silva.

Às minhas tias Dinéia e Dirce, aos meus primos Jean, Lara, Kátia, Francisco, Olavo Jr. e Orlando, pelo apoio, pela amizade e por terem proporcionado meu bem estar durante minha estadia na cidade de Itajubá.

Aos meus tios Eugênio e Suemi pela acolhida em São Paulo, pelo apoio, pelo carinho e pelas palavras amigas que tanto me ajudaram.

Aos funcionários da EFEI por sua atenção e presteza, em especial à Cristina Silva e Carlos Alberto Santos.

Aos colegas e amigos da Universidade de Alfenas e do CED-IEE-USP.

A todos os colegas que compartilharam desse período de sacrifício e esforço pessoal.

Aos professores Jocélio Souza de Sá e Álvaro Pereira Rizzi a quem muito prezo e tomo como exemplos.

Resumo

A busca de alternativas eficientes para conservação de energia deu origem a soluções, na maioria com características não-lineares, que trouxeram consigo uma outra preocupação: qual a interferência que causarão ao sistema e como poderão ser afetadas por perturbações provenientes dele ?

Os sistemas elétricos podem ser bastante afetados pela presença de harmônicos, os quais podem ocasionar uma grande variedade de problemas.

Embora o nível de distorção harmônica de tensão ainda seja baixo na maioria dos sistemas de distribuição, há a proposta de limitar-se as correntes harmônicas dos consumidores, de maneira individual, para que este nível mantenha-se baixo.

Este trabalho apresenta uma proposta de tarifar a potência distorsiva excedente, com um conceito análogo ao definido pela portaria DNAEE-1569/93 para a potência reativa. Esta proposta implica a obtenção de um valor equânime para o “fator de referência distorsivo” de modo a discriminar entre os clientes poluidores (culpáveis) que injetam “ THD_I ” ainda em ausência de “ THD_V ” (cargas não-lineares), e aqueles com cargas lineares (inocentes) cujo “ THD_I ” resulta do “ THD_V ” criado pela reação do sistema à poluição injetada. Embora o fator de potência verdadeiro ou a potência aparente total incluam os efeitos de deslocamento e harmônicos na ocupação total da capacidade do sistema, não permitem fazer distinção entre ambos fenômenos.

Várias idéias têm surgido para incluir, no faturamento da energia, os efeitos de conteúdos harmônicos de cargas que poluem os sistemas abastecedores. A forma apresentada de faturamento está baseada no conceito de ocupação da capacidade do sistema abastecedor quando uma potência ativa é entregue a um cliente.

A ocupação adicional, além da capacidade mínima necessária para entregar a potência ativa, é chamada ocupação supérflua e é cobrada, exceto uma quantia permitida como uma tolerância. Deslocamento e distorção estão separados para propósito de faturamento e a fórmula resultante permite cobrar o excesso de deslocamento e excesso harmônico independentemente, com pesos diferentes.

Abstract

The search for efficient alternatives in energy conservation has generated a paradox in relation to the quality of the energy. Solutions found, in their majority with non linear characteristics, brought a problem with them: what kind of interference will they cause to the system and how can they be affected by disturbances arising from the system?

Electric systems can be affected by the presence of harmonics that can lead to a variety of problems. These problems are generally related to the conditions of resonance in the presence of charges that generates harmonics associated with capacitors to correct the power factor.

Although the level of harmonic distortion of voltage is still low in the majority of the distribution systems, there is a proposal to limit the harmonic currents injection of the consumers in an individual manner in order to maintain the low level.

This work presents the following proposal: to charge the exceeding distortion power, with a concept that is analogous to the one used for the reactive load excess. This proposal implies the definition of a proper value for the "distorsive reference factor " to distinguish between polluter clients (guilty clients) that inject " THD_I " still in the absence of " THD_V " (non-linear loads) and those with linear loads (innocent clients) whose " THD_I " results from the " THD_V " generated by the reaction of the system to the pollution injected. Although the true power factor or the total apparent power includes the effects of the displacement and harmonics in the total occupation of the capacity of the system, it does not permit discrimination between these phenomena.

Many ideas have been given to include the effects of the harmonic contents of charges that pollute the supplying systems in the energy bill. The presented form of billing is based in the concept of occupation of the supplying system's capacity when an active power is delivered to a customer. The extra occupation beyond the minimum capacity needed to deliver the active power is called superfluous occupation and it is charged, with the exception of an amount allowed as tolerance amount. Displacement and distortion are separated for billing purpose and the resulting formula is fitted to charge the displacement excess and the harmonics excess independently by using different weights.

Simbologia

- B – Bônus
- Δ_{SSE} – Diferença percentual entre a potência total e da fundamental
- DENAAE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
- $E_{MÁX}$ – Energia Máxima
- E – Energia Utilizada
- E_{SPF} – Energia Supérflua (Ocupação Supérflua de Capacidade)
- f – Freqüência (Hz)
- IEC – International Electrotechnical Commission
- IEEE – International Electrotechnical and Electronics Engineering
- $i(t)$ – Corrente Instantânea
- $\vec{i}(t)$ – Vetor de Correntes Instantâneas
- I_1 – Corrente Fundamental Eficaz
- I_{1+} – Corrente Fundamental Eficaz de Seqüência Positiva
- I_{1-} – Corrente Fundamental Eficaz de Seqüência Negativa
- I_H – Corrente Harmônica Eficaz
- osc – Ocupação Supérflua do Sistema
- osc_h – Ocupação Supérflua do Sistema, ou ocupação extra do sistema, devido às correntes harmônicas
- OSC – Ocupação Supérflua Global
- $p(t)$ – Potência Ativa Instantânea
- p_{L1} – Perdas na linha devidas a corrente fundamental
- p_{Lh} – Perdas na linha devidas a corrente harmônica
- p_{Lt} – Perdas totais na linha em relação a potência no início do circuito
- P – Potência Ativa Total
- P_1 – Potência Ativa Fundamental
- P_{1+} – Potência Ativa Fundamental de Seqüência Positiva

- P_{I-} – Potência Ativa Fundamental de Seqüência Negativa
- P_H – Potência Ativa Harmônica
- PF_1 – Fator de Potência Fundamental
- PF_a – Fator de Potência de Assimetria
- PF_d – Fator de Potência de Deslocamento Angular
- PF_h – Fator de Potência de Distorção Harmônica
- PF_{ha} – Fator de Potência Harmônico Aproximado
- PF_{PQI} – Fator de Potência obtido do valor correto de potência ativa total e de potência reativa igual à de deslocamento (fundamental)
- P_{tot} – Potência Ativa Total no conversor, na instalação, no conjunto e no circuito
- P_{Lt} – Perdas Totais na Linha
- PF_t – Fator de Potência Verdadeiro no conversor, na carga linear, no conjunto, no circuito primário e na subestação
- Q – Potência Reativa Total
- Q_1 – Potência Reativa Fundamental
- R_{CC} – Resistência de Curto Circuito
- R_{DC} – Resistência para Corrente Contínua
- RF_1 – Fator de Referência Fundamental
- RF_a – Fator de Referência de Assimetria
- RF_d – Fator de Referência de Deslocamento Angular
- RF_h – Fator de Referência de Distorção Harmônica
- R_{ph} – Potência Harmônica por Unidade de Potência Ativa
- RP_{Lh} – Perda na Linha por Potência Ativa
- R_{TR} – Resistência do Transformador
- S – Potência Aparente Sistêmica ou Equivalente
- SAD_I – Desvio Assimétrico Senoidal de Corrente
- SAD_P – Desvio Assimétrico Senoidal de Potência

SAD_V	– Desvio Assimétrico Senoidal de Tensão
TE_t	– Tarifação de Excedente global
TE_d	– Tarifação de Excedente de deslocamento
TE_h	– Tarifação de Excedente harmônico
TE_{PQI}	– Tarifação de Excedente global com base no PF_{PQI}
THD	– Distorção Harmônica Total
THD_I	– Distorção Harmônica Total de Corrente
$THDR$	– Distorção Harmônica Total de Referência
THD_V	– Distorção Harmônica Total de Tensão
$v(t)$	– Tensão Instantânea
$\underline{v}(t)$	– Vetor de Tensões Instantâneas
V_1	– Tensão Fundamental Eficaz
V_{1+}	– Tensão Fundamental Eficaz de Seqüência Positiva
V_{1-}	– Tensão Fundamental Eficaz de Seqüência Negativa
V_a	– Tensão Eficaz (Módulo) da Fase A
V_b	– Tensão Eficaz (Módulo) da Fase B
V_c	– Tensão Eficaz (Módulo) da Fase C
\dot{V}_A	– Fator Representativo da Tensão da Fase A
\dot{V}_B	– Fator Representativo da Tensão da Fase B
\dot{V}_C	– Fator Representativo da Tensão da Fase C
V_H	– Tensão Harmônica Eficaz
X	– Potência Excedente
X_I	– Reatância na Freqüência Fundamental
X_{CC}	– Reatância de Curto Circuito
X_{TR}	– Reatância do Transformador
Y_{THD}	– Admitância Harmônica Equivalente
Z_{AT}	– Impedância do Sistema de Alta Tensão

- Z_{TR} – Impedância do Transformador
- μ_r – Permeabilidade Relativa do Condutor Cilíndrico
- ΔE – Variação de Energia ou Energia Perdida

Sumário

Agradecimentos

Resumo

Abstract

Sinopse

Sumário

Capítulo 1 – Introdução

- 1.1 – Considerações Iniciais 01
- 1.2 – Objetivo e Escopo 02
- 1.3 – Descrição do Texto 03

Capítulo 2 – Conceitos Básicos em Sistemas Elétricos com Sinusóides

- 2.1 – Introdução 04
- 2.2 – Harmônicas 05
 - 2.2.1 – Fórmula de Fourier 05
 - 2.2.2 – Valor eficaz de uma quantidade elétrica periódica em forma senoidal 06
 - 2.2.3 – Valor eficaz de uma quantidade elétrica periódica em forma senoidal 07
 - 2.2.4 – Distorção Harmônica Total 08
 - 2.2.5 – Distorção Harmônica Individual 09
 - 2.2.6 – Espaço de Frequência 10
- 2.3 – Deslocamentos 11
- 2.4 – Cargas Não-Lineares 12
- 2.5 – Medição 13
- 2.6 – Fichas de Medição e os Distúrbios 14

Capítulo 3 – Novas Definições Propostas de Potência

- 3.1 – Introdução 15
- 3.2 – Linha de Referência Geral de Potência Proposta 16
- 3.3 – Significado do Fator de Potência na Teoria Clássica 17
- 3.4 – Expressões Analíticas do Fator de Potência 18
- 3.5 – Expressões Práticas do Fator de Potência 19
- 3.6 – Fator de Distorção Harmônica e de Assimetria 20

Esquemas Tarifários

Faturando a Potência Harmônica Excedente

Por Cláudio Castro Prado

Sumário

	Página
Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract	iii
Simbologia	iv
Sumário	viii
Capítulo 1 – Introdução	
1.1 – Considerações Iniciais	01
1.2 – Objetivo e Escopo	02
1.3 – Descrição do Texto	03
Capítulo 2 – Conceitos Básicos em Sistemas Elétricos com Distorções	
2.1 – Introdução.....	04
2.2 – Harmônicos	04
2.2.1 - Fórmula de Fourier	05
2.2.2 - Valor eficaz de uma quantidade alternada monofásica não senoidal	05
2.2.3 - Valor eficaz de uma quantidade alternada trifásica não senoidal	05
2.2.4 - Distorção Harmônica Total	06
2.2.5 - Distorção Harmônica Individual	07
2.2.6 - Espectro de Freqüência	07
2.3 – Desequilíbrios	08
2.4 – Cargas Não-Lineares	12
2.5 – Medição	15
2.6 – Problemas Relacionados aos Harmônicos	16
Capítulo 3 – Novas Definições Práticas da Potência	
3.1 – Introdução	18
3.2 – Uma definição Geral do Fator de Potência	18
3.3 – Significado do Fator de Potência na Tarifa Elétrica	20
3.4 – Expressões Analíticas do Fator de Potência	22
3.5 – Expressões Práticas do Fator de Potência	23
3.6 – Fator de Distorção Harmônica e de Assimetria	24

Capítulo 4 – Tarifas Responsivas à Qualidade de Fornecimento	
4.1 – Introdução	27
4.2 – A Tarifação da Qualidade Praticada no Brasil	28
4.3 – Proposta de Faturamento.....	30
4.4 – Discriminação Das Responsabilidades Sobre a Ocupação Supérflua	33
4.4.1 - Determinação do Fator de Referência Para Potência Distorcida Excedente	34
4.5 – Admitância Equivalente de Distorção	35
Capítulo 5 – Simulações Para Tarifação de Ondas Distorcidas	
5.1 – Introdução	37
5.2 – Conceitos Básicos Sobre as Grandezas Elétricas	38
5.2.1 - Ocupação Supérflua da Capacidade do Sistema e Formas de Tarifação	38
5.2.2 - Perdas Harmônicas × Ocupação Supérflua da Capacidade do Sistema	39
5.2.3 - Tarifação do Excedente	39
5.2.3.1 - Formas de Tarifação	
a) Tarifação Global	40
b) Tarifação Desagregada	40
5.2.3.2 - Restrição Pela Admitância Equivalente de Distorção ...	41
5.3 - Metodologia de Estudo	42
5.3.1 - Modelamentos Usados Nas Simulações	42
5.3.1.1 - Sistema de Alta Tensão	43
5.3.1.2 - Transformador	43
5.3.1.3 - Capacitor	43
5.3.1.4 - Linha de Distribuição Primária (Aérea)	44
a) Influência da Capacitância	44
b) Efeito Pelicular	47
5.3.1.5 - Cargas Passivas	48
5.3.1.6 - Cargas Não-Lineares	51
5.3.1.7 - Verificação De Carga Passiva Sob Tensão Distorcida .	51
a) Consumidor sem compensação reativa	52
b) Consumidor com compensação reativa no secundário do transformador	52
5.4 - Simulações	53
5.4.1 - Configurações Usadas Nas Simulações	54
5.4.2 - Casos Simulados	55
5.4.3 - Exemplos Ilustrativos	57
5.4.3.1 - Exemplo 1	57
5.4.3.2 - Exemplo 2	59

Capítulo 6 – Resultados das Simulações	
6.1 - Resultados Obtidos	61
6.2 - Análise dos Resultados	63
6.2.1 - Tarifação Global	63
6.2.1.1 - Conversor	64
6.2.1.2 - Carga Linear	65
6.2.1.3 - Conjunto: Conversor + Carga Linear	67
6.2.2 - Tarifação Desagregada	67
6.2.2.1 - Conversor	67
6.2.2.2 - Carga linear	68
6.2.2.3 - Conjunto: Conversor + Carga Linear	68
6.2.3 - Valores de YTHD	69
6.2.4 - Fator de potência harmônico aproximado	69
6.2.5 - Influência dos modelos de carga linear	70
6.2.6 - Sistema de medição atual em relação aos harmônicos	70
Capítulo 7 – Conclusões	72
Bibliografia	75
Apêndice A – Curvas Características de Cargas Não-Lineares	78
Apêndice B – Parâmetros das Simulações	103
Apêndice C – Resultados Gráficos das Simulações	111
Apêndice D – Arquivo Utilizado Para Simulação	139

Capítulo 1 – Introdução

1.1 - Considerações Iniciais

Da mesma forma que a parte não-linear das cargas do sistema elétrico continua a crescer, cresce também a preocupação em relação aos níveis de distorções harmônicas. Equipamentos eletrônicos vêm sendo intensamente utilizados em instalações comerciais, que mais e mais estão empregando acionamentos de velocidade variável nos sistemas de climatização. Indústrias utilizam controles eletrônicos e também os acionamentos, com o objetivo de incrementar a conservação de energia e a automação dos processos. Nas residências também ocorre o avanço das cargas não-lineares, como lâmpadas fluorescentes compactas, “dimmers”, aquecedores com acionamento eletrônico, computadores, eletrodomésticos (como televisores e microondas) e aparelhos de ar condicionado. Existe ainda a perspectiva de que num futuro próximo, sejam utilizados em larga escala, carregadores de baterias para veículos elétricos [10; 25]. Como sua concessionária responde aos problemas resultantes deste aumento cada vez maior das cargas não-lineares ?

A busca de alternativas eficientes para conservação de energia gerou um certo paradoxo ao que tange a qualidade da energia. As soluções encontradas, na maioria com características não-lineares, trouxeram consigo uma outra preocupação: qual a interferência que causarão ao sistema e como poderão ser afetadas por perturbações provenientes dele ?

Os sistemas elétricos podem ser bastante afetados pela presença de harmônicos, os quais podem ocasionar uma grande variedade de problemas. Geralmente estão relacionados às condições de ressonância na presença de cargas geradoras de harmônicos associadas com capacitores para correção do fator de potência [13; 20]. Quais as recomendações para se lidar com esses problemas ?

Embora o nível de distorção harmônica de tensão ainda seja baixo na maioria dos sistemas de distribuição, há a proposta de limitar-se as correntes harmônicas dos consumidores, de maneira individual, para que este nível mantenha-se baixo.



1.2 - Objetivo e Escopo

Diante da realidade atual em que convivemos com sistemas elétricos onde os níveis de tensões e correntes distorcidas são significativos e diante da perspectiva de aumento desses níveis, faz-se necessário estabelecer formas de controle de distorções harmônicas [23].

Este trabalho apresenta uma proposta de tarifar a potência distorsiva excedente, com um conceito análogo ao definido pela portaria DNAEE-1569/93 para a potência reativa. Esta proposta implica a obtenção de um valor equânime para o “fator de referência distorsivo” de modo a discriminar entre os clientes poluidores (culpáveis) que injetam “ THD_I ” ainda em ausência de “ THD_V ” (cargas não-lineares), e aqueles com cargas lineares (inocentes) cujo “ THD_I ” resulta do “ THD_V ” criado pela reação do sistema à poluição injetada.

Várias idéias têm surgido para incluir, no faturamento da energia, os efeitos de conteúdos harmônicos de cargas que poluem os sistemas abastecedores. A forma apresentada de faturamento está baseada no conceito de ocupação de capacidade do sistema abastecedor quando uma potência ativa é entregue a um cliente. A ocupação adicional além da capacidade mínima necessária para entregar a potência ativa é chamada ocupação supérflua e é cobrada, exceto uma quantia permitida como uma tolerância.

A proposta mantém deslocamento e distorção separados para fins de faturamento e a fórmula resultante permite cobrar o excesso de deslocamento e excesso harmônico independentemente, com pesos diferentes. Esta maneira permite a prática de preços distintos para cada tipo de efeito, bem como ao consumidor saber a causa da cobrança extra [1; 2; 19].



1.3 - Descrição do Texto

No Capítulo 1 são apresentadas as razões que motivaram a pesquisa deste tema de dissertação de mestrado, bem como seu desenvolvimento.

No Capítulo 2 é discutida a conceituação em sistemas elétricos distorcidos, é apresentada a teoria de componentes harmônicos e são apresentadas as cargas especiais mais encontradas, assim como gráficos exemplificando as distorções provocadas pelas mesmas. São apresentados também os métodos para diagnóstico dos harmônicos e medição das componentes, ressaltando as dificuldades existentes nos medidores eletromecânicos (tipo indução).

No Capítulo 3 são apresentadas novas definições de potência e os conceitos básicos sobre as grandezas relacionadas com a tarifação.

No Capítulo 4 é apresentada a proposta de tarifar a potência distorsiva excedente.

No Capítulo 5 são apresentados a metodologia e o modelamento utilizados para o estudo do “fator de referência distorsivo” através de simulações realizadas em computador, com o objetivo de comparar a tarifação proposta à existente e verificar as características para escolha do “fator de referência” apropriado.

O Capítulo 6 apresenta os resultados das simulações bem como uma análise de alguns casos.

No Capítulo 7 estão os comentários conclusivos do trabalho e propostas para sua continuidade.

O Anexo A contém exemplos de curvas características da corrente de algumas cargas não-lineares comumente encontradas, mostrando seu conteúdo harmônico.

O Anexo B mostra os diversos casos estudados, assim como os parâmetros e variações utilizados nas simulações.

O Anexo C contém os resultados gráficos obtidos com a simulação de um dos modelos de carga.

No Anexo D encontra-se a listagem de um dos modelos matemáticos utilizados nas simulações.



Capítulo 2 – Conceitos Básicos em Sistemas Elétricos com Distorções

2.1 - Introdução

Sobretensões, impulsos, afundamentos e interrupções momentâneas são, em geral, distúrbios de curta duração mas podem se tornar intermitentes. Cargas desequilibradas podem proporcionar um desequilíbrio dos níveis de tensão dos sistemas, quando estão em operação. Cargas lineares podem produzir um defasamento ou deslocamento (capacitâncias e indutâncias) enquanto que cargas não-lineares podem produzir uma perturbação [3; 24].

Do ponto de vista dos distúrbios elétricos, pode-se dividir as cargas dos sistemas CA basicamente em três classes : as que não perturbam, as que são vítimas dos problemas de qualidade da energia e as que causam problemas. Em geral, as cargas lineares pertencem à primeira classe (não perturbadoras), as cargas reativas podem ser encontradas em todas as três e as não-lineares se encontram nas duas últimas classes [5].

Juntamente com o crescimento da utilização de cargas não-lineares, por parte dos consumidores, pode-se observar uma maior preocupação das concessionárias em relação aos níveis de distorções harmônicas.

2.2 - Harmônicos

As ondas periódicas não-senoidais podem ser decompostas num somatório de uma componente direta e componentes senoidais à partir de uma frequência, fundamental, e seus múltiplos denominados de harmônicos [5; 20]. Uma componente CC pode completar esses termos puramente senoidais.



2.2.1 -Fórmula de Fourier

$$y(t) = Y_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot Y_h \cdot \text{sen}(h \cdot \omega \cdot t - \varphi_h) = Y_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot \text{Im}(\dot{Y}_h \cdot e^{jh\omega t}) \quad (2.1)$$

onde: Y_0 = componente contínua ou valor médio do sinal (geralmente nulo);

Y_h = valor eficaz da componente harmônica de ordem h ;

ω = frequência angular da fundamental;

φ_h = defasagem da componente harmônica de ordem h .

2.2.2 -Valor eficaz de uma quantidade alternada monofásica não senoidal

Há similaridade entre a expressão normal desse valor eficaz, calculado a partir da evolução no tempo da quantidade alternada $y(t)$, e a expressão calculada utilizando seu conteúdo harmônico:

$$Y_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T [y(t)]^2 \cdot dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} |\dot{Y}_h|^2} \quad (2.2)$$

2.2.3 -Valor eficaz de uma quantidade alternada trifásica não senoidal

Em sistemas trifásicos tem-se:

$$\underline{y}(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \text{Im}(\underline{\dot{Y}}_h \cdot e^{jh\omega t}) \quad (2.3)$$

onde:

$$\underline{\dot{Y}}_h = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{ah} \\ \dot{Y}_{bh} \\ \dot{Y}_{ch} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$



$$Y_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T (\underline{y}^t \cdot \underline{y}) \cdot dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} |\dot{Y}_h|^2} \quad (2.5)$$

onde:

$$|\dot{Y}_h|^2 = \sum |Y_{fn}|^2 \quad \text{com } f \in \{a, b, c\} \quad (2.6)$$

2.2.4 -Distorção Harmônica Total (THD)

A distorção harmônica total é um parâmetro que define de modo global a distorção de uma quantidade alternada:

$$THD\% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (Y_h)^2}}{Y_1} \cdot 100 \quad (2.7)$$

onde: Y_1 = valor eficaz da fundamental

Para sistemas trifásicos:

$$THD\% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} |\dot{Y}_h|^2}}{|\dot{Y}_1|} \cdot 100 \quad (2.8)$$

Obs.: Há uma outra definição que substitui a fundamental Y_1 pelo valor eficaz total Y_{ef} , utilizada por alguns instrumentos de medição.

2.2.5 - Distorção Harmônica Individual

Essa quantidade representa a relação entre o valor de uma componente harmônica sobre o valor da fundamental (Y_1), de acordo com a definição padrão ou em relação ao valor da quantidade alternada (Y_{ef}):

$$HD_n \% = \frac{Y_n}{Y_1} \cdot 100 \quad (2.9)$$

2.2.6 – Espectro de Frequência

Representação da amplitude das componentes harmônicas como função de sua ordem, onde o valor do harmônico é normalmente expresso como uma porcentagem da fundamental [20; 26].

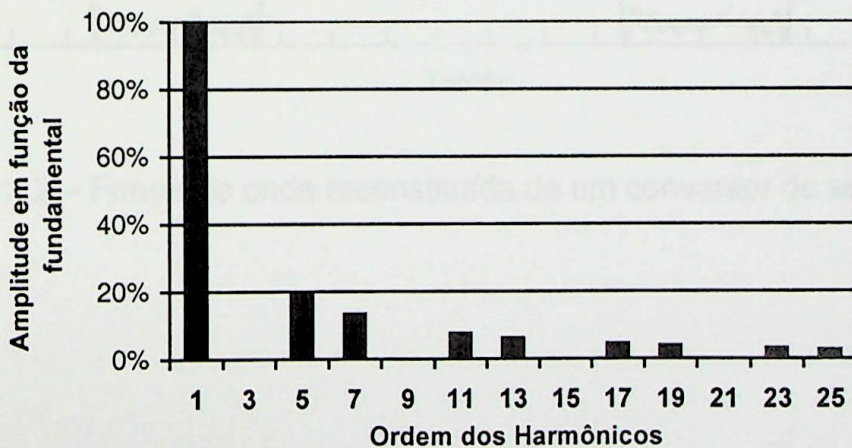


Figura 2.1 – Espectro típico de um conversor de seis pulsos

Cada componente apresenta uma característica individual de módulo (amplitude) e fase (deslocamento). Para se reconstituir o sinal resultante da associação das componentes harmônicas à fundamental, deve-se considerar cada uma de suas características.

Como exemplo, pode ser mostrada a forma de onda típica de um conversor de seis pulsos alimentando uma carga RL, bem como as características de cada componente. O módulo é apresentado em termos percentuais da fundamental e a fase é dada a partir do deslocamento em relação à fundamental da tensão:

Ordem	1	5	7	11	13	17	19	23	25	29
Módulo (%)	100	20	14	9	8	5	5	4	4	3
Fase (graus)	-2	167	-11	158	-25	145	-37	133	-50	121

Reconstituindo o sinal, tem-se a seguinte forma de onda:

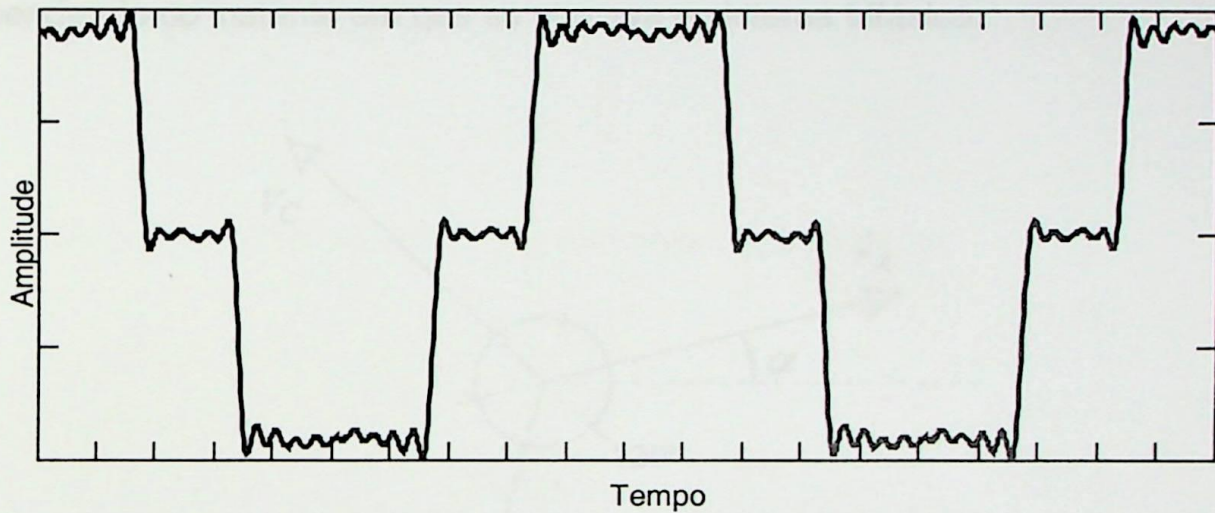


Figura 2.2 – Forma de onda reconstituída de um conversor de seis pulsos

2.3 - Desequilíbrios

O desequilíbrio entre os sinais polifásicos, particularmente os trifásicos, ainda não tem chamado tanta a atenção quanto o problema dos harmônicos. Contudo, a cada dia que passa, torna-se cada vez mais preocupante os efeitos perniciosos da operação desequilibrada do sistema elétrico.

Um sistema trifásico totalmente equilibrado e simétrico é aquele que apresenta três módulos das tensões iguais entre si, com os ângulos de fase simetricamente defasados entre si de 120° .

As equações e o diagrama fasorial a seguir ilustram:

$$\dot{V}_A = V \angle \alpha + 0^\circ \quad (2.10)$$

$$\dot{V}_B = V \angle \alpha - 120^\circ \quad (2.11)$$

$$\dot{V}_C = V \angle \alpha + 120^\circ \quad (2.12)$$

Onde V representa o módulo da tensão e α pode ser um ângulo qualquer, dependendo do instante em que se observa o sistema trifásico.

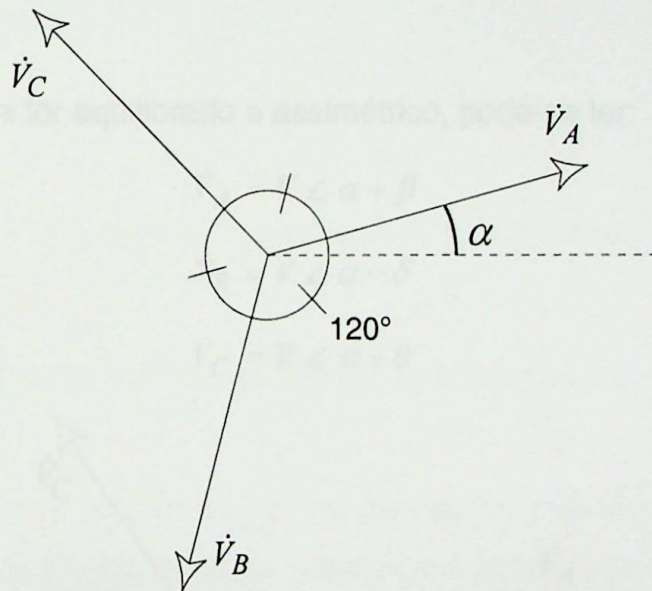


Figura 2.3 – Diagrama fasorial trifásico equilibrado e simétrico.

Em um sistema desequilibrado e simétrico pode-se ter, por exemplo:

$$\dot{V}_A = V_a \angle \alpha + 0^\circ \quad (2.13)$$

$$\dot{V}_B = V_b \angle \alpha - 120^\circ \quad (2.14)$$

$$\dot{V}_C = V_c \angle \alpha + 120^\circ \quad (2.15)$$

Com V_a , V_b e V_c diferentes entre si.

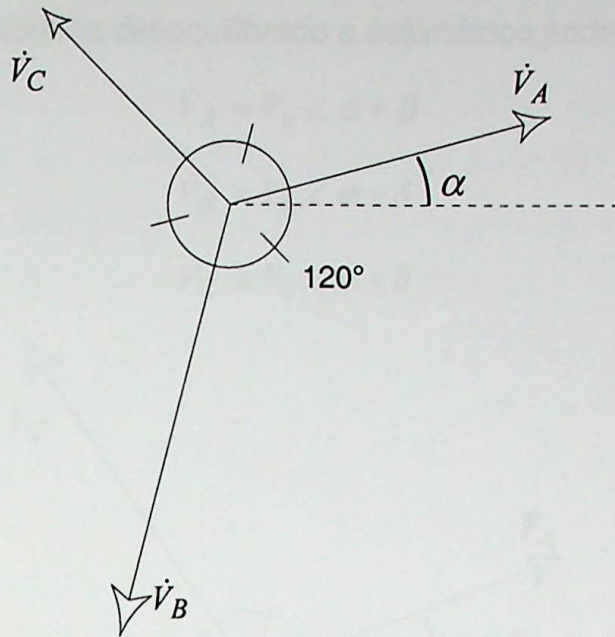


Figura 2.4 – Diagrama fasorial trifásico desequilibrado e simétrico.

Se o sistema for equilibrado e assimétrico, pode-se ter:

$$\dot{V}_A = V \angle \alpha + \beta \quad (2.16)$$

$$\dot{V}_B = V \angle \alpha - \delta \quad (2.17)$$

$$\dot{V}_C = V \angle \alpha + \theta \quad (2.18)$$

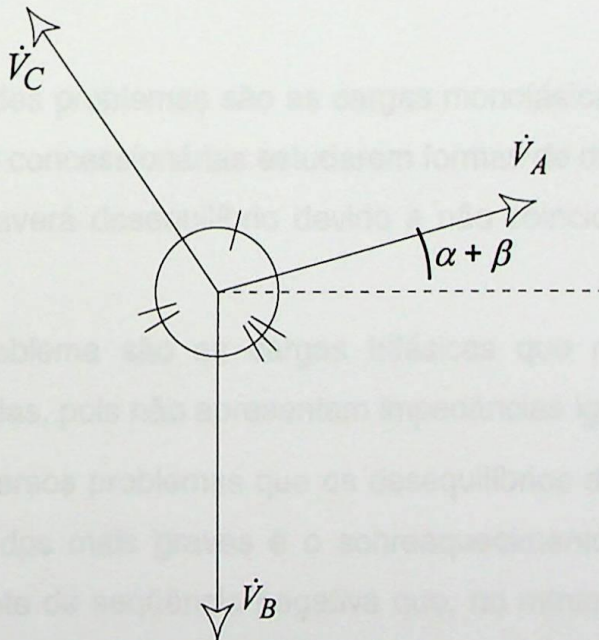


Figura 2.5 – Diagrama fasorial trifásico equilibrado e assimétrico.

Por fim, um sistema desequilibrado e assimétrico pode se apresentar como:

$$\dot{V}_A = V_a \angle \alpha + \beta \quad (2.19)$$

$$\dot{V}_B = V_b \angle \alpha - \delta \quad (2.20)$$

$$\dot{V}_C = V_c \angle \alpha + \theta \quad (2.21)$$

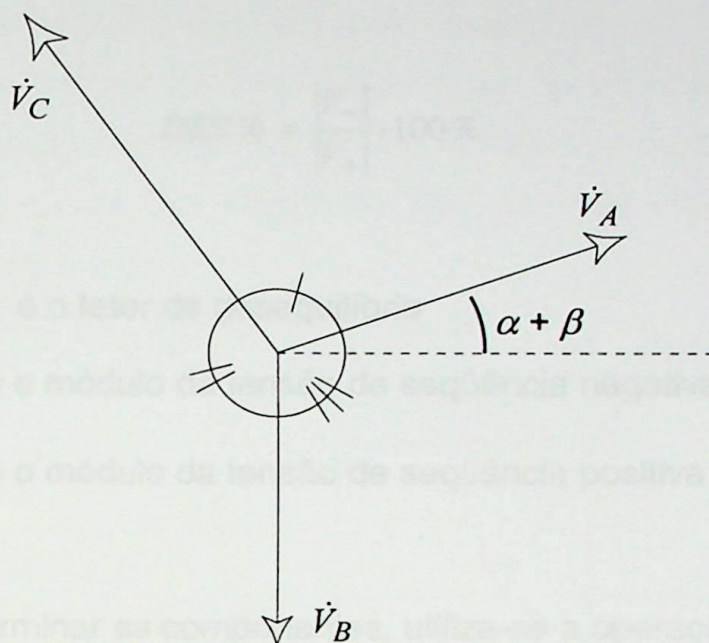


Figura 2.6 – Diagrama fasorial trifásico desequilibrado e assimétrico.

Se um alimentador tem as indutâncias iguais e as cargas simétricas, a tensão será equilibrada.

Um dos grandes problemas são as cargas monofásicas que desequilibram o sistema. Apesar das concessionárias estudarem formas de distribuir as cargas entre as fases, sempre haverá desequilíbrio devido à não coincidência de operação no tempo.

Um outro problema são as cargas trifásicas que muitas vezes não são totalmente equilibradas, pois não apresentam impedâncias iguais nas três fases.

Dentre os diversos problemas que os desequilíbrios de tensão e de corrente podem causar, um dos mais graves é o sobreaquecimento de motores trifásicos causado pela corrente de seqüência negativa que, no mínimo, acaba por reduzir a vida útil dos mesmos, podendo, em casos mais críticos, provocar a queima dos motores.

O desequilíbrio é um fenômeno importante e existem normas que estipulam limites máximos para o mesmo, podendo-se utilizar de vários métodos para determina-lo. O uso das componentes simétricas é um dos métodos mais aceitos, determinando-se o fator de desequilíbrio através das componentes de seqüência positiva e de seqüência negativa do sinal desequilibrado.

$$DES \% = \frac{|V_-|}{|V_+|} \cdot 100 \% \tag{2.22}$$

Onde: $DES\%$ é o fator de desequilíbrio

$|V_-|$ é o módulo da tensão de seqüência negativa

$|V_+|$ é o módulo da tensão de seqüência positiva

Para se determinar as componentes, utiliza-se a operação:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_+ \\ V_- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{2.23}$$

Onde: V_0 representa a componente de seqüência zero presente no sistema;

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

2.4 - Cargas Não-Lineares

Uma carga é dita linear quando há uma relação linear (equação diferencial linear com fatores constantes) entre a corrente e a tensão. Em termos mais simples,



uma carga linear absorve uma corrente senoidal quando é alimentada por uma tensão senoidal podendo esta corrente estar defasada da tensão [20].

Quando esta relação linear não se verifica, a carga é definida como não-linear. Ela absorve uma corrente não senoidal e, portanto, correntes harmônicas, mesmo quando é alimentada por uma tensão puramente senoidal.

Uma outra forma de se distinguir uma carga linear de outra não-linear é pelo seu valor ôhmico. A carga linear se caracteriza por ter um valor ôhmico constante e que não varia em função da tensão que lhe é aplicada ou da quantidade de corrente que por ela flui, podendo ser modelada por meio de um gráfico de tensão \times corrente, como mostra a Figura 2.7.

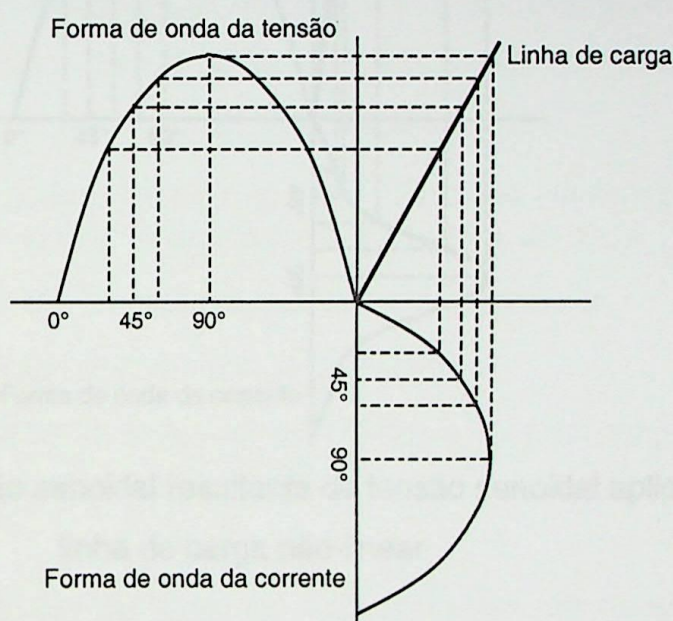


Figura 2.7 - Corrente senoidal resultante de tensão senoidal aplicada a uma linha de carga linear

Neste gráfico é possível observar a relação linear entre tensão e corrente, enquanto que uma carga não-linear apresenta uma linha curva como mostra a Figura 2.8. O grau dessa curvatura é muito variável e tem um formato único para cada carga não-linear. Com uma linha de carga curva, é fácil ver que não existe relação proporcional entre a tensão aplicada e a corrente absorvida.

Com uma linha de carga curva, a aplicação de uma tensão senoidal gera uma corrente com mais de uma freqüência, sendo estas freqüências múltiplas inteiras da freqüência fundamental, chamadas de correntes harmônicas.

Uma carga que absorve correntes harmônicas pode apresentar uma tensão não senoidal em seus terminais e quanto maior a não-linearidade da carga, maior a distorção de tensão e maior a ordem das correntes harmônicas.

As cargas não-lineares eram basicamente constituídas por máquinas elétricas e transformadores, devido à corrente de magnetização, que não apresentavam maiores problemas. O desenvolvimento da eletrônica de potência trouxe consigo os conversores estáticos, mudando radicalmente esta situação.

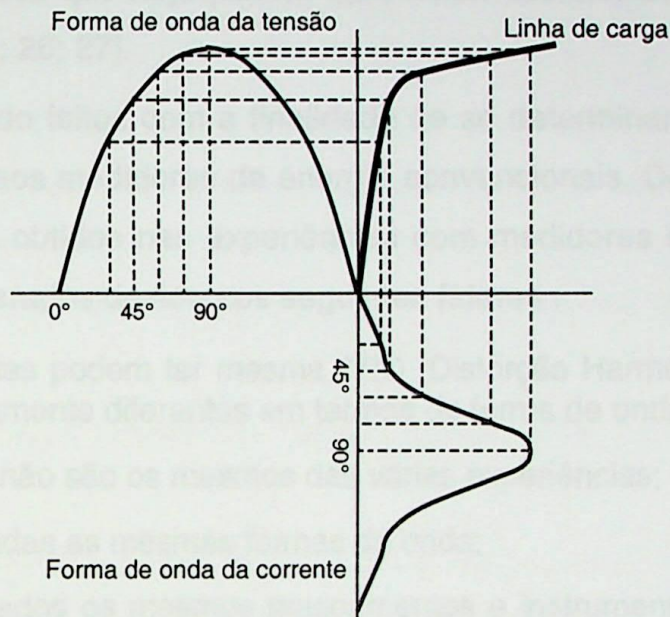


Figura 2.8 - Corrente não senoidal resultante de tensão senoidal aplicada a uma linha de carga não-linear

A grande maioria das cargas não-lineares é atualmente composta de conversores estáticos que atuam como fontes de harmônicos. São amplamente empregadas na indústria (cargas de média e grande potência) e cada vez mais encontrados nas residências (cargas de pequena potência). Podendo ser citados equipamentos como variadores de velocidade, retificadores, carregadores de bateria, fontes de equipamentos eletrônicos, reatores eletrônicos para lâmpadas fluorescentes e controle eletrônico de temperatura nos chuveiros modernos.

No Apêndice A estão relacionadas várias cargas não-lineares comumente encontradas e as correntes harmônicas que as caracterizam.

2.5 - Medição

Em discussão com autoridades mundiais no assunto, tem-se verificado que, mesmo para um simples caso de medição de energia ativa em circuitos monofásicos, existe atualmente um grande debate em termos de definições e procedimentos. Muitas dessas autoridades nem ousam, pelo momento, aventurar pelos sistemas trifásicos que hoje podem apresentar assimetria, desequilíbrio e não linearidade [5; 11; 26; 27].

Estudos têm sido feitos com a finalidade de se determinar a influência de sinais não senoidais aos medidores de energia convencionais. Destaca-se o fato de que os resultados obtidos nas experiências com medidores eletromecânicos não podem ser comparados devido aos seguintes fatores :

- sinais diferentes podem ter mesma *THD* (Distorção Harmônica Total) mas serem completamente diferentes em termos de forma de onda;
- os medidores não são os mesmos das várias experiências;
- não foram usadas as mesmas formas de onda;
- não foram usados os mesmos equipamentos e instrumentação nos casos analisados.

Observa-se que sinais de mesma *THD* aplicados ao mesmo medidor, porém com formas de onda diferentes, podem conduzir a erros diferentes. Como conclusão salienta-se a necessidade de classificar as formas de onda e seu impacto nos medidores não somente pela *THD* mas pelo espectro harmônico associado, tanto em amplitude quanto em fase.

Enfatiza-se que os erros dos medidores eletromecânicos de energia estão associados a :

- potência dos harmônicos das ondas aplicadas (amplitude e fase dos harmônicos);
- princípio de funcionamento do medidor;
- percentuais de desbalanço nas amplitudes de corrente e tensão;
- níveis de *THD* entre as fases.



2.6 - Problemas Relacionados aos Harmônicos

A maioria das cargas que causam deformações são conversores estáticos, os quais podem ser de grande potência e em pequena quantidade ou de baixa potência e em grande número. Alguns exemplos são as lâmpadas fluorescentes, dimmers, computadores, eletrodomésticos (como televisor e microondas) [24;26].

Atualmente a proliferação de dispositivos de baixa potência é o principal fator responsável pela crescente distorção harmônica e tensão nas redes elétricas.

Os problemas provenientes da distorção harmônica podem ser verificados tanto pelos consumidores quanto pelas concessionárias, estando geralmente relacionados à condição de ressonância de sistemas que possuem significativas cargas geradoras de harmônicos associadas com capacitores para correção do fator de potência.

Dentre os diversos problemas, estão relacionados alguns com maior incidência:

- sobreaquecimento e perdas adicionais nos transformadores, como perdas devidas ao efeito Joule nos enrolamentos, acentuadas pelo efeito pelicular, perdas por histerese e correntes parasitas nos circuitos magnéticos;
- circulação de correntes harmônicas no neutro provocando queda de tensão neste condutor, de modo que, no caso de sistemas de aterramento tipo TN-C, as carcaças dos diversos dispositivos não estarão mais no mesmo potencial, o que pode interferir com a troca de informação entre dispositivos “inteligentes”. Além disso, a corrente circula nas estruturas metálicas da edificação e cria campos eletromagnéticos perturbadores, podendo também provocar operação de relés de corrente de terra;
- mau funcionamento de aparelhos que utilizam tensão como referência para gerar o controle de semicondutores ou como base de tempo para sincronizar certos sistemas, ocasionando o disparo de relógios digitais, problemas nos acionamentos de velocidade variável;
- distúrbios por meio da criação de campos eletromagnéticos. Assim, linhas de potência em que circulam harmônicos podem induzir correntes em

linhas de transmissão de dados que estejam dispostas em suas vizinhanças. Essas correntes induzidas podem causar mau funcionamento dos equipamentos aos quais as linhas de dados estejam conectados e até interferências telefônicas;

- correntes harmônicas relativamente altas circulam pelos capacitores destinados a elevar o fator de potência. Além disso, a presença de reatâncias em diferentes partes da instalação traz riscos de ressonância com os capacitores, o que pode aumentar consideravelmente a amplitude de uma componente harmônica nestes equipamentos provocando explosão dos fusíveis;
- perdas adicionais nos enrolamentos e no circuito magnético de geradores CA. Além disso criam torques pulsantes que geram vibrações e sobreaquecimento nos enrolamentos de amortecimento;
- falhas prematuras em motores AC provocadas por torques pulsantes que geram sobreaquecimento, vibrações e desgaste nos mancais;
- operações incorretas de disjuntores e fusíveis;
- problemas com geradores de emergência;
- mau funcionamento de computadores e equipamentos eletrônicos;
- problemas no regulador de linha da subestação, explosão dos fusíveis de linha, queima de pára-raios;
- imprecisão dos medidores;
- sobretensões;
- harmônicos.



Capítulo 3 – Novas Definições Práticas da Potência

3.1 - Introdução

No intuito de estabelecer estruturas tarifárias aceitáveis universalmente, é indispensável que as mesmas estejam baseadas em grandezas para as quais existam definições inequívocas.

Infelizmente, as definições do fator de potência e da potência aparente normalmente utilizadas são inequívocas apenas quando a circulação de energia acontece em condições senoidais e simétricas [5; 6; 22].

Fora deste caso ideal, existem sérias dúvidas, ambigüidades e questionamentos que foram manifestados por diversos especialistas ao longo do tempo [2; 29].

Em decorrência deste fato vários grupos de trabalho, pertencentes a organizações como ANSI-IEEE, IEC, VDE e outros, tem-se empenhado na formulação de novos conceitos práticos relativos a potência e ao fator de potência.

No momento atual parece existir uma convergência auspiciosa referente à maneira de formular estes conceitos. Nas seções seguintes serão expostas as linhas básicas deste consenso.

3.2 - Uma Definição Geral do Fator de Potência

Para entender melhor o papel do Fator de Potência (PF) na tarifação elétrica frente a condições de fornecimento não senoidais e não simétricas, é conveniente referir-se ao processo de entrega de energia esquematizado na Figura 3.1. Nela estão representados os blocos de suprimento, responsável por um Vetor de Tensões de Fase $\underline{v}(t)$, alimentando uma carga caracterizada por absorver um Vetor de Correntes de Fase $\underline{i}(t)$, através do Elo de Transferência [6; 7].



O transporte de potência é imaginado acontecendo durante um certo Intervalo de Tempo, Δt .

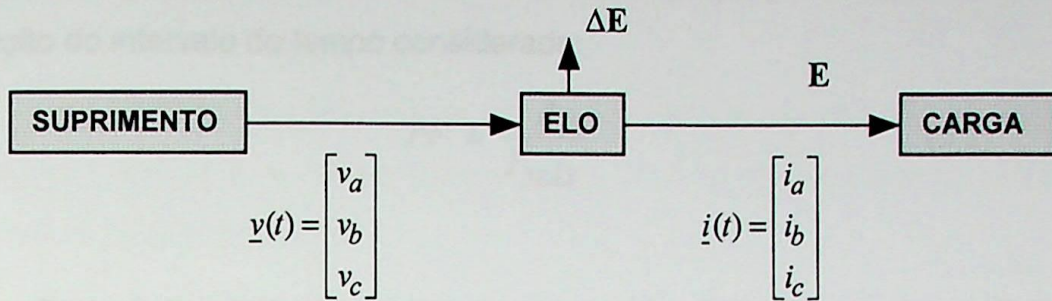


Figura 3.1 - Representação do Sistema de Fornecimento de Energia a Uma Carga

No contexto desta análise, supõe-se que o suprimento e o elo permaneçam os mesmos, enquanto são conectadas diversas cargas, ou seja, com $\underline{i}(t)$ diferentes.

Cada carga dá origem, durante o intervalo, à absorção de uma energia utilizada E , assim como a uma energia perdida ΔE no elo. Uma peculiaridade essencial do transporte de energia elétrica consiste em que existem cargas que, embora incorram no mesmo valor de perdas ($\Delta E_1 = \Delta E_2$), absorvem valores de energia utilizada diferentes ($E_1 \neq E_2$).

Dentre o conjunto de cargas produzindo igual ΔE perante o mesmo suprimento, existe uma especial, chamada de Carga Adaptada a $\underline{v}(t)$ e com ΔE , que utiliza a maior quantidade de E , valor que será indicado como $E_{MÁX}$.

Nestas condições, o Fator de Potência de uma carga no intervalo define-se como a fração de energia utilizada pela carga, relativa à máxima energia utilizável com igual ΔE , dado pela relação:

$$PF = \frac{E}{E_{MÁX}} \quad (3.1)$$

Cabe ressaltar duas vantagens importantes da definição do PF da maneira indicada:

- a) A definição aplica-se a todas as condições de transporte, desde as ideais até as mais distorcidas.
- b) Ela é baseada em grandezas que tem um significado físico inconfundível.
- c) Este significado traduz-se também economicamente.

As energias na expressão (3.1) podem ser substituídas pelas correspondentes potências médias, resultantes do quociente de cada energia pela duração do intervalo de tempo considerado:

$$PF = \frac{P}{P_{MÁX}} \quad (3.2)$$

Onde P é a potência média absorvida pela carga em consideração, e $P_{MÁX}$ a potência média absorvida pela carga adaptada, isto é, a máxima potência média que é possível transmitir pelo sistema SUPRIMENTO-ELO incorrendo na mesma perda que existe no caso da carga em consideração.

3.3 - Significado do Fator de Potência na Tarifa Elétrica

Os elos de transporte são dimensionados, em geral, a partir da perda ΔE originada neles. Como as perdas da carga em análise e da carga adaptada são iguais, conclui-se que ambas requerem o mesmo tamanho de elo ou como se costuma dizer, ocupam a mesma capacidade de transmissão $E_{MÁX}$ [5; 6; 7].

Entretanto, a carga em análise utiliza apenas E , isto é, uma fração PF da capacidade que ocupa.

Desta forma, tem-se:

$$E_{SPF} = E_{MÁX} - E \quad (3.3)$$

Onde E_{SPF} deve ser interpretada como uma Ocupação Supérflua de Capacidade e pode ser expressa em função do Fator de Potência como:

$$E_{SPF} = \left(\frac{1}{PF} - 1 \right) \cdot E \quad (3.4)$$

Observe-se que embora E_{SPF} não seja utilizada, ela precisa integrar a capacidade ocupada $E_{MÁX}$ e, portanto, o investimento em transporte requerido pela carga é definido por $E_{MÁX}$ e não por E .

Como o Fator de Potência exprime a relação destes valores, ele define, junto à energia utilizada E , a verdadeira responsabilidade do cliente que opera a carga nos custos da concessionária.

Estes conceitos podem ser representados na Figura 3.2. Nela, a área do retângulo, que simboliza o elo de transferência, pode ser interpretada como sua capacidade de transmitir energia no intervalo. Esta capacidade é $E_{MÁX}$, indicando assim que o elo está dimensionado exatamente no valor ocupado pela carga em análise e, também, pela carga adaptada.

Seja, como exemplo, o PF da carga em análise igual a 0,65, indicando assim que ela aproveita 65% da área (capacidade), fração que se mostra hachuriada. Entretanto, a carga adaptada que tem obviamente $PF = 1$, utiliza toda a capacidade do elo (retângulo totalmente hachuriado).

A ocupação supérflua E_{SPF} da carga com $PF = 0,65$ será então dada por $E_{SPF} = 0,35 \cdot E_{MÁX} = 0,54 \cdot E$. Diversas políticas tarifárias optam em onerar de algum modo, desde que ela integra os custos atribuíveis ao cliente.

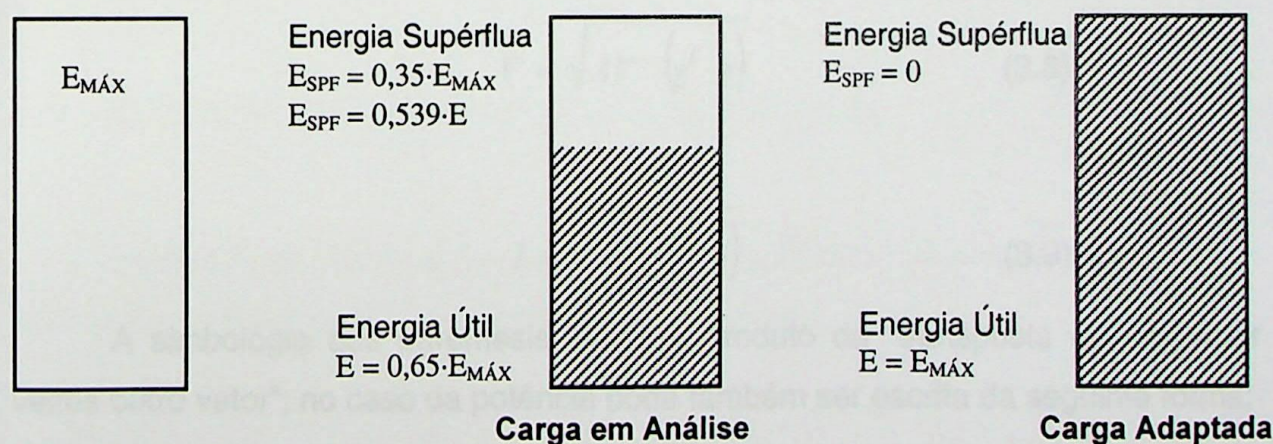


Figura 3.2 – Comparação entre duas cargas utilizando a mesma capacidade do elo.

3.4 - Expressões Analíticas do Fator de Potência

A definição do PF proposta nas seções anteriores pode ser colocada de maneira analítica em função das variáveis de tensão $\underline{v}(t)$ (determinada pelo suprimento) e de corrente $\underline{i}(t)$ (definida pela carga perante o suprimento) [6; 7].

O valor do PF pode ser apresentado diretamente, a partir dos vetores $\underline{v}(t)$ e $\underline{i}(t)$, na forma:

$$PF = \frac{P}{S} \quad (3.5)$$

Com

$$S = V \cdot I \quad (3.6)$$

$$P = AV(\underline{v}^t \cdot \underline{i}) \quad (3.7)$$

Sendo P a potência média fluindo no intervalo de tempo, onde AV representa o Valor Médio ao longo do intervalo de tempo.

$$V = \sqrt{AV(\underline{v}^t \cdot \underline{v})} \quad (3.8)$$

$$I = \sqrt{AV(\underline{i}^t \cdot \underline{i})} \quad (3.9)$$

A simbologia dos parentesis indica o produto da “transposta de um vetor vezes outro vetor”, no caso da potência pode também ser escrita da seguinte forma:

$$p(t) = \underline{v}^t \cdot \underline{i} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}^t \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = [v_a \quad v_b \quad v_c] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = v_a \cdot i_a + v_b \cdot i_b + v_c \cdot i_c \quad (3.10)$$

Onde $p(t)$ representa a potência instantânea fluindo em t .

Nota-se ainda que V e I são valores sempre positivos, enquanto P pode resultar positivo ou negativo nos casos em que suprimento e carga sejam intercambiáveis.

O valor de S é hoje aceito por autoridades relevantes do setor, como por exemplo o *Working Group of Nonsinusoidal Situations* do IEEE [18] e o VDE da Alemanha, como definição adequada para estender a noção de Potência Aparente ao caso distorcido.

Para distinguir S de outras versões conhecidas, propõe-se chamá-la de Potência Aparente Sistêmica ou Equivalente (Emmanuel).

$$S = \sqrt{AV \left(v_a^2 + v_b^2 + v_c^2 \right)} \cdot \sqrt{AV \left(i_a^2 + i_b^2 + i_c^2 \right)} \quad (3.11)$$

$$S = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot AV \left(v_{ab}^2 + v_{bc}^2 + v_{ca}^2 \right)} \cdot \sqrt{AV \left(i_a^2 + i_b^2 + i_c^2 \right)} \quad (3.12)$$

3.5 - Fator de Distorção Harmônica e de Assimetria

3.5 - Expressões Práticas do Fator de Potência

Utilizando as técnicas de decomposição harmônica, ou Análise de Fourier, a expressão do Fator de Potência pode ser escrita como:

$$PF = \frac{P_1 + P_H}{\sqrt{V_1^2 + V_H^2} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_H^2}} \quad (3.13)$$

Onde o sub-índice "H" identifica a parcela harmônica total da respectiva magnitude e o sub-índice "1" a parcela fundamental.



A parcela fundamental representa os efeitos das senoides que compõem as tensões e correntes de fase e a outra parcela responde pelo efeito de todos os harmônicos destas magnitudes.

No caso de variáveis simétricas, os fasores de tensão e de corrente em cada fase guardam a mesma relação entre módulos e ângulos, assim, pode-se escrever:

$$P_1 = V_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\varphi_1) \quad (3.14)$$

$$P_H = \sum_{k=2}^{\infty} P_k \quad (3.15)$$

$$P_k = V_k \cdot I_k \cdot \cos(\varphi_k) \quad (3.16)$$

3.6 - Fator de Distorção Harmônica e de Assimetria

A expressão (3.13) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$PF = \frac{P_1}{V_1 \cdot I_1} \cdot \left(1 + \frac{P_H}{P_1}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{V_H}{V_1}\right)^2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{I_H}{I_1}\right)^2}} \quad (3.17)$$

Neste estágio, introduzem-se os valores

$THD_V = V_H/V_1$	Distorção Harmônica Total de Tensão
$THD_I = I_H/I_1$	Distorção Harmônica Total de Corrente
$THD_P = -P_H/P_1$	Distorção Harmônica Total de Potência

Chegando assim à expressão:

$$PF = PF_1 \cdot \frac{1 - THD_P}{\sqrt{1 + THD_V^2} \cdot \sqrt{1 + THD_I^2}} \quad (3.18)$$

Para cargas poluidoras $THD_P < 0$ e portanto todos os fatores à direita de PF_1 contribuem para diminuir o valor do FP efetivo daquele das ondas fundamentais.

Note-se ainda que em condições simétricas tem-se:

$$PF_1 = \cos(\varphi_1) \quad (3.19)$$

Sob condições não simétricas, o fator de potência fundamental PF_1 pode ser reescrito sob a forma, usando a mesma técnica anterior:

$$PF_1 = \frac{P_{1+}}{V_{1+} \cdot I_{1+}} \cdot \left(1 + \frac{P_{1-}}{P_{1+}} \right) \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{V_{1-}}{V_{1+}} \right)^2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{I_{1-}}{I_{1+}} \right)^2}} \quad (3.20)$$

O subíndice “+” identifica a componente de Seqüência Positiva da variável e “-” identifica a componente de Seqüência Negativa.

Nesta altura, define-se:

$SAD_V = V_{1-}/V_{1+}$	Desvio Assimétrico Senoidal de Tensão
$SAD_I = I_{1-}/I_{1+}$	Desvio Assimétrico Senoidal de Corrente
$SAD_P = -P_{1-}/P_{1+}$	Desvio Assimétrico Senoidal de Potência

Chegando-se a

$$PF_1 = \cos \varphi_1 \cdot \frac{1 - SAD_P}{\sqrt{1 + SAD_V^2} \cdot \sqrt{1 + SAD_I^2}} \quad (3.21)$$

A equação (3.18) pode então ser reescrita como:

$$PF = \cos \varphi_1 \cdot \frac{1 - SAD_P}{\sqrt{1 + SAD_V^2} \cdot \sqrt{1 + SAD_I^2}} \cdot \frac{1 - THD_P}{\sqrt{1 + THD_V^2} \cdot \sqrt{1 + THD_I^2}} \quad (3.22)$$

Resultando em:

$$PF = PF_d \cdot PF_a \cdot PF_h \quad (3.23)$$

Onde o fator de potência pode ser expresso como produto de três fatores parciais, cada um deles representando um fenômeno que contribui à existência de energia supérflua, isto é:

PF_d - Fator de Deslocamento Angular

PF_a - Fator de Assimetria

PF_h - Fator de Distorção Harmônica

Capítulo 4 – Tarifas Responsivas à Qualidade de Fornecimento

4.1 – Introdução

A consideração da qualidade da energia como fator de negócios no comércio de energia esbarra no despreparo do setor sobre os fatos técnicos e econômicos que definem uma "boa" ou "má" energia, o que dificulta uma pactuação de preços que incluam cláusulas vinculadas às imperfeições e seus limites normativos [19].

Várias idéias têm surgido para incluir, no faturamento da energia, os efeitos do conteúdo harmônico de cargas que poluem os sistemas abastecedores. A forma apresentada de faturamento está baseada no conceito de ocupação da capacidade do sistema abastecedor quando uma potência ativa é entregue a um cliente [1; 7; 8].

A ocupação adicional além da capacidade mínima necessária para entregar a potência ativa é chamada ocupação supérflua e é cobrada, exceto uma quantia permitida como uma tolerância.

Embora o fator de potência verdadeiro ou a potência aparente total incluam os efeitos do deslocamento e dos harmônicos na ocupação total da capacidade do sistema, não permitem fazer distinção entre ambos os fenômenos.

Este trabalho apresenta uma proposta de faturamento onde deslocamento e distorção estão separados, sendo que a fórmula resultante permite cobrar o excesso de deslocamento e o excesso harmônico independentemente e com pesos diferentes.

4.2 – A Tarifação da Qualidade Praticada no Brasil

A primeira manifestação do efeito das cargas sobre a qualidade deu-se, historicamente, através do consumo de potência reativa por algumas cargas, como é o caso dos motores elétricos.

A circulação da potência reativa pelo sistema fornecedor produz perdas adicionais e sobredimensionamento dos elementos físicos como linhas e transformadores exigindo um sistema de suporte da tensão.

Em virtude destes fatos, o DNAEE estabeleceu um sistema que penaliza o consumo reativo através de um conceito conhecido como "faturamento excedente".

Uma diferença significativa pode ser observada entre dois consumidores que absorvem o mesmo valor ativo, sendo que o primeiro não absorve reativo enquanto o segundo tem um certo consumo reativo. Obviamente, o segundo exige mais do sistema abastecedor e, por este motivo, a tarifa brasileira tende a onerá-lo mais, no intuito de preservar uma equanimidade tarifária que leve em conta os maiores investimentos requeridos pelo segundo consumidor.

A fatura apresentada ao cliente é então composta de duas partes:

- a primeira contém a parcela imputável ao consumo e demanda ativas, sendo calculada de uma maneira convencional.
- a segunda onera os chamados "excedentes" do consumo e demanda reativas, calculados mediante uma expressão do tipo:

$$\left(\frac{RF}{PF} - 1 \right) \cdot \text{Medição Ativa} \quad (4.1)$$

A Figura 4.1 ilustra o modelo de faturamento, onde:

RF é um fator de referência (usado 0,92 para o deslocamento)

PF é o fator de potência medido, tomado por $\cos(\varphi)$

P é a potência ativa

Q é a potência reativa

S é a potência aparente dada por P/PF

X é o excedente cobrado dado por $\left(\frac{RF}{PF} - 1\right) \cdot P$

B representa um "bônus" dado por $(1 - RF) \cdot S$

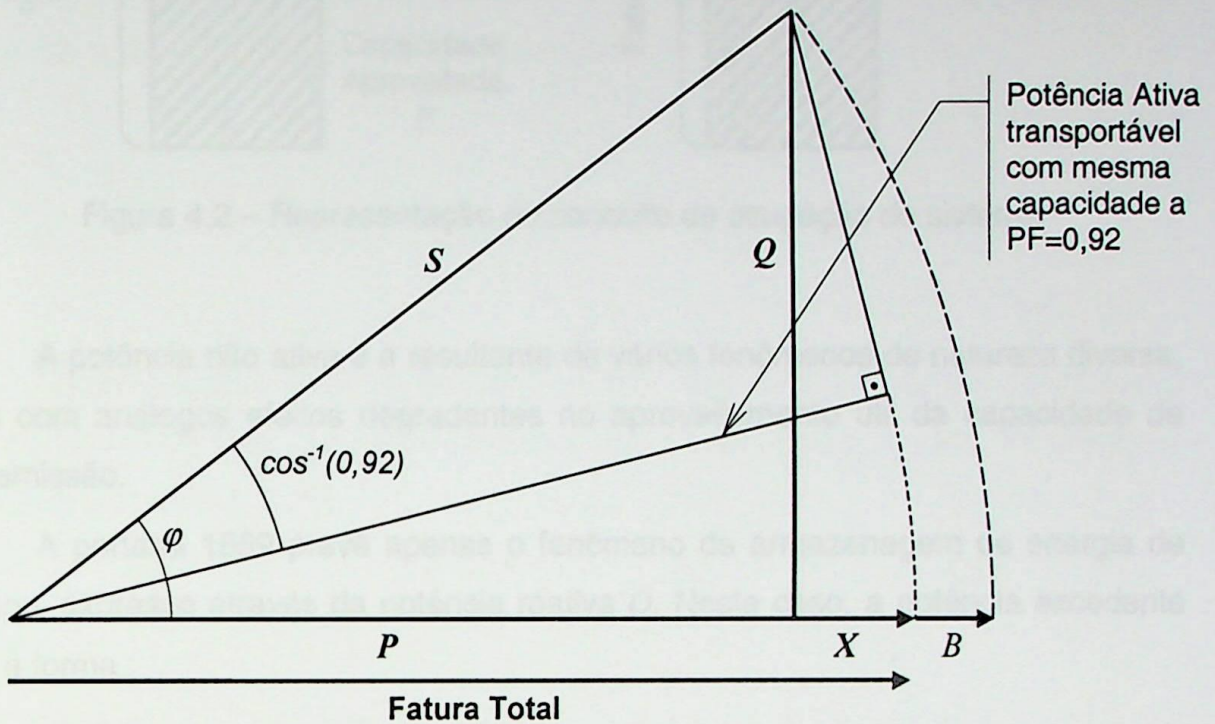


Figura 4.1 – Triângulo de Potências e a sistemática da Portaria 1569 para o faturamento do excedente reativo

Este é um modelo de estrutura tarifária que cobra pela ocupação da capacidade do sistema.

Este conceito pode ser aplicado numa carga com potência ativa P e fator de potência PF sendo abastecida pelo sistema. Ela ocupa uma capacidade do sistema igual a potência aparente $S = P/PF$ e há uma "ocupação supérflua de capacidade" igual a $S - P$. A Portaria 1569 introduziu o procedimento de onerar, no mínimo, uma parcela proporcional a S , isto é, $RF \cdot S$. O restante é considerado uma tolerância ou bônus que não é faturada quando $P < RF \cdot S$.

Estendendo este conceito ao que foi apresentado no item 3.3, pode-se representar a ocupação do sistema conforme a Figura 4.2.

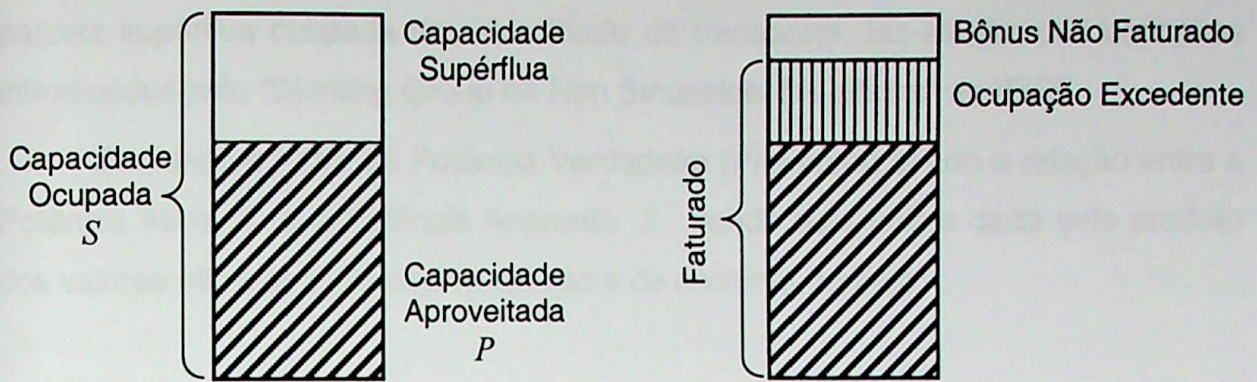


Figura 4.2 – Representação do conceito de ocupação do sistema

A potência não ativa é a resultante de vários fenômenos de natureza diversa, mas com análogos efeitos degradantes no aproveitamento útil da capacidade de transmissão.

A portaria 1569 prevê apenas o fenômeno de armazenagem de energia de campo, expresso através da potência reativa Q . Neste caso, a potência excedente tem a forma :

$$X = \left(\frac{RF_d}{PF_d} - 1 \right) \cdot P \quad (4.2)$$

Onde :

$$FP_d = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (4.3)$$

É chamado de Fator de Potência de "Deslocamento" em função do deslocamento angular, entre os fasores de tensão e de corrente, que acompanha a potência reativa " Q "

4.3 – Proposta de Faturamento

Para estender o raciocínio embasando a Portaria 1569 de modo a abranger todos os fenômenos que, ao distorcer a forma de onda da tensão, aumentam a

parcela supérflua ocupada da capacidade de transporte, faz-se uso dos conceitos introduzidos pelo "Working Group on Non Sinusoidal Situations" do IEEE.

Definindo o Fator de Potência Verdadeiro (PF_t) como sendo a relação entre a Potência Ativa P e a Potência Aparente S , sendo esta última dada pelo produto dos valores eficazes trifásicos da tensão e da corrente, tem-se:

$$PF_t = \frac{P}{S} \quad (4.4)$$

Como já apresentado no item 3.6, o Fator de Potência pode ser decomposto em parcelas devidas ao deslocamento, ao desequilíbrio e aos harmônicos, conforme a equação (3.23):

$$PF = PF_d \cdot PF_a \cdot PF_h \quad (4.5)$$

Decompondo o Fator de Potência em dois sub-fatores que incluam os distúrbios sobre a parcela fundamental da onda (deslocamento e desequilíbrio) e os derivados do conteúdo harmônico, tem-se a expressão (4.6) que exprime a estrutura tarifária sugerida:

$$PF_t = PF_f \cdot PF_h \quad (4.6)$$

Onde PF_t é o Fator de Potência Verdadeiro,

PF_f é o Fator de Potência Fundamental e

PF_h é o Fator de Potência Harmônico.

Estes Fatores de Potência são determinados como:

$$PF_t = \frac{P}{V_{ef} \cdot I_{ef}} \quad (4.7)$$

$$PF_f = \frac{P_1}{V_1 \cdot I_1} \quad (4.8)$$

$$PF_h = \frac{1 + \frac{P_H}{P_1}}{\sqrt{1 + (THD_V)^2} \cdot \sqrt{1 + (THD_I)^2}} \quad (4.9)$$

Onde V_1 e I_1 são valores eficazes (rms) das componentes trifásicas fundamentais, enquanto V_{ef} e I_{ef} são os valores trifásicos eficazes incluindo os harmônicos.

Tais valores são calculáveis utilizando a tecnologia de amostragem digital, hoje disponível a preços competitivos com as técnicas convencionais de medição.

A proposta de faturamento aqui apresentada está baseada no fator de potência harmônico, de forma análoga ao usado presentemente para cobrar excessos reativos da carga [8]. Assim, a ocupação supérflua de uma carga com PF_1 e PF_h pode ser expressa por:

$$S - P = \left(\frac{1}{PF_1} - 1 \right) \cdot P + \left(\frac{1}{PF_h} - 1 \right) \cdot \frac{1}{PF_1} \cdot P \quad (4.10)$$

A expressão para o "excesso" se tornaria então:

$$X = \left(\frac{RF_1}{PF_1} - 1 \right) \cdot P + \left(\frac{RF_h}{PF_h} - 1 \right) \cdot \frac{1}{PF_1} \cdot P \quad (4.11)$$

As duas expressões anteriores têm o segundo termo à direita dependendo de PF_h em função de PF_1 . Este fato pode criar uma impressão de duplo faturamento do excesso de deslocamento devido à presença de PF_1 em ambos os termos.

Do ponto de vista prático, é vantajoso e justificável usar uma fórmula de faturamento que apresente os fenômenos interessados separadamente, pois tornaria possível ao cliente saber a causa da cobrança extra e tomar as

providências necessárias, assim como permitiria praticar preços distintos para cada tipo de efeito.

É proposto então o uso da seguinte expressão:

$$X = \left(\frac{RF_1}{PF_1} - 1 \right) \cdot P + \left(\frac{RF_h}{PF_h} - 1 \right) \cdot P \quad (4.12)$$

Esta modificação não introduziria diferenças significativas com relação ao total de excesso e os benefícios pragmáticos obtidos da aplicação da expressão (4.12) justifica a preferência sobre a expressão (4.11), a qual, apesar de estar teoricamente mais correta, traria desvantagens no aspecto prático da aplicação.

É importante lembrar que esta proposta pode ser estendida para redes desequilibradas mas, aqui, trata somente do caso equilibrado.

4.4 – Discriminação Das Responsabilidades Sobre a Ocupação Supérflua

As expressões anteriores tipificam, de uma forma adequadamente classificada, o papel dos distúrbios nas partes fundamentais e harmônicas, configurando assim um ponto de partida para a estrutura tarifária sugerida.

O elemento fundamental de tal proposta tem seus antecedentes na doutrina normativa sobre níveis de tensão vigente no Brasil (Portarias 047/72 e 163/96), assim como das perturbações harmônicas no Standard 519/92 do IEEE.

Com efeito, ambos instrumentos preceituam que a responsabilidade sobre os distúrbios por ventura presentes na onda de tensão deve ser atribuída à concessionária, enquanto aquela referida às perturbações na corrente de carga, corre por conta do consumidor.



Isto posto, parece lógico decompor ambos subfatores separando os efeitos nocivos da tensão e corrente, de modo a atribuí-los aos responsáveis segundo a doutrina citada.

4.4.1 - Determinação do Fator de Referência Para Potência Distorcida Excedente

Tomando o Fator de Referência de Deslocamento RF_d pelo valor do Fator de Referência estipulado pela Portaria 1569 em 0,92, obtém-se uma Potência Reativa Q , concedida ao cliente sem ônus, equivalente a 42,6% da Potência Ativa P .

Conforme mostrado na expressão (4.12), a proposta de faturamento tem deslocamento e distorção separados, permitindo cobrar o excesso de deslocamento e o excesso harmônico independentemente, com pesos diferentes dependendo dos Fatores de Referência adotados.

O Fator de Potência Harmônico pode ser ligado, no que diz respeito ao cliente, ao conteúdo harmônico total de sua onda de corrente, dado por THD_I , conforme a expressão:

$$PF_h = \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I)^2}} \quad (4.13)$$

E:

$$RF_h = \frac{1}{\sqrt{1 + (THDR_I)^2}} \quad (4.14)$$

Define que o Fator de Referência Harmônico depende da Distorção Harmônica Total de Referência.

Como RF_d tem o sentido de um valor mínimo de $\cos\phi$ tolerado no cliente, $THDR_I$ significará, do mesmo modo, o valor máximo de distorção tolerada:

$$THDR_I = \sqrt{\frac{1}{(RF_h)^2} - 1} \quad (4.15)$$

É importante observar que a THD_I de um cliente não é definida apenas pela distorção que ele possa injetar na rede, mas também pela distorção resultante de harmônicos presentes na onda de tensão causada por outros consumidores, e não por ele. Portanto, a THD_I não exprime, por si só, a verdadeira responsabilidade de um cliente que excede a distorção tolerada.

O problema é uma versão mais complexa da clássica questão sobre o sinal da potência reativa, onde um consumidor com baixo PF_d poderia ser nocivo se a situação implicasse um consumo exagerado de Q , e útil se o motivo fosse alta a produção de Q .

Obviamente uma tarifação satisfatória da Potência Distorciva Excedente precisa distinguir entre os clientes cuja THD_I é causada, essencialmente, pela distorção da onda de tensão provocada por outros consumidores poluidores, podendo ser classificados como "inocentes", e os clientes cuja THD_I é causada essencialmente pela não linearidade de suas próprias cargas, que poderiam ser chamados "culpáveis".

4.5 – Admitância Equivalente de Distorção

Foi visto que uma carga linear submetida à tensão distorcida, na presença de harmônicos, também gera correntes harmônicas, de forma que a atribuição da responsabilidade da geração de harmônicos a um certo tipo de carga torna-se uma tarefa difícil [10; 13]. Esta atribuição pode ser dada a partir da identificação de clientes poluidores, separando-os dos clientes restantes que sofrem a poluição, mas é uma questão bastante discutida pelos pesquisadores e empresas.

A medição dos níveis harmônicos torna-se relevante no momento em que a grande maioria das cargas não-lineares interfere localmente no sistema elétrico e muitas vezes não são percebidos quando da realização de uma medição global (na entrada do consumidor, por exemplo) [21].

Com relação à identificação de clientes poluidores e não poluidores, um dos meios mais representativos de se distinguir as duas espécies, é através do fluxo de potência ativa harmônica no ponto de acoplamento do cliente. Porém, este meio é de difícil implementação usando métodos de medida simples e baratos, porque a potência ativa harmônica é, geralmente, uma fração muito pequena da potência ativa fundamental, podendo causar problemas de erro de precisão [27].

Na prática, existe conteúdo harmônico tanto na tensão de fornecimento quanto na corrente devida à carga dos clientes e, geralmente, a distorção de corrente é maior que a de tensão.

Para lidar com este problema, o procedimento idealizado é classificar os clientes de acordo com um parâmetro que possa ser avaliado de um modo simples, permitindo separar os clientes em grupos de poluidores e não poluidores. Este parâmetro faz uma divisão de responsabilidade, estatisticamente aceitável, para os custos adicionais no sistema elétrico devido aos harmônicos.

O parâmetro indicativo escolhido a se examinado é a "admitância equivalente de distorção" dada por:

$$Y_{THD} = \frac{THD_I}{THD_V} \quad (4.16)$$

Para um cliente que não possua cargas não-lineares, a admitância equivalente de distorção, não passa de um valor máximo " μ ". Como a distorção harmônica de tensão (THD_V) permitida não deve exceder de 5%, pode-se ter $THD_I \leq 5 \cdot \mu$, podendo ser adotado como um índice de tolerância que deixará a imensa maioria dos clientes não poluidores livre de um faturamento que seria evidentemente injusto.

Um valor limite para Y_{THD} pode ser uma referência para classificar os clientes nos dois grupos. Um estudo deste parâmetro foi realizado nas simulações apresentadas nos Capítulos 5 e 6.

Capítulo 5 – Simulações Para Tarifação de Ondas Distorcidas



5.1 - Introdução

Diante da realidade atual em que convivemos com sistemas elétricos onde os níveis de tensões e correntes distorcidas são significativos e diante da perspectiva de aumento desses níveis, faz-se necessário estabelecer formas de controle de distorções harmônicas.

Para que este controle seja efetuado de maneira mais justa possível é necessário distinguir as parcelas de responsabilidades entre empresas concessionárias e consumidores, bem como fazer distinções entre consumidores de acordo com seu grau de produção de harmônicos.

Atualmente, é bastante difundida a idéia segundo a qual cabe à concessionária a manutenção de distorções de tensão na sua rede dentro de certos limites, para que os consumidores recebam a energia elétrica dentro de um determinado padrão de qualidade, e cabe aos consumidores limitar a injeção de correntes harmônicas para minimizar a poluição da rede supridora. Esta filosofia é pregada pelas normas mais recentes, como a IEEE – Std 519-1992 ou a IEC 1000-3-6.

Entretanto nenhuma dessas normas prevê mecanismos que sinalizam de forma automática a injeção de harmônicos pelos consumidores.

Nesse sentido, foi realizado junto ao grupo de estudos do projeto QUEN 004 do CED, um estudo para incluir na estrutura tarifária a cobrança pelo excesso de produção de harmônicos [8; 9].



5.2 - Conceitos Básicos Sobre as Grandezas Elétricas Relacionadas Com a Tarifação de Excedentes

5.2.1 - Ocupação Supérflua da Capacidade do Sistema e Formas de Tarifação

O sistema de tarifação aqui estudado é baseado no conceito de "ocupação supérflua da capacidade dos sistema", conforme exposto no Capítulo 4.

O conceito apresentado pode ser estendido à ocupação supérflua global, dada por:

$$OSC = S - P = \left(\frac{1}{PF_t} - 1 \right) \cdot P \quad (5.1)$$

Neste trabalho, será utilizada a relação OSC/P (valor de OSC por unidade de Potência Ativa P), que será chamada de " osc ":

$$osc = \frac{S - P}{P} = \frac{1}{PF_t} - 1 \quad (5.2)$$

Ela representa o aumento na ocupação do sistema em relação à Potência Aparente S mínima necessária para fornecer uma Potência Ativa P em regime senoidal sem distorção.

A " osc " (ou " osc_t ") em sistema distorcido (mas equilibrado) pode ser decomposta em duas componentes, a fundamental e a harmônica, cada uma representando o correspondente acréscimo na ocupação do sistema:

$$osc_d = \frac{1}{PF_d} - 1 \quad (5.3)$$

$$osc_h = \frac{1}{PF_h} - 1 \quad (5.4)$$

Onde PF_d é o Fator de Potência de Deslocamento e PF_h é o Fator de Potência Harmônico e o Fator de Potência Verdadeiro pode ser dado por : $PF_d \cdot PF_h$.



Conforme mostrado no Capítulo 4, o Fator de Potência Harmônico pode ser calculado por :

$$PF_h = \frac{1 + \frac{P_h}{P_1}}{\sqrt{1 + (THD_V)^2} \cdot \sqrt{1 + (THD_I)^2}} \quad (5.5)$$

Entretanto, em situações com níveis de THD_V usuais, o Fator de Potência Harmônico pode ser dado pela seguinte expressão, considerando que na prática $P_h \ll P_1$ (inferior a 1%).

$$PF_h \cong \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I)^2}} \quad (5.6)$$

5.2.2 - Perdas Harmônicas × Ocupação Supérflua da Capacidade do Sistema

Nas diversas simulações realizadas foi efetuada uma avaliação do acréscimo das perdas na linha devido às correntes harmônicas, para comparação com o acréscimo na Potência Aparente, pela grandeza osc_h .

Verificou-se que os acréscimos na potência aparente é muito mais significativo do que o acréscimo de perda. Isso mostra que osc_h reflete melhor o efeito das correntes harmônicas no sistema alimentador do que as perdas, reforçando a base da proposta para uma tarifação de excedentes harmônicos baseada em osc_h .

5.2.3 - Tarifação do Excedente

A tarifação de excedente harmônico baseia-se em um Fator de Referência que apresenta um nível de tolerância adotado com o objetivo de permitir um certo

grau de injeção de harmônicos no sistema, sem ônus, e de evitar tarifações indesejáveis.

A escolha de um valor adequado é um compromisso entre a ação de restringir essa injeção e a de evitar cobranças indesejáveis de consumidores que não produzem harmônicos.

5.2.3.1 - Formas de Tarifação

Foram examinadas as seguintes formas de tarifação:

a) Tarifação Global

Refere-se à cobrança de excedentes pelo Fator de Potência Verdadeiro, através da expressão:

$$R_t = \left(\frac{RF_t}{PF_t} - 1 \right) \cdot (\text{Medição Ativa}) \quad (5.7)$$

Os cálculos foram efetuados usando o fator de referência $RF_t = 0,92$, o mesmo valor estabelecido na Portaria 1569/93 do DNAEE, para Potência Reativa, mas a base para a tarifação global é o Fator de Potência Verdadeiro (PF_t).

A avaliação inclui também cálculos baseados no fator de potência resultante no caso de se ter um medidor que medisse a Potência Ativa total e a carga reativa de deslocamento (fundamental). Esse fator de potência calculado é referido ao longo deste trabalho como PF_{PQI} .

b) Tarifação Desagregada

Refere-se à cobrança de excedentes separadamente para a fundamental e para os harmônicos, aplicando as expressões:

$$R_1 = \left(\frac{RF_d}{PF_d} - 1 \right) \cdot (\text{Medição Ativa}) \quad (5.8)$$

$$R_h = \left(\frac{RF_h}{PF_h} - 1 \right) \cdot (\text{Medição Ativa}) \quad (5.9)$$

O valor de referência usado para a fundamental é igual a 0,92, como definido na Portaria 1569 do DNAEE) e foram examinados dois valores para o Fator de Referência Harmônico:

- $RF_h = 0,98 \rightarrow$ correspondente a uma $THD_I = 20\%$ com $THD_V = 5\%$
- $RF_h = 0,99 \rightarrow$ correspondente a uma $THD_I = 13\%$ com $THD_V = 5\%$

Nas simulações efetuadas, foram avaliados os excedentes harmônicos usando as duas formas de cálculo de PF_h (exato e aproximado). O uso da aproximação, expressão 5.6, que é também objeto de análise dentro do escopo deste trabalho, tem o sentido de eliminar da expressão de PF_h a parte relativa a THD_V , que é uma grandeza muito dependente do sistema de alimentação, de responsabilidade da concessionária. Com a aproximação, o PF_h para o cálculo da tarifa ficaria dependente de THD_I , que está basicamente sujeita ao consumidor.

5.2.3.2 - Restrição Pela Admitância Equivalente de Distorção – Y_{THD}

Para minimizar os casos de incidência de tarifação do excedente harmônico de consumidores com cargas predominantemente lineares, é proposto o estudo de Y_{THD} e um valor limite Y_{THDlim} .

O valor de Y_{THDlim} é adotado como um delimitador que separa os consumidores em dois grupos: aquele em que se encontra a maioria dos produtores de harmônicos e aquele em que se encontra a maioria dos consumidores com cargas essencialmente lineares.

Nas análises de sensibilidade, foi tomado $Y_{THDlim} = 4$, resultante de $THD_V = 5\%$ e $THD_I = 20\%$, valores atualmente utilizados pelo "IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations". O estudo consiste em verificar a adequação de usar essa grandeza para que a tarifação não incida aos consumidores do segundo grupo.

5.3 - Metodologia de Estudo

A metodologia usada para o estudo do fator de referência apropriado (RF_h) consistiu no seguinte [22]:

- a) Definição de modelos para a simulação dos componentes da rede
- b) Realização de um conjunto de simulações
- c) Análise dos resultados

5.3.1 - Modelamentos Usados Nas Simulações

Procurou-se usar para as simulações os modelos mais simples possíveis e que possibilitassem atingir os objetivos propostos. Não foi objetivo propor novos modelos de componentes da rede ou utilizar modelos sofisticados em busca de alta precisão, em condições diferentes daquelas consideradas no estudo. Algumas verificações efetuadas, como foi o caso da representação de linha e de carga, visaram dirimir dúvidas quanto à adoção de diferentes modelos [12; 14; 16; 17; 28].

Nesta etapa de estudo foram consideradas redes com cargas equilibradas.

5.3.1.1 - Sistema de Alta Tensão

O sistema de AT foi representado simplesmente por meio de uma indutância (eventualmente em série com uma resistência) calculada a partir da potência de curto-circuito:

$$Z_{AT} = R_{CC} + j \cdot h \cdot X_{CC} \quad (5.10)$$

Onde R_{CC} e X_{CC} são a resistência e a reatância de curto-circuito e h é a ordem do harmônico.

5.3.1.2 - Transformador

Os transformadores foram representados simplesmente por uma indutância e uma resistência em série, calculadas a partir da impedância de curto-circuito:

$$Z_{TR} = R_{TR} + j \cdot h \cdot X_{TR} \quad (5.11)$$

5.3.1.3 - Capacitor

Os capacitores foram representados por sua capacitância nominal, de acordo com a expressão:

$$Z_{Cap} = -j \cdot \frac{X_1}{h} \quad (5.12)$$

Onde X_1 é a reatância capacitiva na frequência fundamental.

5.3.1.4 - Linha de Distribuição Primária (Aérea)

Embora algumas publicações apresentem métodos de cálculo simplificados representando a linha por meio de uma impedância concentrada em série, foram efetuadas algumas verificações da influência da capacitância da linha, através de comparações entre a representação com uma impedância em série com a representação em PI equivalente.

Foram efetuadas também algumas verificações com respeito ao efeito pelicular.

Como as simulações consideram apenas redes trifásicas equilibradas, as impedâncias de seqüência zero não foram utilizadas.

a) Influência da Capacitância

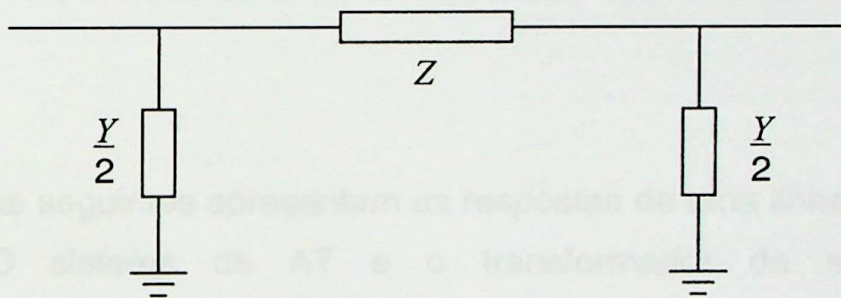


Figura 5.1 – Representação da linha de distribuição em PI equivalente

O modelo PI equivalente mostrado na Figura 5.1 é dado por :

$$Z = z \cdot d \cdot \frac{\sinh(d \cdot \sqrt{z \cdot y})}{d \cdot \sqrt{z \cdot y}} \quad (5.13)$$

$$\frac{Y}{2} = \frac{y \cdot d}{2} \cdot \frac{\tanh\left(\frac{d \cdot \sqrt{z \cdot y}}{2}\right)}{\frac{d \cdot \sqrt{z \cdot y}}{2}} \quad (5.14)$$

Onde: d é o comprimento da linha,

z é a impedância série da linha por quilômetro (Ω/km) e

y é a admitância paralela por quilômetro (Ω^{-1}/km)

A Figura 5.2 apresenta a resposta de uma linha de distribuição, representada pelo modelo PI equivalente, desconectada do sistema.

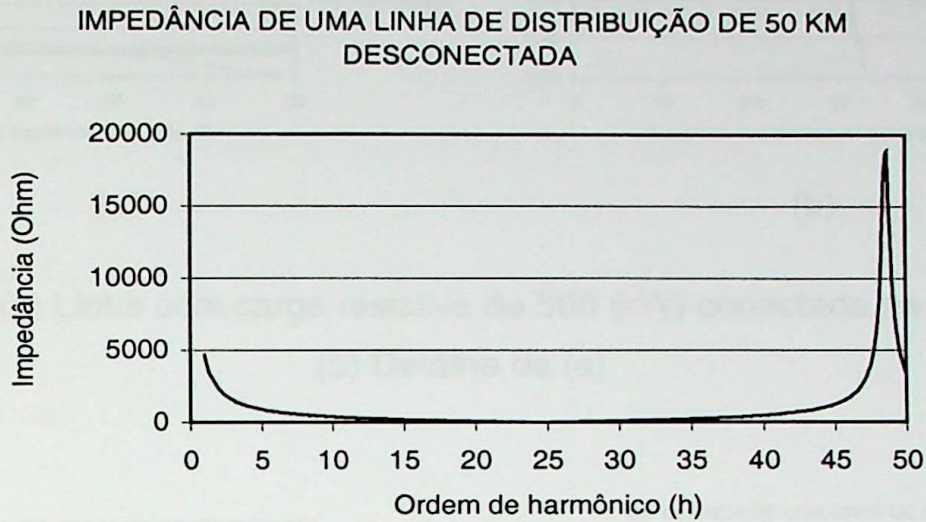


Figura 5.2 – Impedância de uma linha de distribuição desconectada do sistema

As figuras seguintes apresentam as respostas de uma linha conectada a uma subestação. O sistema de AT e o transformador da subestação foram representados conforme os itens 5.3.1.1 e 5.3.1.2 .

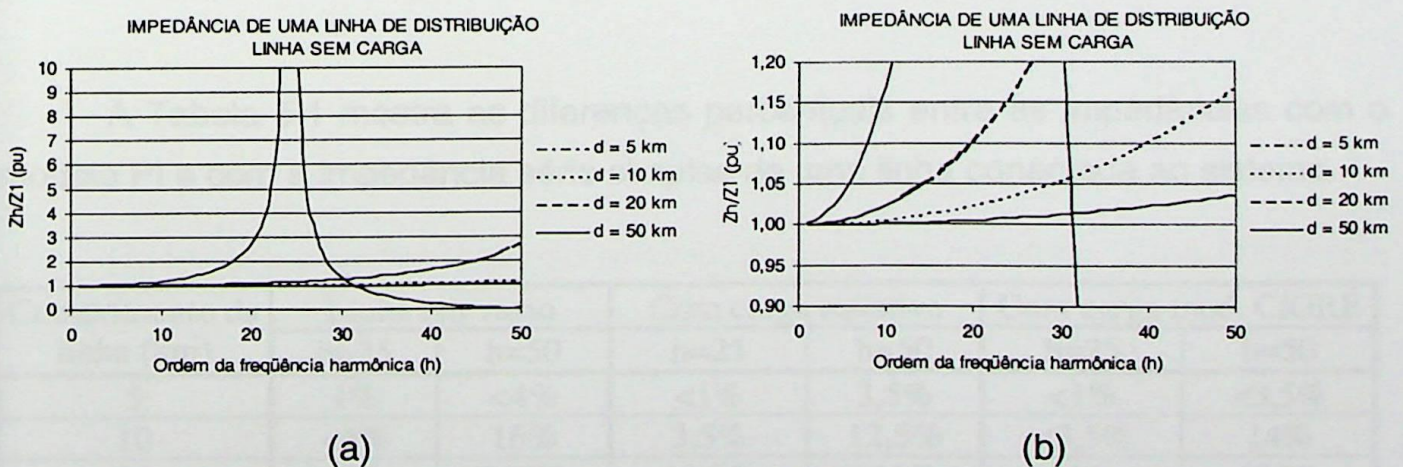
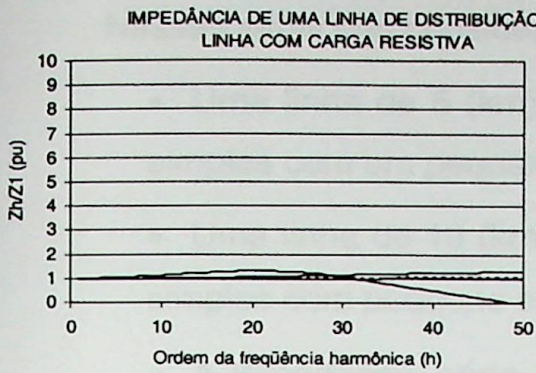
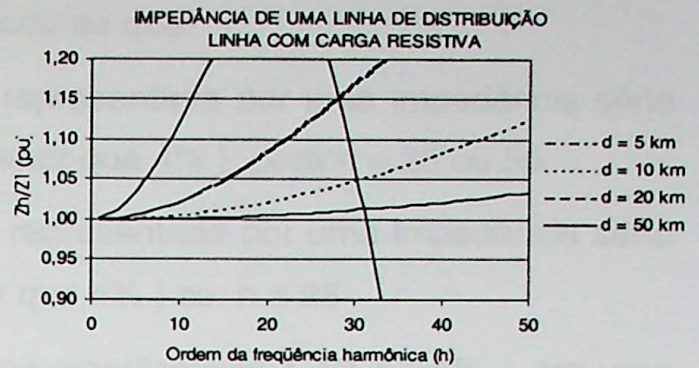


Figura 5.3 – (a) Linha em vazio ; (b) Detalhe de (a)

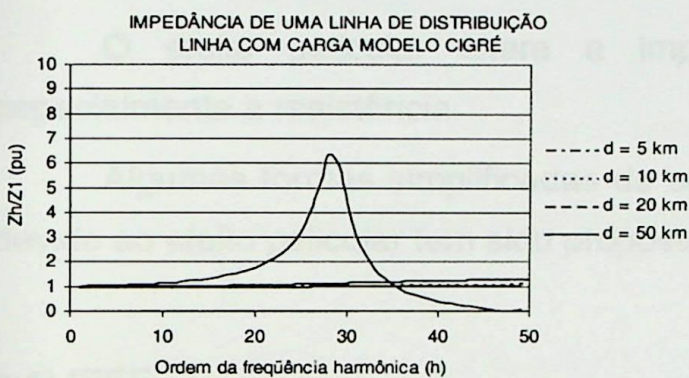


(a)

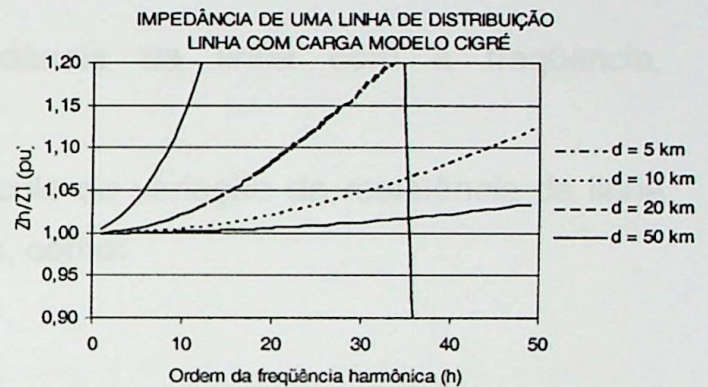


(b)

Figura 5.4 – (a) Linha com carga resistiva de 500 (kW) conectada na extremidade ;
(b) Detalhe de (a)



(a)



(b)

Figura 5.5 – (a) Linha com carga de 500 (kW) e PF=0,85 (modelo CIGRÉ) conectada na extremidade ; (b) Detalhe de (a)

A Tabela 5.1 mostra as diferenças percentuais entre as impedâncias com o modelo PI e com a impedância série simples de uma linha conectada ao sistema.

Comprimento da linha (km)	Linha em vazio		Com carga resistiva		Com carga mod. CIGRÉ	
	h=25	h=50	h=25	h=50	h=25	h=50
5	1%	<4%	<1%	3,5%	<1%	<3,5%
10	<4%	16%	3,5%	12,5%	<3,5%	14%
20	16%	250%	12,5%	131%	13%	195%

Tabela 5.1 – Diferença percentual entre as impedâncias com linha representada com PI e com impedância série simples



Nessas situações consideradas verificou-se que:

- Uma linha de 5 (km) pode ser representada por uma impedância série simples com um pequeno erro (menor que 4%), para $h = 25$ ou 50
- Uma linha de 10 (km) pode ser representada por uma impedância série simples com pequeno erro (menor que 4%) se $h \leq 25$
- A impedância série produz erros significativos (12 a 15%) em uma linha de 20 (km), com $h = 25$ e erros muito grandes (que podem ultrapassar 200%) com $h = 50$

b) Efeito Pelicular

O efeito pelicular altera a impedância da linha com a frequência, especialmente a resistência.

Algumas formas simplificadas de cálculo da variação da resistência da linha devido ao efeito pelicular tem sido propostos, como:

b.1) IEEE

$$\frac{R(\omega)}{R_{DC}} = \begin{cases} 0,035 \cdot M^2 + 0,938 & M < 2,4 \\ 0,35 \cdot M + 0,3 & M > 2,4 \end{cases} \quad (5.15)$$

$$M = 0,05012 \cdot \sqrt{\frac{f \cdot \mu_r}{R_{DC}}} \quad (5.16)$$

Onde μ_r é a permeabilidade relativa do condutor cilíndrico, f é a frequência em (Hz) e R_{DC} é a resistência para corrente contínua em (Ω/km)

b.2) Resistência proporcional à raiz quadrada da frequência

$$R(h) = \sqrt{h} \cdot R_1 \quad (5.17)$$

Onde h é a ordem do harmônico e R_l é a resistência da linha na frequência fundamental (Ω/km).

Os resultados obtidos com as expressões acima são mostrados na Figura 5.6 junto com os valores calculados através do programa ATP (subrotina Line Constants), que usa as funções de Bessel para o cálculo do efeito pelicular [12].

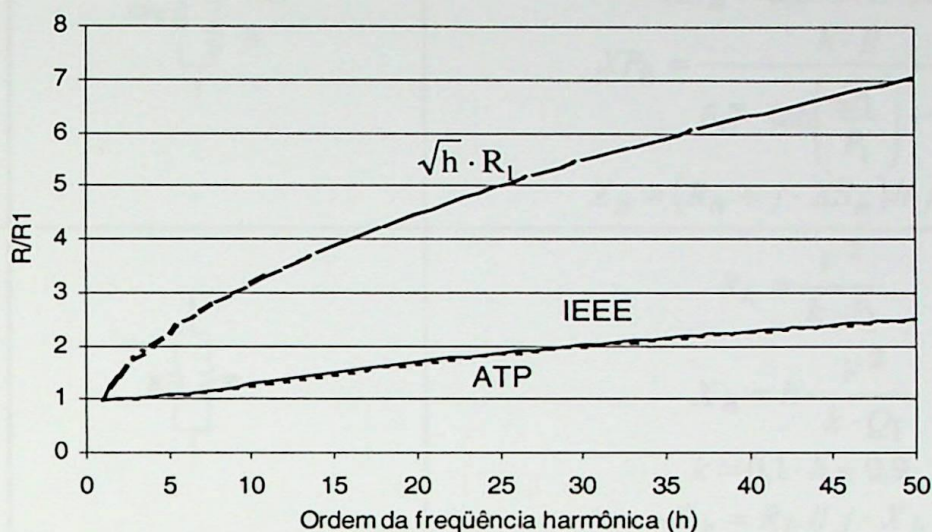


Figura 5.6 – Comparação entre as resistências de linha calculadas de diferentes formas

Observa-se que a expressão (b.1) fornece resultados muito próximos dos valores calculados pelo ATP. Em contrapartida, verifica-se que a expressão (b.2) superestima o aumento da resistência com a frequência.

Foram utilizados os valores obtidos pelo ATP nas simulações, adotando-se o modelo de linha com PI equivalente.

5.3.1.5 - Cargas Passivas

A representação de cargas passivas (cargas lineares) é um ponto de particular dificuldade devido à diversidade de cargas ou de combinações de cargas possíveis de serem encontradas na prática.

São encontrados na literatura diversos modelos de cargas passivas, representando um determinado tipo de carga ou um aglomerado de cargas.

Os modelos mais comuns estão mostrados na Tabela 5.2.

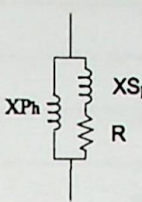
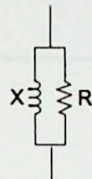
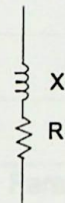
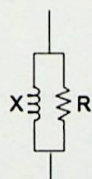
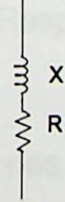
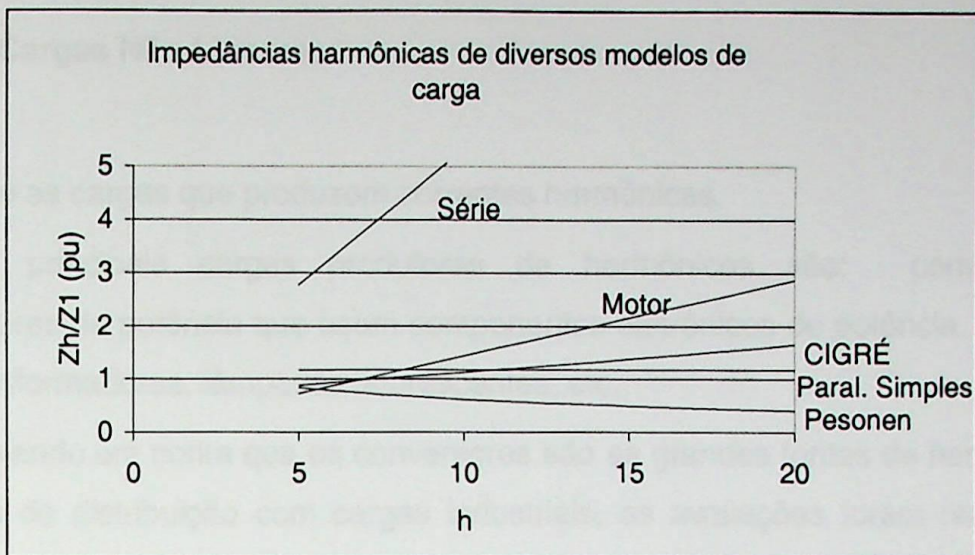
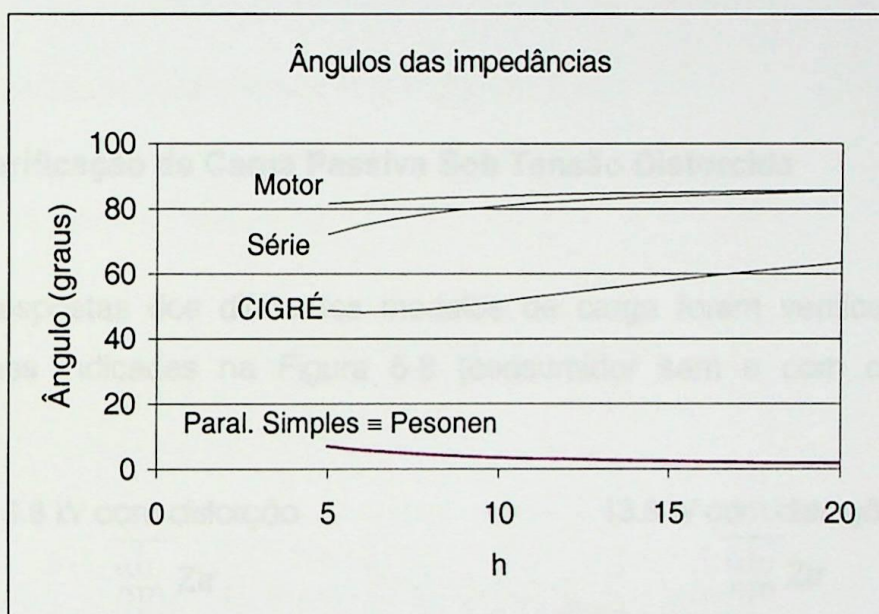
MODELO	CONFIGURAÇÃO	EXPRESSÕES
CIGRÉ		$R = \frac{V^2}{P_1}$ $XS_h = 0,073 \cdot h \cdot R$ $XP_h = \frac{h \cdot R}{6,7 \cdot \tan\left(\frac{Q_1}{P_1}\right) - 0,74}$ $Z_h = (R_h + j \cdot XS_h) // j \cdot X_h$
PESONEN		$R_h = \frac{V^2}{k \cdot P_1}$ $X_h = h \cdot \frac{V^2}{k \cdot Q_1}$ $k = 0,1 \cdot h + 0,9$ $Z_h = R_h // j \cdot X_h$
MOTOR		$X_h = h \cdot \frac{V^2}{S_{partida}}$ $R_h = \sqrt{h} \cdot \frac{X_1}{3}$ $Z_h = R_h + j \cdot X_h$
PARALELO SIMPLES		$R_h = \frac{V^2}{P_1}$ $X_h = h \cdot \frac{V^2}{Q_1}$ $Z_h = R_h // j \cdot X_h$
SÉRIE		$Z_1 = Equiv \left(\frac{V^2}{P_1} // j \cdot \frac{V^2}{Q_1} \right) = R + j \cdot X_1$ $Z_h = R + j \cdot h \cdot X_1$

Tabela 5.2 – Modelos de representação de cargas passivas

A Figura 5.7 mostra as respostas de cada um dos modelos apresentados, dadas pela relação entre os valores absolutos da impedância na frequência harmônica e da impedância na fundamental.



(a)



(b)

Figura 5.7 – Respostas dos diferentes modelos de carga passiva

Observa-se que nos modelos motor e série há maior aumento do valor da impedância do que nos outros modelos, sendo o seu comportamento quase puramente indutivo, devido ao efeito da indutância que fica em série com a resistência.

Devido à diversas respostas, procurou-se, nas simulações, efetuar verificações com diferentes modelos.

5.3.1.6 - Cargas Não-Lineares

São as cargas que produzem correntes harmônicas.

As principais cargas produtoras de harmônicos são: conversores, controladores de potência que usam componentes eletrônicos de potência, fornos a arco, transformadores, lâmpadas fluorescentes, etc.

Levando em conta que os conversores são as grandes fontes de harmônicos em redes de distribuição com cargas industriais, as avaliações foram realizadas, nessa etapa de estudo, considerando esses equipamentos.

Nas simulações, os conversores foram representados por fontes de corrente.

5.3.1.7 - Verificação de Carga Passiva Sob Tensão Distorcida

As respostas dos diferentes modelos de carga foram verificadas com as configurações indicadas na Figura 5.8 (consumidor sem e com compensação reativa).

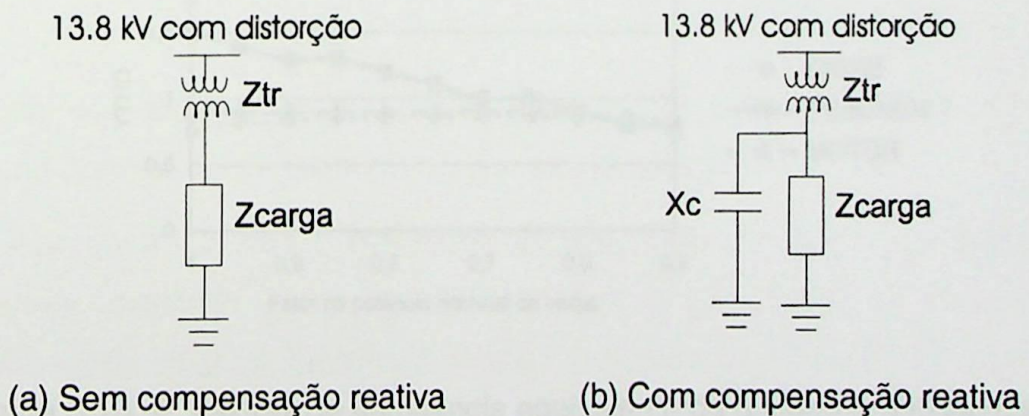


Figura 5.8 – Consumidor com tensão distorcida no ponto de alimentação

As distorções de tensão impostas no ponto de alimentação do consumidor são de 2,5%, 5% e 10%, com o perfil de tensões harmônicas com amplitude inversamente proporcional à frequência (Figura 5.9).

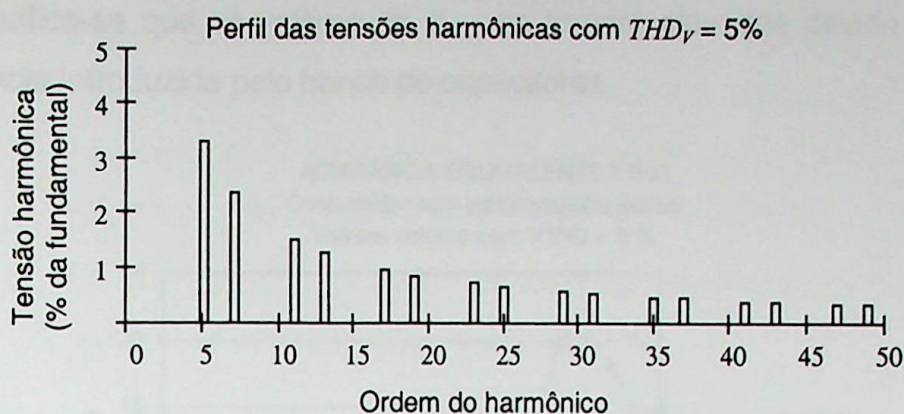


Figura 5.9 - Perfil harmônico de tensão no ponto de alimentação

a) Consumidor sem compensação reativa

Os resultados estão mostrados na Figura 5.10.

Observa-se que os valores das admitâncias equivalentes (Y_{THD}) se situam numa faixa de valores inferiores a 2.

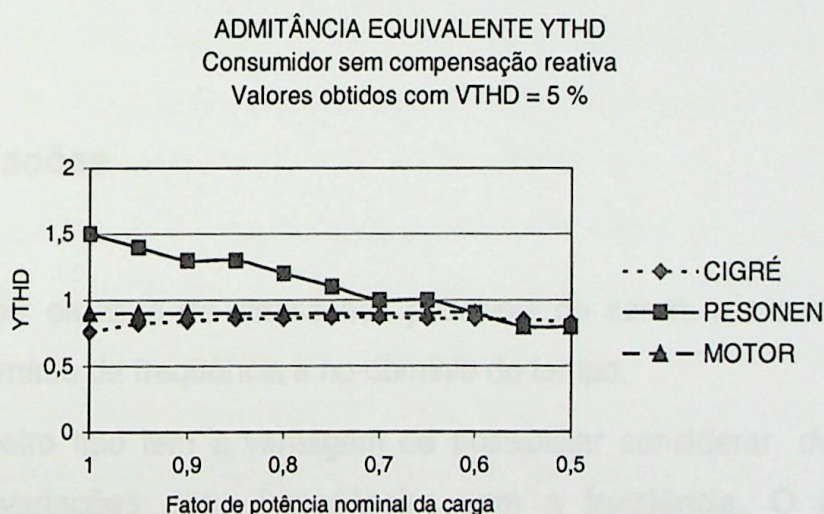


Figura 5.10 – Valores de admitância equivalente de distorção obtidos com consumidor com carga passiva sem compensação reativa

b) Consumidor com compensação reativa no secundário do transformador

A Figura 5.11 mostra os resultados obtidos.

Verifica-se que os valores de Y_{THD} se tornam elevados devido ao efeito da ressonância introduzida pelo banco de capacitores.

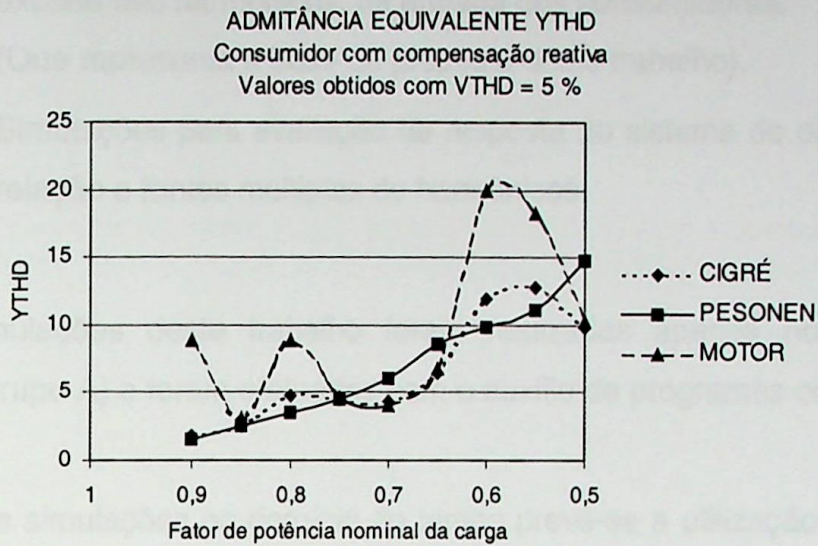


Figura 5.11 – Valores de admitância equivalente de distorção obtidos com consumidor com carga passiva, com compensação reativa no secundário

5.4 - Simulações

São dois os tipos de simulações possíveis de serem realizadas para este estudo: no domínio da frequência e no domínio do tempo.

O primeiro tipo tem a vantagem de possibilitar considerar, de forma mais simples, as variações das impedâncias com a frequência. O segundo tipo possibilita representar de forma mais direta o processo de produção de harmônicos através do modelamento de conversores como uma réplica do conversor real, simulando os chaveamentos de dispositivos de eletrônica de potência e possibilitando determinar com mais facilidade o efeito de mais de uma fonte de harmônicos.

Existem portanto, dois grupos de simulações:

- a) Grupo A: Simulações para estudo paramétrico do comportamento básico das grandezas elétricas e das respostas, em termos de tarifação de excedentes harmônicos, na entrada dos consumidores.
(Que representa a base da proposta deste trabalho).
- b) Grupo B: Simulações para avaliação da resposta do sistema de distribuição em relação a fontes múltiplas de harmônicos.

As simulações deste trabalho foram realizadas apenas no domínio da frequência (Grupo A) e foram efetuadas com o auxílio de programas como MathCad e Excel.

Para as simulações no domínio do tempo prevê-se a utilização do programa ATP. Em trabalhos posteriores poderão ser utilizados também os programas SPICE e SABER.

Com as simulações do Grupo A procurou-se identificar os principais parâmetros que afetam os fatores de potência de consumidores e as diferentes formas de tarifação, em função dos fatores de referência examinados. Essas simulações foram efetuadas no domínio da frequência.

As simulações do Grupo B visam examinar os níveis de distorção de tensão no sistema de distribuição em função da existência de múltiplas fontes de harmônicos e de cargas lineares, para se ter uma noção da quantidade de harmônicos um sistema de distribuição pode absorver sem que haja distorções de tensão excessivas. Essas simulações podem ser efetuadas no domínio do tempo.

No Apêndice D encontra-se o modelamento matemático elaborado para a simulação do Grupo A no MathCad.

5.4.1 - Configurações Usadas Nas Simulações

As configurações usadas são mostradas nas Figuras 5.12 e 5.13 :

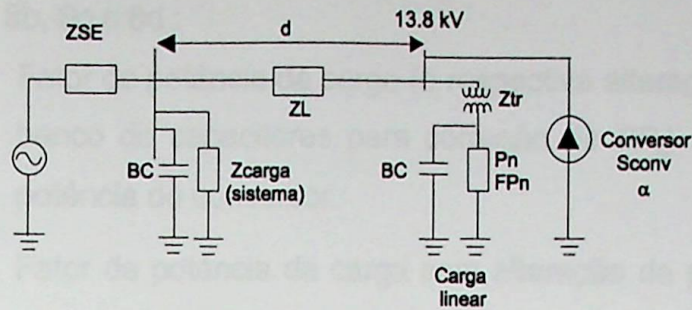


Figura 5.12 – Configuração para as simulações do Grupo A, considerando a presença de carga linear apenas na extremidade da linha (junto ao conversor).

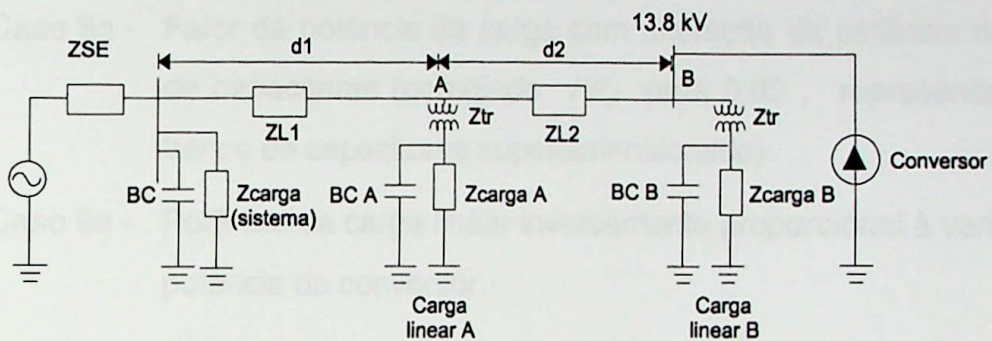


Figura 5.13 – Configuração para as simulações do Grupo B, considerando a presença de cargas lineares no meio da linha e em sua extremidade (junto ao conversor).

5.4.2 - Casos Simulados

Os diferentes casos simulados apresentam variações nas seguintes grandezas:

- Caso 1a - Potência de curto-circuito do sistema
- Caso 2a - Potência da carga do sistema
- Caso 3a - Potência do banco de capacitores do sistema
- Caso 4a - Comprimento da linha de transmissão
- Caso 5a - Potência do conversor
- Caso 6a - Ângulo de disparo do conversor
- Caso 7a - Potência da carga linear (o que obriga alteração nas potências do transformador e do banco de capacitores para correção do fator de potência da carga).

- Casos 8a, 8b, 8c e 8d :

Fator de potência da carga (e respectiva alteração da potência do banco de capacitores para correção de PF_d) combinado com a potência do conversor.

- Caso 8e - Fator de potência da carga sem alteração da potência do banco de capacitores (sem correção de PF_d).
- Caso 8f - Fator de potência da carga com alteração da potência do banco de capacitores (corrigindo PF_d para 0,9).
- Caso 8g - Fator de potência da carga com alteração da potência do banco de capacitores (corrigindo PF_d para 0,95 , representando um banco de capacitores superdimensionado).
- Caso 9a - Potência da carga linear inversamente proporcional à variação da potência do conversor.

- Casos 10a, 10b e 10c :

Fator de potência das cargas lineares A e B (com respectiva alteração da potência do banco de capacitores para correção de PF_d), porém mantendo PF_d da carga B fixo.

- Caso 11a - Variação simultânea dos fatores de potência das cargas lineares A e B (com respectivas alterações da potência do banco de capacitores para correção de PF_d).
- Caso 12a - Variação do fator de potência da carga linear A (com respectivas alterações da potência do banco de capacitores para correção de PF_d), estando nula a carga B (na extremidade da linha).

Todos os casos foram simulados utilizando os três primeiros modelos de carga linear apresentados na Tabela 5.2 (CIGRÉ, PESONEN e MOTOR). Também foram simulados os caso **b**, **c** e **d**, utilizando um "fator de crescimento harmônico" nos conversores multiplicando a distorção harmônica de corrente por 1,5 , 3 e 5 respectivamente.

No Apêndice B estão mostrados os parâmetros e suas variações nos casos simulados.

5.4.3 - Exemplos Ilustrativos

Os exemplos mostrados a seguir, ilustram a sistemática aplicada nas simulações e análises.

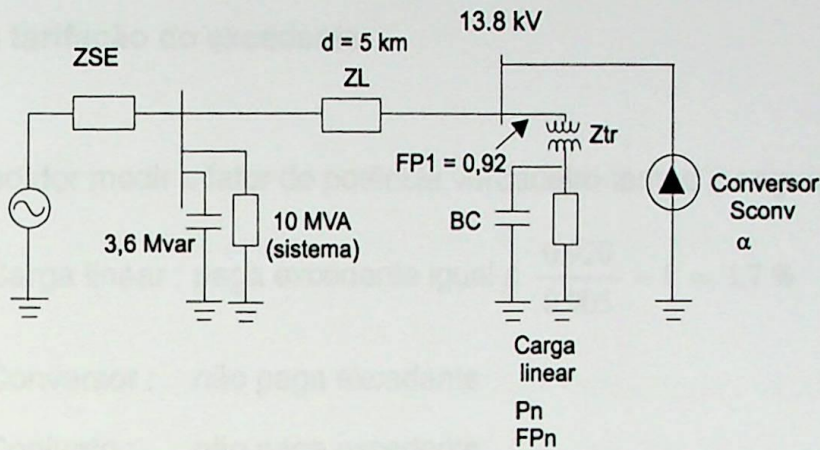


Figura 5.14 – Rede para exemplo de cálculo

5.4.3.1 - Exemplo 1

Utilizando a rede apresentada na Figura 5.14, com o Modelo 1 de carga (CIGRÉ) e adotando os valores de entrada para os parâmetros que seguem :

Potência do conversor : $S_{conv} = 1000$ (kVA);

Ângulo de disparo do conversor: $\alpha = 0^\circ$;

Potência da carga linear: $P_n = 500$ (kW) e

Fator de potência (deslocamento) da carga linear: $FP_n = 0,65$

Obtém-se os seguintes resultados:

- THD_V no ponto de alimentação do conversor igual a 3,2%

- Fatores de potência:

- Carga Linear: $PF_l = 0,905$; $PF_f = 0,92$; $PF_h = 0,983$
- Conversor: $PF_l = 0,960$; $PF_f = 1,00$; $PF_h = 0,960$
- Conjunto: $PF_l = 0,974$; $PF_f = 0,99$; $PF_h = 0,983$

a) Efeitos na tarifação do excedente:

a.1) Se o medidor medir o fator de potência verdadeiro temos a seguinte situação:

- Carga linear : paga excedente igual a $\frac{0,920}{0,905} - 1 = 1,7 \%$
- Conversor : não paga excedente
- Conjunto : não paga excedente

a.2) Se considerarmos PF_d e PF_h separadamente e usar os valores de referência $RF_d = 0,92$ e $RF_h = 0,98$, temos a seguinte situação:

- Carga linear: não paga excedente
- Conversor: paga $\frac{0,98}{0,96} - 1 = 2,1 \%$ de excedente
- Conjunto: não paga excedente

Conclui-se com este exemplo que o consumidor com carga linear sofre prejuízo com a sistemática de tarifação baseada no fator de potência verdadeiro, enquanto que o consumidor que produz harmônicos não sofre qualquer penalidade. Por outro lado, com a sistemática proposta, o produtor de harmônicos arca com um custo adicional e esta é, sem dúvida, uma situação mais justa do que a anterior.

b) Alguns efeitos das correntes harmônicas no sistema

b.1) Ocupação extra da capacidade do sistema devido às correntes harmônicas (osc_h):

- Carga linear: 0,35%
- Conversor: 4,20%
- Conjunto: 1,78%

b.2) Perda na linha causada pelas correntes harmônicas:

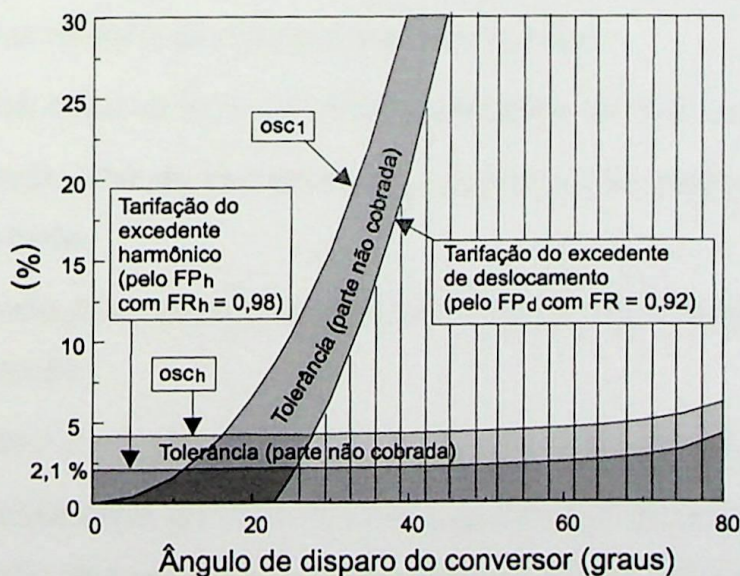
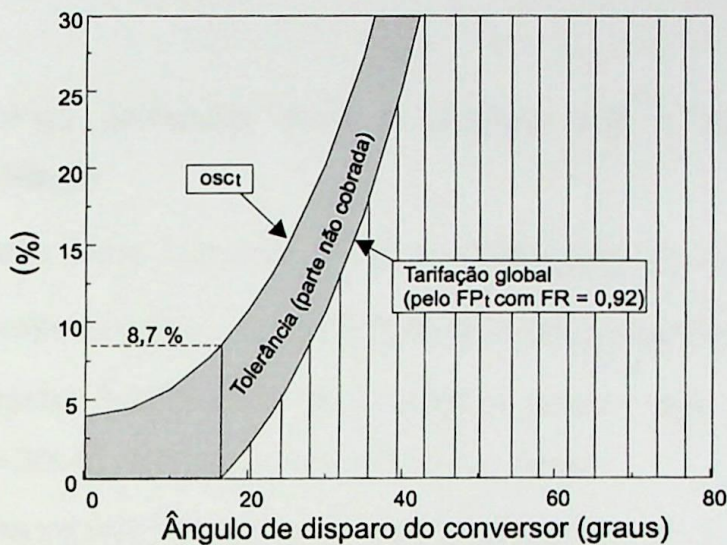
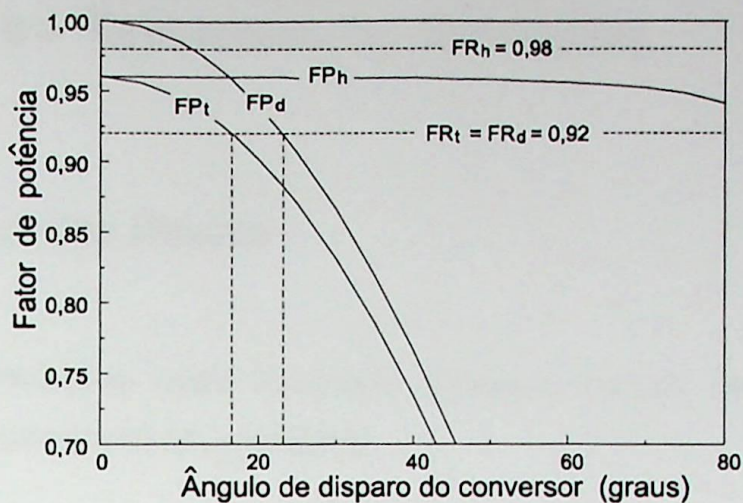
- 0,03 % da potência ativa total fornecida pelo circuito.

Nota-se neste exemplo que o reflexo das correntes harmônicas na ocupação adicional da capacidade do sistema é muito maior do que nas perdas.

5.4.3.2 - Exemplo 2

Tomando como exemplo o Caso 6a utilizando o modelo de carga linear definido pelo CIGRÉ, aplicado ao circuito da Figura 5.14, teremos a Figura 5.15 mostrando como as diferentes formas de tarifação incidem num conversor.

Note que neste caso a potência aparente da fundamental e THD_I são mantidas constantes, variando-se apenas o ângulo de disparo do conversor.



FP_t : fator de potência verdadeiro
 FP_d : fator de potência de deslocamento
 FP_h : fator de potência harmônico
 osc_t : ocupação supérflua da capacidade total / P
 osc_1 : ocupação supérflua da capacidade da fundamental / P
 osc_h : ocupação supérflua da capacidade harmônica / P

Figura 5.15 – Ilustração das formas de tarifação de um conversor

Capítulo 6 – Resultados das Simulações



6.1 - Resultados Obtidos

As simulações foram realizadas conforme descrito no Capítulo 5 e os seguintes resultados foram analisados:

- Δ_{SSE} Diferença percentual entre a potência total e da fundamental na subestação
- $I_{ef} / |I_1|$ Relação entre correntes eficaz e fundamental do capacitor da SE, do capacitor da carga linear e da instalação com carga linear
- osc Ocupação Supérflua da Capacidade do sistema pelo do conversor, pela carga linear, pelo conjunto e no circuito primário
- p_{L1} Perdas na linha devidas a corrente fundamental
- p_{Lh} Perdas na linha devidas a corrente harmônica
- P_{L1} Perdas totais na linha em relação a potência no início do circuito
- P_1 Potência Ativa da Fundamental do conversor, da instalação, do conjunto e do circuito
- P_h Potência Ativa dos Harmônicos do conversor, da instalação, do conjunto e do circuito
- P_{tot} Potência Ativa Total do conversor, da instalação, do conjunto e do circuito
- P_{Lt} Diferença entre a Potência Ativa total no início do circuito e no ponto de conexão da carga linear com o conversor (perdas totais na linha)
- PF_1 Fator de Potência da Fundamental do conversor, da carga linear, do conjunto, do circuito primário e na subestação
- PF_h Fator de Potência Harmônico do conversor, da carga linear, do conjunto, do circuito primário e na subestação

PF_{ha}	Fator de Potência Harmônico do conversor, da carga linear, do conjunto e do circuito primário, calculado pela expressão aproximada: $1/\sqrt{1 + THD_I^2}$
PF_t	Fator de Potência Verdadeiro do conversor, da carga linear, do conjunto, do circuito primário e na subestação
RP_h	Potência harmônica por unidade de potência ativa do conversor, da carga linear e do conjunto
RP_{Lh}	Perda na linha por potência ativa do conversor, do conjunto e do circuito primário
THD_I	Distorção Harmônica Total de Corrente do conversor, na entrada da instalação com carga linear, no banco de capacitores do consumidor, no ponto de alimentação do conjunto carga linear + carga não linear, na saída do circuito primário
THD_V	Distorção Harmônica Total de Tensão no ponto de ligação dos consumidores (instalação c/ carga linear e conversor), na subestação,
Y_{THD}	Admitância Equivalente de Distorção do conversor, da carga linear, do conjunto e do circuito primário

Os resultados obtidos estão apresentados nos vários gráficos do Apêndice C, que mostram, para cada um dos pontos de conexão com a rede (conversor, carga linear e o conjunto cv+cl), os valores percentuais adicionais na tarifa relativos à cobrança de excedentes, colocados sob as duas formas de tarifação:

- Tarifação Global - utilizando o fator de potência total
- Tarifação Desagregada - utilizando os fatores de potência de deslocamento e harmônico

Os gráficos apresentam curvas mostram as variações dos valores :

- osc_h ocupação extra do sistema devido às correntes harmônicas
- TE_t tarifação de excedente global
- TE_d tarifação de excedente de deslocamento
- TE_h tarifação de excedente harmônico
- TE_{PQI} tarifação de excedente global com base no PF obtido de P e Q_I
- THD_V distorção harmônica total de tensão
- Y_{THD} admitância harmônica equivalente

6.2 - Análise dos Resultados

Para a análise dos resultados, é necessário ter em mente as condições relativas ao fator de potência de deslocamento (fundamental) das cargas. No conversor $PF_d = 1$ e na carga linear $PF_d = 0,92$. Com exceção dos casos cujos valores estejam indicados diferentes.

6.2.1 - Tarifação Global

A tarifação global aparece como consequência de baixo PF_t .

Como $PF_t = PF_d \cdot PF_h$, essa situação pode ocorrer com baixo PF_d ou com baixo PF_h , ou ambos.

Nos exemplos simulados, foi utilizado o fator de referência $RF_t = 0,92$, o mesmo valor da Portaria DNAEE 1569/93, usado para faturamento de energia reativa excedente.

6.2.1.1 - Conversor

Dos casos apresentados que consideram $\alpha = 0$ ($PF_d = 1$), a situação de cobrança pelo excedente ocorre somente quando o PF_h é muito baixo.

Como no Caso 5a, em que a potência do conversor é muito elevada, provocando THD_V superior a 15%, muito acima dos níveis normais, e de PF_t muito baixos (devido a diminuição de PF_h). São casos onde os conversores tem mais de 5000 kVA.

Outro caso em que aparece a tarifação de excedente é o Caso 6a onde ocorre a variação do ângulo de disparo do conversor, que foi mostrado anteriormente no Capítulo 5, como Exemplo 2. A incidência da tarifação ocorre à medida em que o fator de potência de deslocamento é abaixado (com o aumento do ângulo de disparo).

Levando-se em conta que PF_h do conversor considerado está em torno de 0,96 para valores não muito grande de α , a tarifação começa a ser efetiva quando PF_d se torna abaixo de 0,959, ou seja, quando α é maior que $16,5^\circ$, pois PF_t será igual a $0,96 \times 0,959 = 0,92$. Isso significa que quando $PF_d < 0,95$ há uma tarifação devida aos harmônicos, entretanto esse acréscimo na tarifa não incide proporcionalmente ao conteúdo harmônico.

A Figura 6.1 mostra esse acréscimo em função do ângulo de disparo e também é mostrada a grandeza $osch$.

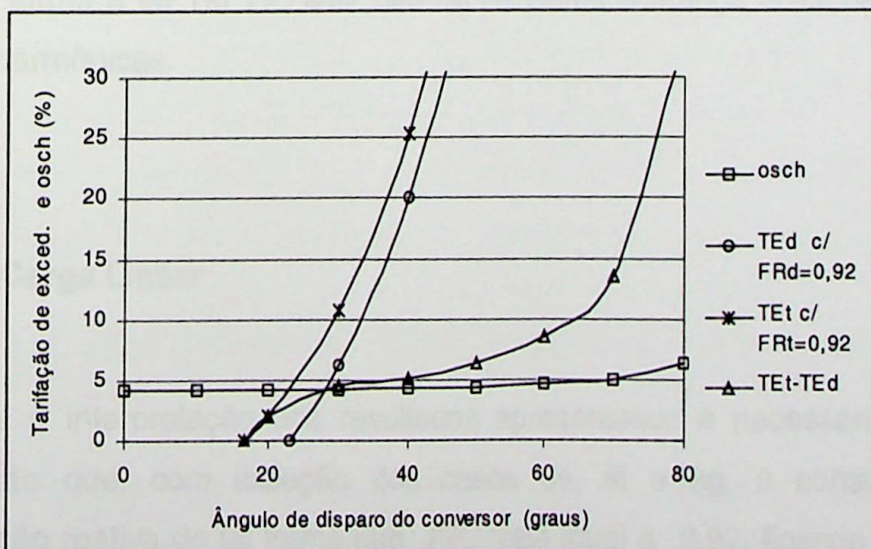


Figura 6.1 – Efeito dos harmônicos na tarifação de excedentes global do conversor

Com relação ao Caso 6a, as seguintes observações ajudam a entender melhor a questão:

- Se não houvesse correntes harmônicas, a tarifação de excedente apareceria somente com $PF_d < 0,92$, ou seja, com $\alpha > 23^\circ$.
- As correntes harmônicas diminuem o PF_i e a tarifa de excedentes aparece quando $PF_d < 0,959$, ou seja, com $\alpha > 16,5^\circ$.
- O aumento na tarifação extra é causado pela corrente harmônica.
- A diferença entre as tarifações com base em PF_i e PF_d não é proporcional a osc_h , o que significa que o aumento da potência aparente devido à corrente harmônica não é refletido proporcionalmente na tarifação.

Pode-se então concluir que:

Como a tarifação global não distingue harmônicos e reativos, para evitar excedentes o consumidor pode corrigir tanto o PF_d quanto o PF_h . Assim, um grande produtor de harmônicos pode evitar ou reduzir a tarifação de excedentes apenas com a compensação reativa. Esse sistema de tarifação não induz o consumidor a diminuir a injeção de harmônicos.

A contribuição dos harmônicos na tarifação global de excedentes depende do valor de PF_d e não é proporcional a osc_h .

Quando o conversor opera com PF_d alto, ou quando há uma compensação reativa de forma a se Ter PF_d alto, não há nenhuma cobrança adicional devido as correntes harmônicas.

6.2.1.2 - Carga Linear

Para a interpretação dos resultados apresentados é necessário levar em consideração que, com exceção dos casos 8e, 8f e 8g, o consumidor tem compensação reativa de tal forma que PF_d seja igual a 0,92, ficando então igual

ao fator de referência usado. Nessa situação, a tarifação extra incide na mesma porcentagem de osc_h .

Obviamente, se o consumidor tiver PF_d maior que 0,92, poderia não incidir nenhuma tarifação adicional devido aos harmônicos, como no caso 8g, em que PF_d é corrigido para 0,95 resultando PF_l maior que 0,92.

Com $PF_d \leq 0,92$, qualquer conteúdo harmônico provoca um abaixamento de PF_l , causando acréscimo na tarifação de excedente, como mostra o Caso 8f, em que PF_d é corrigido para 0,9.

A influência da compensação reativa na contribuição dos harmônicos na tarifação global pode ser vista na Figura 6.2, onde são mostradas as curvas de osc_h e as curvas que representam o acréscimo na tarifação devido às correntes harmônicas (diferenças entre tarifações com e sem harmônicos).

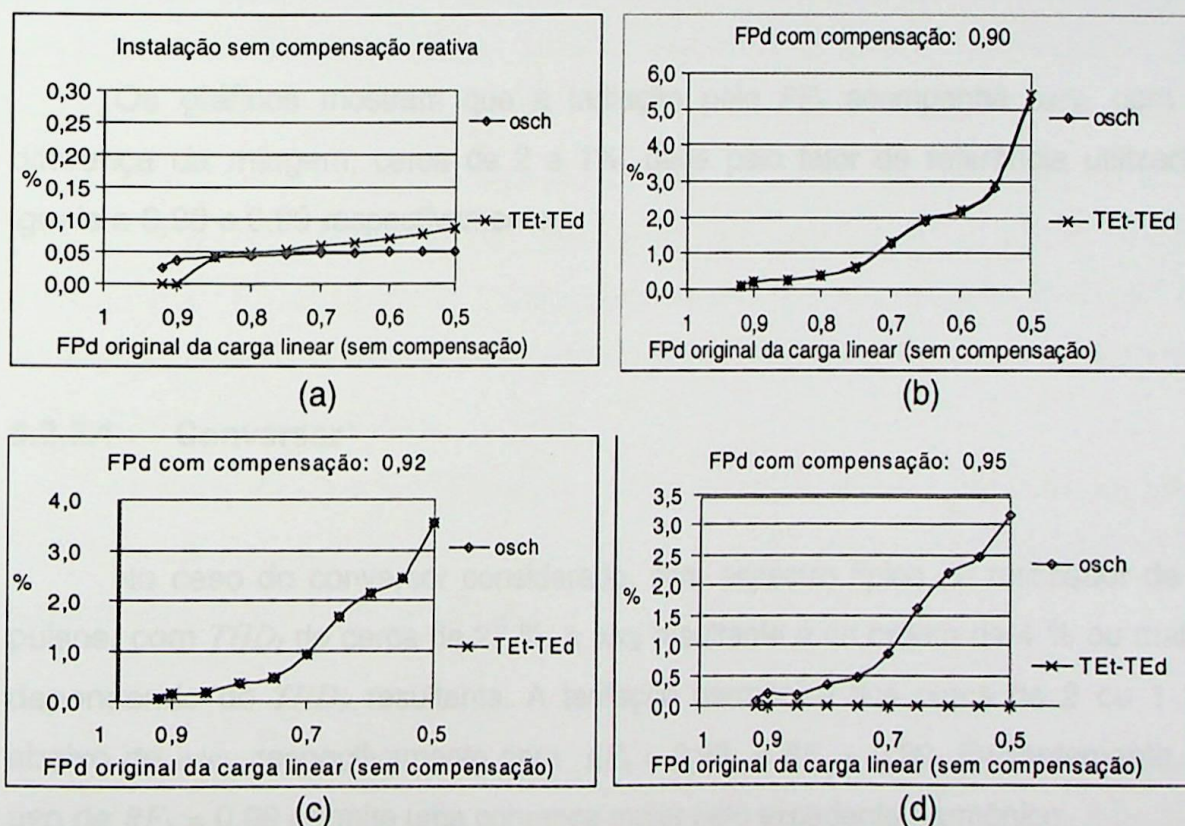


Figura 6.2 – Efeito dos harmônicos na tarifação global de excedentes da carga linear

Um fato importante que deve ser ressaltado é que como essa forma de tarifação não distingue os efeitos do deslocamento e dos harmônicos, caso o consumidor não tenha uma compensação extra da carga reativa (acima de 0,92), o

abaixamento do PF_t devido aos harmônicos reflete diretamente na tarifa, penalizando o consumidor que não produz harmônicos.

6.2.1.3 - Conjunto: Conversor + Carga Linear

A tarifação incide de uma forma intermediária entre a do conversor e da carga linear.

6.2.2 - Tarifação Desagregada

Os gráficos mostram que a tarifação pelo PF_h acompanha osc_h , com a diferença da margem, cerca de 2 e 1%, dada pelo fator de referência utilizado, iguais a 0,98 e 0,99 respectivamente.

6.2.2.1 - Conversor

No caso do conversor considerado, com espectro típico de retificador de 6 pulsos, com THD_I de cerca de 27 %, a osc_h resultante é da ordem de 4 % ou mais, dependendo de THD_V resultante. A tarifação harmônica fica cerca de 2 ou 1 % abaixo de osc_h , respectivamente para $RF_h = 0,98$ e $RF_h = 0,99$. Evidentemente, o uso de $RF_h = 0,99$ permite uma cobrança maior pelo excedente harmônico.

6.2.2.2 - Carga linear

O PF_h da carga linear pode, em certas situações, se tornar baixo a ponto de ser possível que recaia uma tarifação de excedente harmônico. Isso pode ocorrer nas seguintes situações:

- a) Distorção de tensão muito elevada;
- b) Situação de ressonância causada pelos capacitores usados para a compensação reativa;
- c) Efeito do neutro.

Exemplos da primeira situação podem ser visto nos casos 4a (em linhas de transmissão compridas), 5a e 9a (com conversores de grandes potências). Cabe observar, entretanto, que nesses casos as distorções de tensão já estão acima dos limites usualmente admitidos em sistemas de distribuição (5 a 6 %).

Exemplos da segunda situação podem ser vistos nos casos 8c, 8f e 8g (casos em que os capacitores para compensação reativa variam em função do fator de potência original da carga linear). Verifica-se que a incidência da tarifação de excedente pode ocorrer quando PF_d da carga sem compensação é baixo, inferior a 0,7 nos casos apresentados.

O efeito de se utilizar diferentes valores de RF_h (0,98 ou 0,99) pode ser visto nas diversas figuras. Observa-se que com $RF_h = 0,99$ aumenta a possibilidade de taxar o consumidor com carga linear.

6.2.2.3 - Conjunto: Conversor + Carga Linear

A tarifação incide de uma forma intermediária entre a do conversor e da carga linear.



6.2.3 - Valores de Y_{THD}

Nos resultados verifica-se que geralmente é encontrada a condição de $Y_{THD} > 4$ no conversor, $Y_{THD} < 4$ em cargas lineares e valores intermediários para o conjunto conversor + carga linear. Entretanto, em certas situações isso pode não ocorrer.

No caso do conversor, são constatados casos com $Y_{THD} < 4$ em situações nas quais se tem THD_V alta, ou seja, quando a impedância equivalente do sistema vista pelo conversor é alta, como no caso de linha longa, ou quando a potência do conversor é elevada. Mas essa situação é verificada geralmente quando a THD_V está acima dos limites usualmente adotados de 5 a 6 %.

No caso da carga linear, são encontrados casos com $Y_{THD} > 4$ quando ocorrem ressonâncias provocadas pelo banco de capacitores. Verifica-se nos gráficos dos casos 8c, 8f e 8g que essa situação ocorre quando o fator de potência original da carga linear é baixo, menor que 0,7, com a instalação compensada para $PF_d = 0,92$.

6.2.4 - Fator de potência harmônico aproximado

Os resultados indicam que a expressão aproximada de PF_h (5.6) fornece valores com melhor aproximação em relação ao valor exato (Expressão 5.5) quando THD_V é baixo. A diferença absoluta na tarifação está em torno de 0,5 a 1 % com THD_V de 5 %, que em termos percentuais em relação aos valores de osc_h é de cerca de 10 a 20 %. Percentualmente em relação aos valores de tarifação, a diferença é maior.

As diferenças tendem a favorecer os conversores e a desfavorecer as cargas lineares.

6.2.5 -Influência dos modelos de carga linear

Os resultados apresentados no Apêndice C referem-se às simulações efetuadas com o modelo de carga linear 1 (Cigré), mas todas as simulações foram efetuadas também com os modelos 2 (Pesonen) e 3 (motor).

Em termos de tarifação, os resultados com o modelo 2 são bastante próximos aos do modelo 1.

Com o modelo 3, a instalação com carga linear fica mais suscetível de apresentar ressonâncias, resultando mais situações de tarifação extra do que com os modelos 1 e 2.

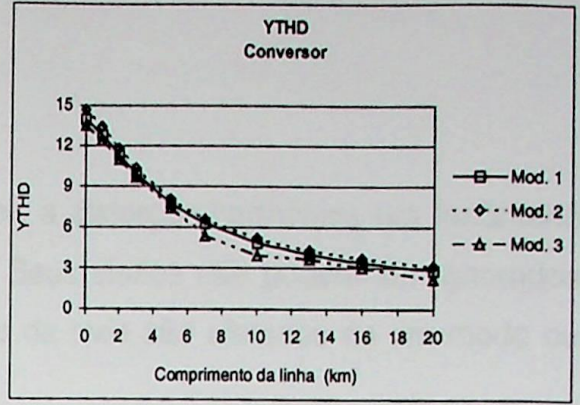
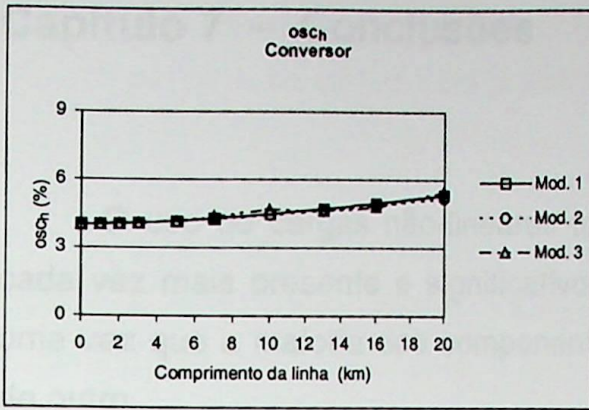
As Figuras 6.3, 6.4 e 6.5 mostram a influência dos modelos de carga linear na osc_h e Y_{THD} quando o parâmetro variado é o comprimento da linha.

6.2.6 -Sistema de medição atual em relação aos harmônicos

Na falta de informações para se prever exatamente a resposta dos medidores utilizados atualmente em termos de tarifação de excedentes harmônicos, pode-se fazer uma estimativa da sua resposta considerando as tarifações correspondentes ao PF_d (parte relativa ao fator de deslocamento da tarifação desagregada) e aos valores calculados indicados como PF_{PQI} nas figuras correspondentes à tarifação global (nas figuras do Apêndice C). PF_{PQI} é o fator de potência obtido se o medidor registrar o valor correto de potência ativa total e o valor de potência reativa igual à de deslocamento (fundamental).

Os casos mostrados indicam que as tarifações resultantes com PF_{PQI} são muito próximas às de PF_d .

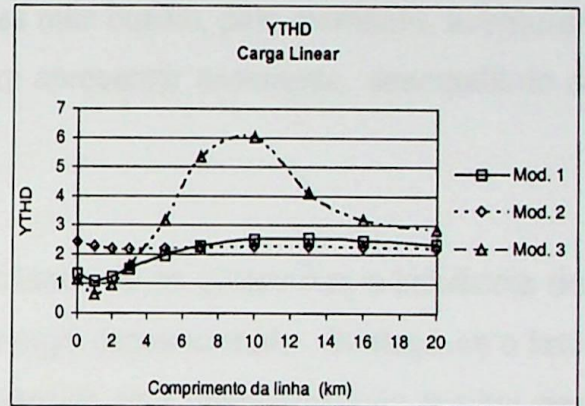
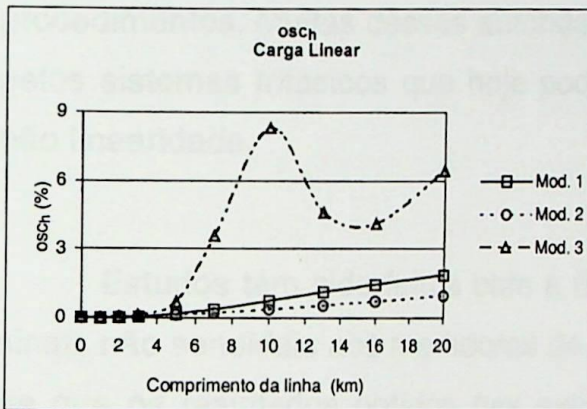
Pode-se concluir que se os medidores registram potências reativas muito próximas à potência reativa de deslocamento e potências ativas totais, a atual sistemática de tarifação não reflete o aumento da ocupação extra do sistema dos consumidores causado pelas correntes harmônicas.



(a)

(b)

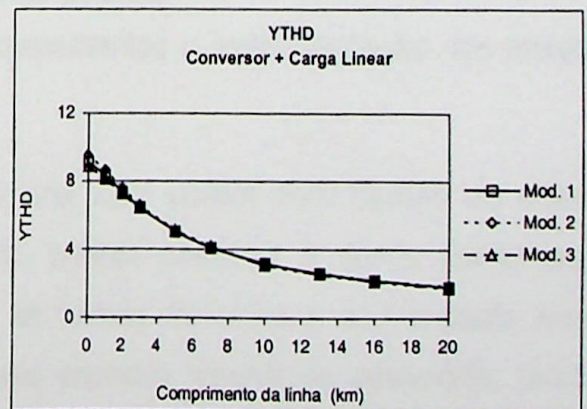
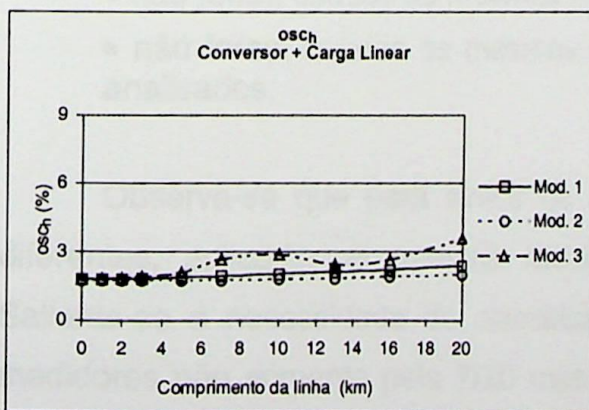
Figura 6.3 – Resultados sobre o conversor com diferentes modelos de representação de carga linear



(a)

(b)

Figura 6.4 – Resultados sobre a carga linear com diferentes modelos de representação



(a)

(b)

Figura 6.5 – Resultados sobre o conjunto com diferentes modelos de representação de carga linear

Capítulo 7 – Conclusões

O uso de cargas não-lineares torna a distorção harmônica um fenômeno cada vez mais presente e significativo. Seus efeitos não podem ser ignorados uma vez que a maioria dos componentes da rede são afetados de um modo ou de outro.

Em discussão com autoridades mundiais no assunto, tem-se verificado que, mesmo para um simples caso de medição de energia ativa em circuitos monofásicos, existe atualmente um grande debate em termos de definições e procedimentos. Muitas dessas autoridades nem ousam, pelo momento, aventurar pelos sistemas trifásicos que hoje podem apresentar assimetria, desequilíbrio e não linearidade.

Estudos têm sido feitos com a finalidade de se determinar a influência de sinais não senoidais aos medidores de energia convencionais. Destaca-se o fato de que os resultados obtidos nas experiências com medidores não podem ser comparados devido aos seguintes fatores :

- sinais diferentes podem ter mesma *THD* (Distorção Harmônica Total) mas serem completamente diferentes em termos de forma de onda;
- os medidores não são os mesmos nas várias experiências;
- não foram usadas as mesmas formas de onda;
- não foram usados os mesmos equipamentos e instrumentação nos casos analisados.

Observa-se que para sinais de mesma *THD* porém com formas de onda diferentes, aplicados ao mesmo medidor, podem conduzir a erros diferentes. Salia-se a necessidade de classificar as formas de onda e seu impacto nos medidores não somente pela *THD* mas pelo espectro harmônico associado, tanto em amplitude quanto em fase.

Enfatiza-se que os erros dos medidores de energia estão associados a :

- potência dos harmônicos das ondas aplicadas (amplitude e fase dos harmônicos);



- princípio de funcionamento do medidor;
- percentuais de desbalanço nas amplitudes de corrente e tensão;
- níveis de *THD* entre as fases.

Destaca-se a necessidade de um estudo mais aprofundado do problema, para que num futuro próximo se tenha critérios estabelecidos para balizar a confecção de um instrumento legal justo, bem como para a padronização de métodos de medidas que irão fazer parte dos futuros instrumentos físicos. Estes por sua vez, com o atual avanço da tecnologia informática, poderão contornar os problemas apresentados pelos atuais medidores e oferecer flexibilidade para acompanhar uma legislação tarifária moderna e dinâmica.

Dos resultados das simulações realizadas, pode-se concluir que a sistemática atual de medição não detecta o aumento da ocupação do sistema causado por correntes harmônicas dos consumidores. Pode-se dizer que clientes geradores de harmônicos utilizam essa parte extra da capacidade do sistema alimentador sem pagar por seu uso.

As correntes harmônicas causam acréscimo nas perdas de transmissão por unidade de potência útil que chega ao cliente, mas este acréscimo também não é contemplado na tarifação atual. Para a rede alimentadora, o aumento da potência aparente causado pelas correntes harmônicas é muito mais significativo do que o aumento das perdas. Esse fato reforça as bases para uma tarifação de excedentes de harmônicos baseada na "*osc_h*" (ocupação extra do sistema devido a harmônicos).

A tarifação global de excedentes, via fator de potência total (PF_t), engloba indistintamente os efeitos de reativos e de harmônicos. Embora o fator de potência verdadeiro ou a potência aparente total incluam os efeitos de deslocamento e de harmônicos na ocupação total da capacidade do sistema, não permitem fazer distinção entre ambos os fenômenos.

Tendo em conta que a solução para melhorar o PF_t pode ser conseguida tanto pela compensação de reativos quanto pela redução de harmônicos, essa forma de tarifação não sinaliza claramente ao consumidor onde atuar.

Uma tarifação desagregada permitiria cobrar com peso diferenciado e de forma independente os excedentes relativos a reativos e a harmônicos. Esta tarifação traria como vantagens uma distribuição mais justa da responsabilidade por custos adicionais no sistema devido aos harmônicos, promovendo uma cobrança adequada do cliente para a ocupação extra da capacidade do sistema, assim como daria uma indicação aos clientes sobre a causa da cobrança excedente, devida ao deslocamento ou harmônico, permitindo uma ação apropriada à solução possível. Teria naturalmente como desvantagem a sua complexidade.

A escolha de um fator de referência harmônico (RF_h), nos moldes do fator de potência tradicional, traria a vantagem de fixar um compromisso entre a ação restritiva da injeção de harmônicos no sistema alimentador e a de evitar indesejável reclamação dos consumidores que mesmo não gerando harmônicos são taxados.

Fica aqui, para trabalhos futuros, a proposta de se obter uma definição de um valor apropriado para o fator de referência e o uso de uma forma adequada para minimizar cobranças eventuais aos clientes não poluidores.

Bibliografia

- [1] Arango, Hector , et alli - "A Estrutura Tarifária no Brasil e sua Atualização para Ambientes Distorcidos" - II SBQEE Seminário Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica, EFEI, 1997.
- [2] Arango, Hector; et alli - "A Contratação da Energia Elétrica no Mercado Livre: O Papel de Sua Qualidade" - EFEI, 1998
- [3] Bettega, E.; Fiorina, J. N. – "Filtros Ativos: Uma Nova e Eficiente Solução Para Harmônicos" – Eletricidade Moderna, Maio 1998, pp. 162-205.
- [4] Caramanis, M. C. et alli – "Optimal Spot Pricing: Practice And Theory" – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 9, September 1982, pp. 3234-3245.
- [5] CED's Workshop on Fares & Mesurement, Annal, SP, Sept. 97.
- [6] CED 288 / QUEN 004 (III) / NT 003 / OR – Projeto Integrado de Qualidade de Energia, Normalização, Medição e Tarifação. Tarifação e Medição de Sistemas Distorcidos – "Novas Definições Práticas da Potência".
- [7] CED 289 / QUEN 004 (III) / NT 004 / OR – Projeto Integrado de Qualidade de Energia, Normalização, Medição e Tarifação. Tarifação e Medição de Sistemas Distorcidos – "Tarifas Responsivas à Qualidade de Fornecimento".
- [8] CED 295 / QUEN 004 (III) / NT 005 / OR – Projeto Integrado de Qualidade de Energia, Normalização, Medição e Tarifação. Tarifação e Medição de Sistemas Distorcidos – "Determinação do Fator de Referência para a Potência Distorcida Excedente".
- [9] CED 311 / QUEN 004 (III) / NT 007 / OR – Projeto Integrado de Qualidade de Energia, Normalização, Medição e Tarifação. Tarifação e Medição de Sistemas Distorcidos – "Modelos Para Simulação de Cargas – Tarifação e Medição de Ondas Distorcidas".
- [10] Czarnecki, Leszek S. - "Comments on Active Power Flow and Energy Accoounts in Electrical Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Asymmetry" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996, pp. 1244-1250.



- [11] Domijan, Alexander et alli – “Watt-hour Meter Accuracy Under Controlled Harmonic Voltage and Current Condition” – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp 64-72.
- [12] Electromagnetic Transients Program (EMTP) - "Theory Book" - Bonneville Power Administration Portland, Oregon.
- [13] Emanuel, A. E.; Pileggi, D. J.; Gentile, T. J. - "Distribution Feeders With Nonlinear Loads in the Northeast U.S.A. : Part I - Voltage Distortion Forecast" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, January 1995, pp 340-347.
- [14] Emanuel, A. E.; Pileggi, D. J.; Gentile, T. J. - "Distribution Feeders With Nonlinear Loads in the Northeast U.S.A. : Part II - Economic Evaluation of Harmonic Effects" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, January 1995, pp 340-347.
- [15] Gama, Paulo Henrique R. P. - "A Conservação de Energia e sua Relação com a Qualidade da Energia Elétrica" - Dissertação de Mestrado - EFEI , Dezembro 1998.
- [16] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation - "Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks - Part I: Concepts, Models and Simulation Technics" -IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 452-465.
- [17] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation - "Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks - Part II: Sample Systems and Examples" -IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 466-474.
- [18] IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations - "Practical Definitions for Powers in Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Unbalanced Loads: A Discussion" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 79-101.
- [19] Ishikida, T.; Varaiya, P. P. – “Pricing of Electric Power under Uncertainty: Information and Efficiency” – IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 884-890.



- [20] Lewis, Warren H. - "Harmonics and Power Quality - What Do You Need To Know" - Tradução de Hilton Moreno - Eletricidade Moderna, Abril 1998, pp. 52-78.
- [21] Mansoor, A. et alli - "An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity Among Distributed Single-Phase Power Electronic Loads" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, January 1995, pp 467-473.
- [22] Matsuo, Nelson M. et alli - "New Electrical Energy Billing Structure for Distorted Networks" - 5th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, Poland, September 1999, pp. 77-84.
- [23] McEachern, A. et alli - "Revenue and Harmonics: An Evaluation of Some Proposed Rate Structures" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, January 1995, pp. 474-481.
- [24] Mohallem, Carlos Alberto - "Qualidade da Energia Elétrica" - Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- [25] Nagai, Sérgio E. - "Influência de Soft Starter em Power Quality" - Dissertação de Mestrado - EFEI, Agosto 1997.
- [26] Oliveira, José Gil - "Avaliação de Distúrbios em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Devido às Distorções Harmônicas" - Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia - USP - São Paulo - 1995.
- [27] Oliveira, José Gil; Fagá, Murilo Tadeu W. - "Medidores de Energia Elétrica na Presença de Harmônicos" - Eletricidade Moderna, Abril 1999, pp. 312-320.
- [28] Robert, A. ; Deflandre, T. - CIGRE Working Group CC02 - "Guide for Assessing the Network Harmonic Impedance" - Electra, No. 167, August 1996, pp.97-131.
- [29] Yildirim, D; Fuchs, E. F. - "Commentary on Various Formulations of Distortion Power D" - IEEE Power Engineering Review, May 1999, pp. 50-52

Apêndice A

A.1 - Correntes harmônicas injetadas por algumas cargas não-lineares

Neste apêndice estão relacionadas algumas cargas não-lineares comumente encontradas em instalações comerciais e residenciais.

O conteúdo harmônico das correntes de tais cargas, alimentadas com tensão senoidal, foram obtidos com equipamentos sofisticados a partir da montagem exposta na Figura A-1 e as formas de onda são mostradas para se melhor visualizar as distorções existentes [24].

O instrumento de medida principal é um analisador de potência Voltech PM-3000 que teve conectado à sua saída auxiliar um osciloscópio LeCroy 9424, permitindo visualizar e registrar as formas de onda de corrente e tensão.

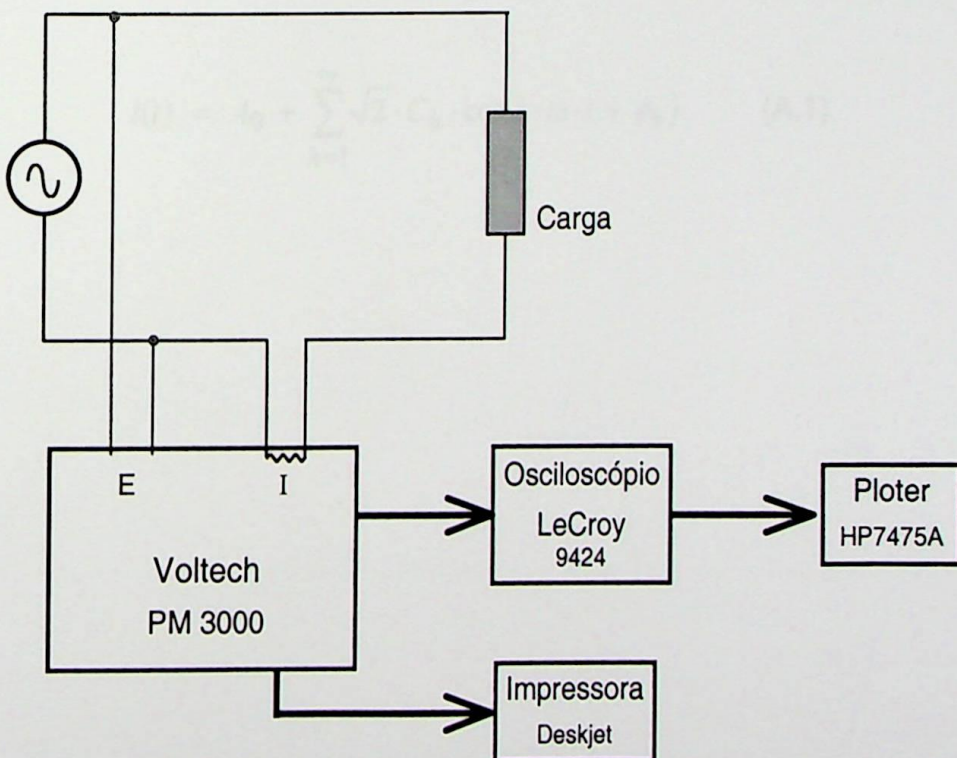


Figura A-1 - Montagem utilizada para medir e registrar os diversos oscilogramas.

A.2 - Relação e descrição das cargas não-lineares estudadas

A seguir está apresentada uma relação das cargas não-lineares estudadas e as formas de onda de corrente reconstituídas para cada uma delas.

São apresentados os harmônicos presentes em cada sinal, com amplitudes maiores que 1% da fundamental, e também os valores de algumas grandezas que melhor as caracterizam, como por exemplo: corrente eficaz, corrente eficaz da fundamental, potência ativa, potência reativa, potência aparente da fundamental, potência de distorção, potência aparente total, fator de potência da fundamental e fator de potência total.

Como já mostrado no Capítulo 2, os harmônicos tem sua amplitude expressa em relação à da fundamental assim como o ângulo de fase (deslocamento) medido a partir da onda fundamental de tensão.

A reconstituição do sinal pode ser feito somando as componentes harmônicas em seus valores instantâneos, ou seja:

$$i(t) = A_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot C_h \cdot \cos(h \cdot \omega \cdot t + \phi_h) \quad (\text{A.1})$$



Figura A.2 - Forma de onda reconstituída da corrente do transformador a 50%

A.2.1 - Transformador em Vazio

Descrição: Transformador monofásico 120/240 (V), 2 (kVA), Hammond, Nº T4-17, à vazio.

I_1 (A)	11,07
I (A)	1,16
P (W)	41,00
Q (VAR)	115,00
S_1 (VA)	122,00
Q_D (VAR)	126,00
S (VA)	132,00
FP_{d_1}	0,34
FP	0,31

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-70°
I_3	40 %	101°
I_5	10 %	-82°
I_7	1 %	103°
I_9	1 %	-123°
I_{11}	1 %	67°

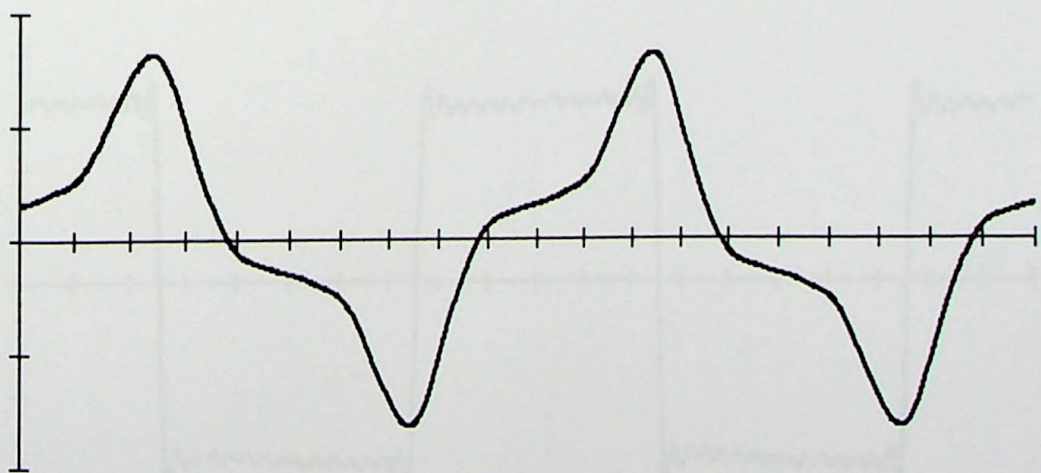


Figura A-2 - Forma de onda reconstituída da corrente do transformador à vazio.

A.2.2 - Retificador Monofásico com Carga Resistiva e Indutiva

Descrição: Ponte retificadora monofásica de diodos, alimentando carga RL.

I_1 (A)	6,38
I (A)	7,01
P (W)	567,00
Q (VAR)	29,00
S_1 (VA)	569,00
Q_D (VAR)	266,00
S (VA)	626,00
FP_{d_1}	1,00
FP	0,91

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-3°
I_3	33 %	174°
I_5	20 %	-10°
I_7	14 %	165°
I_9	11 %	-20°
I_{11}	9 %	156°
I_{13}	7 %	-29°
I_{15}	6 %	146°
I_{17}	5 %	-38°
I_{19}	5 %	137°
I_{21}	4 %	-47°
I_{23}	4 %	128°
I_{25}	3 %	-56°
I_{27}	3 %	119°
I_{29}	3 %	-65°

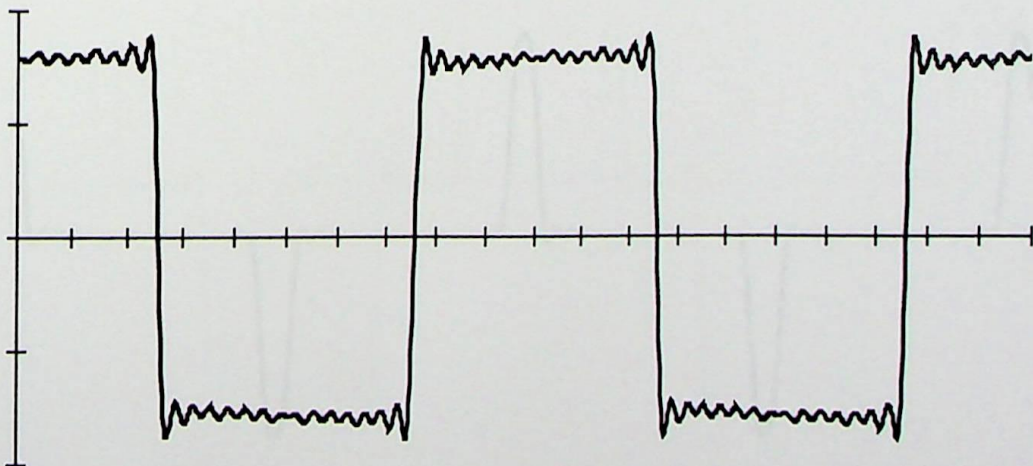


Figura A-3 - Forma de onda reconstituída da corrente do retificador monofásico com carga resistiva e indutiva.

A.2.3 - Retificador Monofásico com Carga Resistiva e Capacitiva

Descrição: Ponte retificadora monofásica de diodos, alimentando carga RC.

I_1 (A)	3,21
I (A)	6,11
P (W)	284,00
Q (VAR)	-45,00
S_1 (VA)	287,00
Q_D (VAR)	466,00
S (VA)	547,00
FP_{d_1}	0,99
FP	0,52

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	9°
I_3	95 %	27°
I_5	84 %	45°
I_7	70 %	63°
I_9	54 %	80°
I_{11}	38 %	97°
I_{13}	23 %	114°
I_{15}	10 %	129°
I_{17}	1 %	112°
I_{19}	5 %	-7°
I_{21}	8 %	5°
I_{23}	8 %	18°
I_{25}	7 %	29°
I_{27}	4 %	32°
I_{29}	2 %	11°

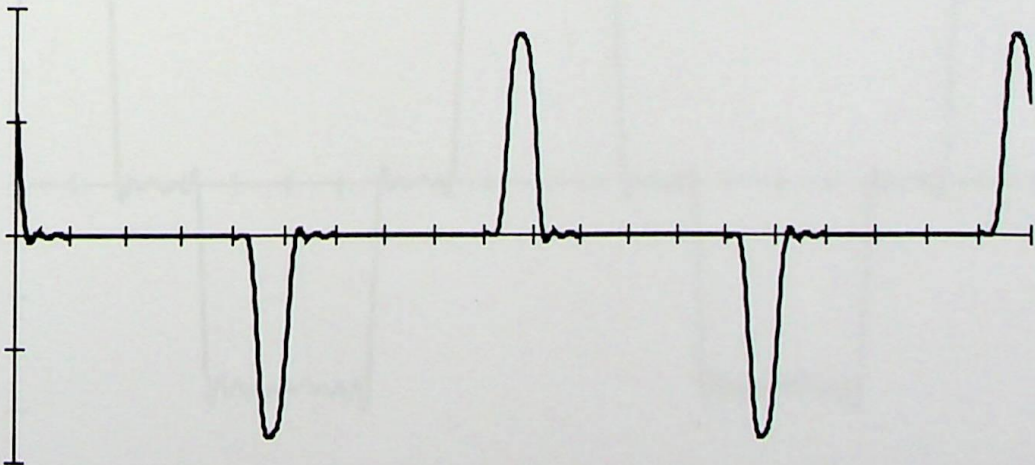


Figura A-4 - Forma de onda reconstituída da corrente do retificador monofásico com carga resistiva e capacitiva.

A.2.4 - Retificador Trifásico com Carga resistiva e indutiva

Descrição: Ponte retificadora trifásica de diodos, alimentando carga RL.

I_1 (A)	8,23
I (A)	8,57
P (W)	430,00
Q (VAR)	17,00
S_1 (VA)	430,00
Q_D (VAR)	126,00
S (VA)	448,00
FP_{d_1}	1,00
FP	0,96

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-2°
I_5	20 %	167°
I_7	14 %	-11°
I_{11}	9 %	158°
I_{13}	8 %	-25°
I_{17}	5 %	145°
I_{19}	5 %	-37°
I_{23}	4 %	133°
I_{25}	4 %	-50°
I_{29}	3 %	121°

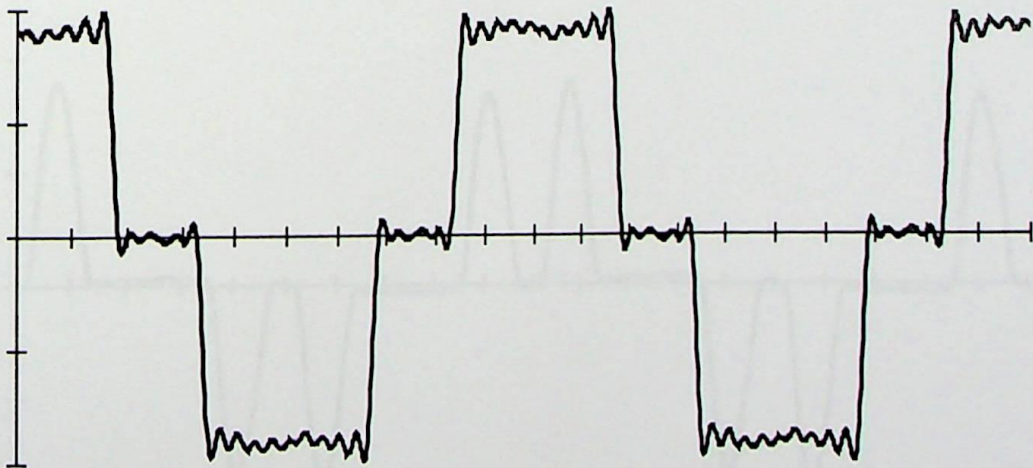


Figura A-5 - Forma de onda reconstituída da corrente do retificador trifásico com carga resistiva e indutiva.

A.2.5 - Retificador Trifásico com Carga Resistiva e Capacitiva

Descrição: Ponte retificadora trifásica de diodos, alimentando carga RC.

I_1 (A)	5,29
I (A)	7,36
P (W)	201,00
Q (VAR)	-8,00
S_1 (VA)	202,00
Q_D (VAR)	198,00
S (VA)	281,00
FP_{d_1}	1,00
FP	0,71

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	2°
I_3	1 %	55°
I_5	76 %	-170°
I_7	56 %	-167°
I_9	3 %	99°
I_{11}	19 %	31°
I_{13}	5 %	38°
I_{15}	2 %	-106°
I_{17}	5 %	6°
I_{19}	5 %	15°
I_{21}	1 %	-53°
I_{23}	1 %	-62°
I_{25}	2 %	43°
I_{29}	1 %	-142°
I_{31}	1 %	173°

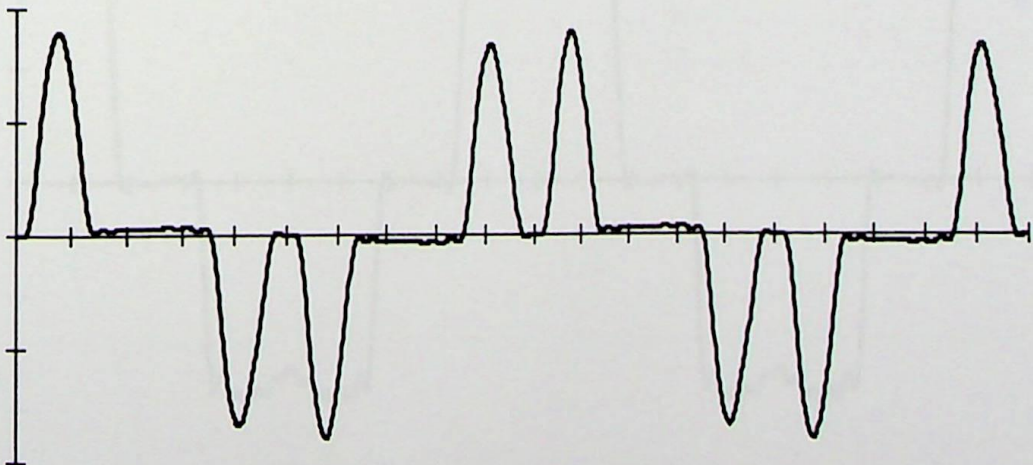


Figura A-6 - Forma de onda reconstituída da corrente do retificador trifásico com carga resistiva e capacitiva.

A.2.6 - Retificador Trifásico com Carga resistiva

Descrição: Ponte retificadora trifásica de diodos, alimentando carga puramente resistiva.

I_1 (A)	8,30
I (A)	8,65
P (W)	434,00
Q (VAR)	13,00
S_1 (VA)	434,00
Q_D (VAR)	127,00
S (VA)	452,00
FP_{d1}	1,00
FP	0,96

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-2°
I_5	23 %	171°
I_7	11 %	-16°
I_{11}	8 %	160°
I_{13}	6 %	-26°
I_{17}	5 %	150°
I_{19}	4 %	-40°
I_{23}	3 %	136°
I_{25}	3 %	-49°
I_{29}	3 %	126°

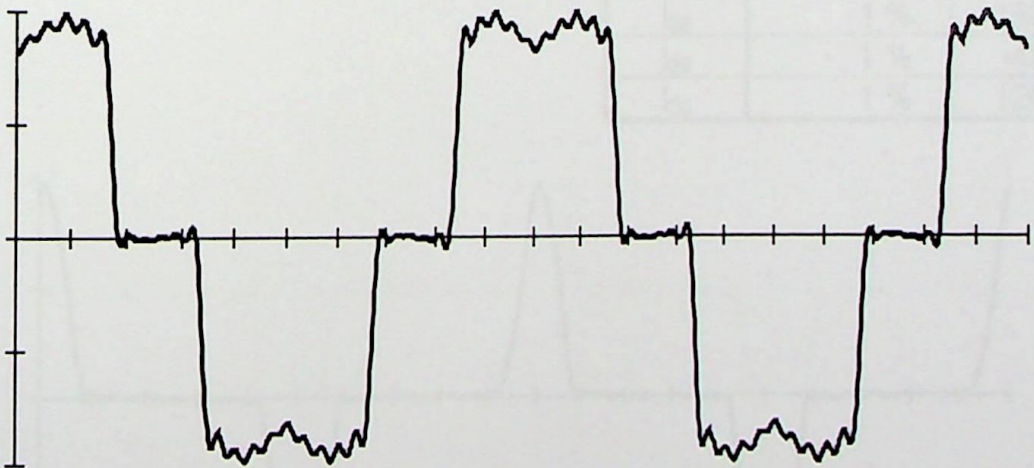


Figura A-7 - Forma de onda reconstituída da corrente do retificador trifásico com carga resistiva.

A.2.7 - Microcomputador 286

Descrição: Microcomputador DND 286 e monitor.

I_1 (A)	1,04
I (A)	1,48
P (W)	117,00
Q (VAR)	6,00
S_1 (VA)	118,00
Q_D (VAR)	121,00
S (VA)	168,00
FP_{d_1}	1,00
FP	0,69

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-3°
I_2	2 %	-44°
I_3	80 %	-10°
I_4	5 %	-31°
I_5	52 %	-18°
I_6	8 %	-30°
I_7	25 %	-29°
I_8	9 %	-31°
I_9	6 %	-62°
I_{10}	8 %	-34°
I_{11}	4 %	170°
I_{12}	4 %	-36°
I_{13}	4 %	136°
I_{14}	1 %	-17°
I_{15}	2 %	54°
I_{16}	2 %	110°
I_{17}	3 %	-10°
I_{18}	2 %	105°
I_{19}	3 %	-31°
I_{20}	1 %	82°
I_{21}	1 %	-73°
I_{22}	1 %	-21°
I_{23}	1 %	152°
I_{24}	1 %	-67°
I_{25}	2 %	135°
I_{26}	1 %	-95°
I_{27}	1 %	109°
I_{28}	1 %	-153°
I_{29}	1 %	-42°
I_{30}	1 %	126°

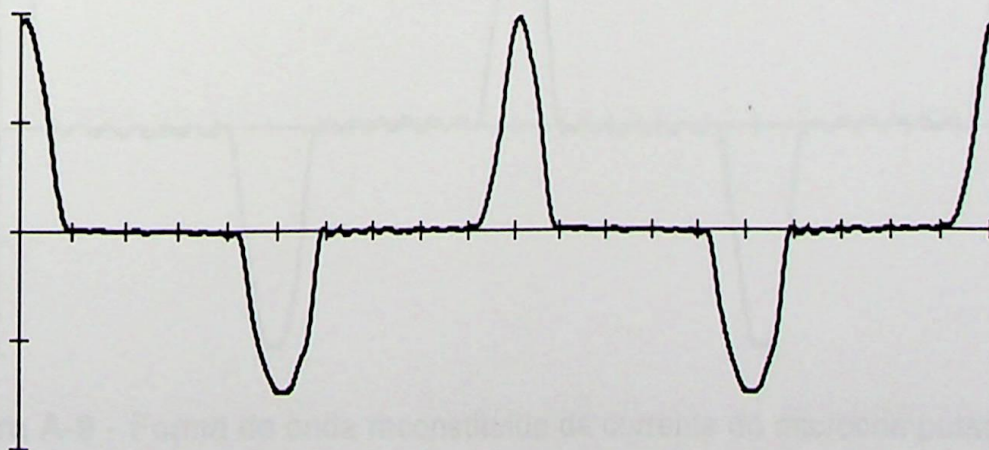


Figura A-8 - Forma de onda reconstituída da corrente do microcomputador 286.

A.2.8 - Microcomputador 486

Descrição: Microcomputador 486, com monitor e impressora.

I_1 (A)	1,04
I (A)	1,47
P (W)	116,00
Q (VAR)	4,00
S_1 (VA)	117,00
Q_D (VAR)	119,00
S (VA)	165,00
FPd_1	1,00
FP	0,69

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-2°
I_3	81 %	-11°
I_5	52 %	-19°
I_7	23 %	-31°
I_9	3 %	-91°
I_{11}	8 %	155°
I_{13}	7 %	138°
I_{15}	2 %	102°
I_{17}	3 %	-29°
I_{19}	4 %	50°
I_{21}	2 %	-70°
I_{23}	1 %	138°
I_{25}	2 %	115°
I_{27}	1 %	100°

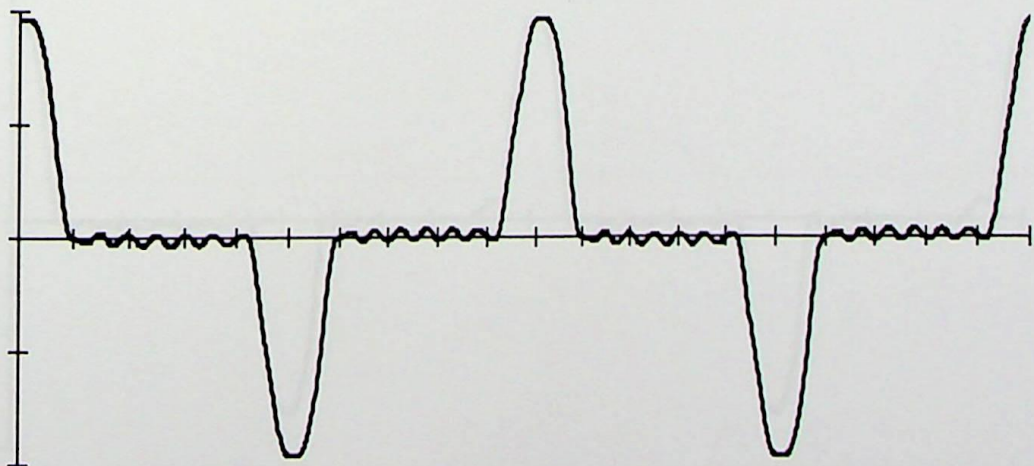


Figura A-9 - Forma de onda reconstituída da corrente do microcomputador 486.

A.2.9 - Televisor

Descrição: Televisor Sony Trinitron 19TS20.

I_1 (A)	0,55
I (A)	0,81
P (W)	62,00
Q (VAR)	2,00
S_1 (VA)	62,00
Q_D (VAR)	68,00
S (VA)	92,00
FP_{d1}	1,00
FP	0,67

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-2°
I_2	6 %	13°
I_3	83 %	-110°
I_4	2 %	32°
I_5	57 %	-20°
I_6	1 %	170°
I_7	32 %	-31°
I_8	2 %	-150°
I_9	11 %	-45°
I_{10}	1 %	-118°
I_{11}	3 %	143°
I_{12}	1 %	-13°
I_{13}	11 %	123°
I_{14}	1 %	28°
I_{15}	9 %	114°
I_{17}	4 %	105°
I_{19}	1 %	-61°
I_{21}	3 %	-84°
I_{23}	3 %	-96°
I_{25}	2 %	-115°
I_{27}	1 %	130°
I_{29}	2 %	73°



Figura A-10 - Forma de onda reconstituída da corrente do televisor.

A.2.10 - Videocassete

Descrição: Videocassete Samsung 27(W).

I_1 (A)	0,16
I (A)	0,19
P (W)	17,00
Q (VAR)	6,00
S_1 (VA)	18,00
Q_D (VAR)	13,00
S (VA)	21,00
FPd_1	0,94
FP	0,80

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-20°
I_2	1 %	173°
I_3	53 %	-12°
I_5	24 %	-37°
I_7	5 %	-143°
I_9	9 %	153°
I_{11}	6 %	106°
I_{13}	4 %	16°
I_{15}	4 %	-47°
I_{17}	3 %	-114°
I_{19}	2 %	168°
I_{21}	2 %	97°
I_{23}	2 %	33°
I_{25}	1 %	-47°
I_{27}	1 %	-116°
I_{29}	1 %	-180°

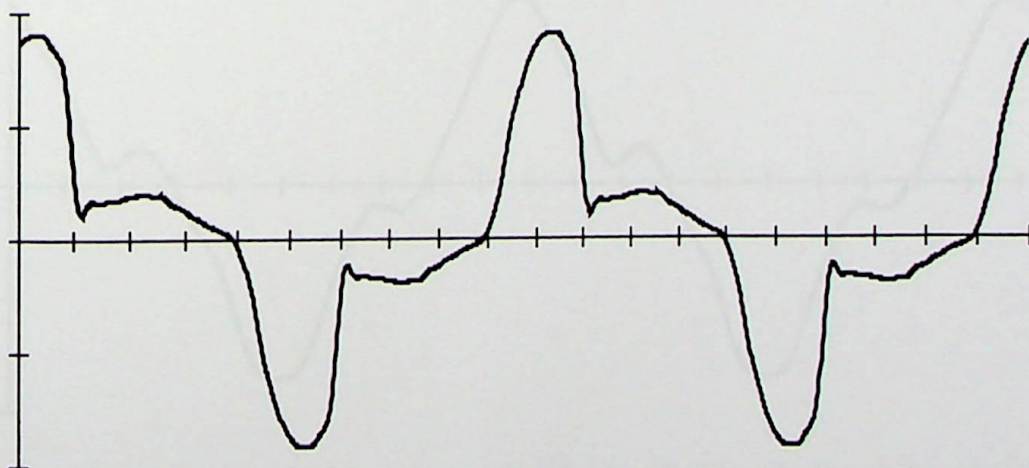


Figura A-11 - Forma de onda reconstituída da corrente do videocassete.

A.2.11 - Forno de Microondas

Descrição: Forno de microondas Quasar 700 (W).

I_1 (A)	12,00
I (A)	12,5
P (W)	1280,00
Q (VAR)	8,00
S_1 (VA)	1280,00
Q_D (VAR)	410,00
S (VA)	1340,00
FPd_1	1,00
FP	0,95

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	0°
I_2	5 %	137°
I_3	28 %	22°
I_4	2 %	151°
I_5	4 %	-85°
I_6	1 %	146°
I_7	4 %	107°
I_9	2 %	25°
I_{11}	1 %	-86°
I_{13}	1 %	1°
I_{15}	1 %	-125°

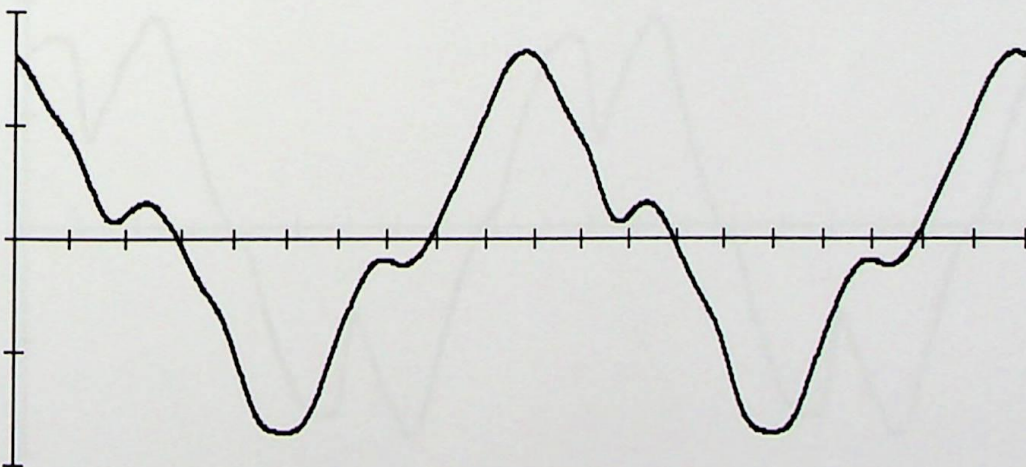


Figura A-12 - Forma de onda reconstituída da corrente do forno de microondas.

A.2.12 - Rádio de mesa

Descrição: Rádio de mesa GE 5 (W).

I_1 (mA)	28,00
I (mA)	29,00
P (W)	2,20
Q (VAR)	2,30
S_1 (VA)	3,20
Q_D (VAR)	2,50
S (VA)	3,30
FP_{d1}	0,69
FP	0,66

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-46°
I_3	20 %	51°
I_5	19 %	-52°
I_7	4 %	-175°
I_9	4 %	149°
I_{11}	3 %	95°
I_{13}	2 %	-15°
I_{15}	2 %	-64°
I_{17}	1 %	-130°
I_{19}	1 %	136°
I_{21}	1 %	82°
I_{23}	1 %	-5°
I_{25}	1 %	-72°

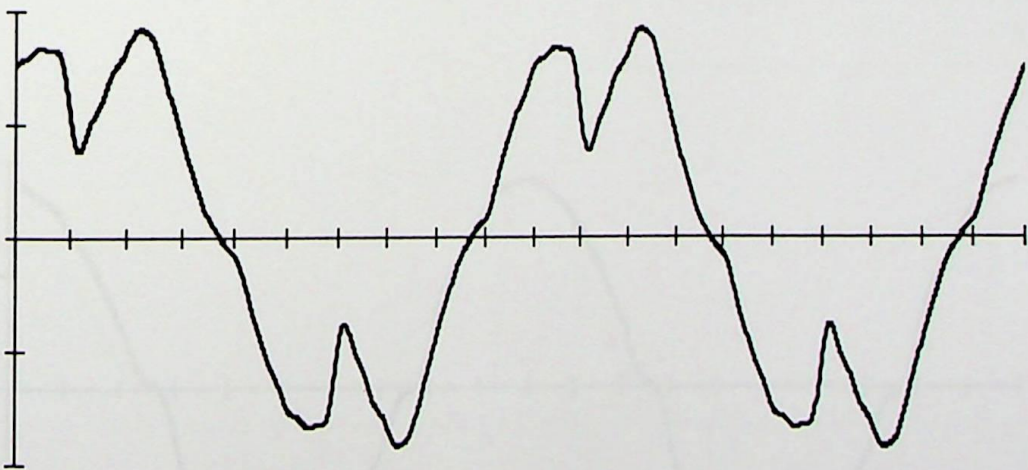


Figura A-13 - Forma de onda reconstituída da corrente do rádio de mesa.

A.2.13 - Controle de luminosidade em 100%

Descrição: Lâmpada incandescente de 100 (W) controlada por dimmer tiristorizado à 100%

I_1 (A)	0,82
I (A)	0,82
P (W)	100,00
Q (VAR)	2,00
S_1 (VA)	101,00
Q_D (VAR)	6,00
S (VA)	100,00
FP_{d1}	1,00
FP	1,00

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-1°
I_3	3 %	63°
I_5	2 %	-161°
I_7	2 %	16°
I_9	2 %	175°
I_{11}	2 %	-25°
I_{13}	1 %	127°
I_{15}	1 %	-70°

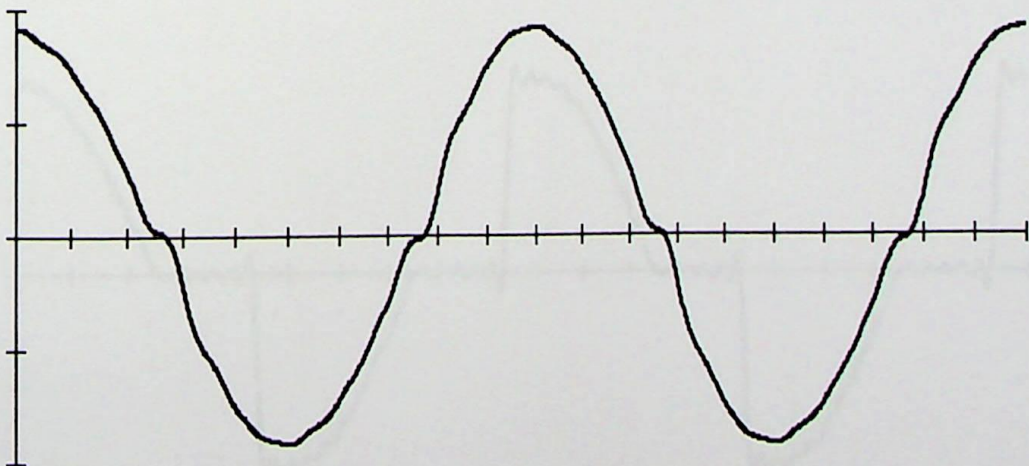


Figura A-14 - Forma de onda reconstituída da corrente do dimmer à 100%.

A.2.14 - Controle de luminosidade em 80%

Descrição: Lâmpada incandescente de 100 (W) controlada por dimmer tiristorizado à 80%

I_1 (A)	0,69
I (A)	0,76
P (W)	79,00
Q (VAR)	29,00
S_1 (VA)	84,00
Q_D (VAR)	47,00
S (VA)	92,00
FP_{d1}	0,94
FP	0,86

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-20°
I_3	35 %	-45°
I_5	17 %	28°
I_7	10 %	59°
I_9	10 %	105°
I_{11}	7 %	157°
I_{13}	6 %	-167°
I_{15}	6 %	-117°
I_{17}	4 %	-73°
I_{19}	4 %	-32°
I_{21}	4 %	19°
I_{23}	3 %	60°
I_{25}	3 %	104°
I_{27}	3 %	151°
I_{29}	3 %	-167°

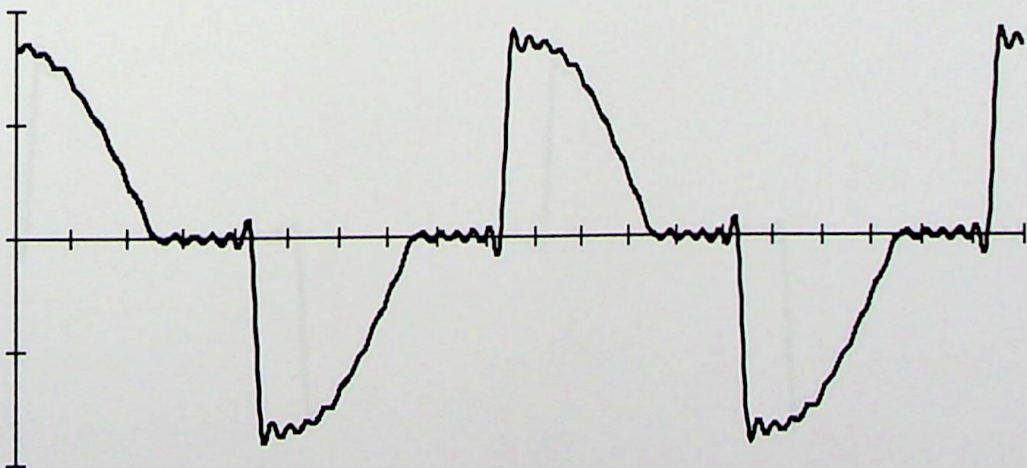


Figura A-15 - Forma de onda reconstituída da corrente do dimmer à 80%.

A.2.15 - Controle de luminosidade em 50%

Descrição: Lâmpada incandescente de 100 (W) controlada por dimmer tiristorizado à 50%

I_1 (A)	0,51
I (A)	0,64
P (W)	49,00
Q (VAR)	38,00
S_1 (VA)	62,00
Q_D (VAR)	61,00
S (VA)	78,00
FP_{d1}	0,79
FP	0,63

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-38°
I_3	63 %	-109°
I_5	24 %	-148°
I_7	20 %	-152°
I_9	14 %	174°
I_{11}	11 %	165°
I_{13}	10 %	136°
I_{15}	8 %	122°
I_{17}	8 %	98°
I_{19}	6 %	78°
I_{21}	6 %	60°
I_{23}	5 %	36°
I_{25}	5 %	20°
I_{27}	5 %	-4°
I_{29}	4 %	-21°

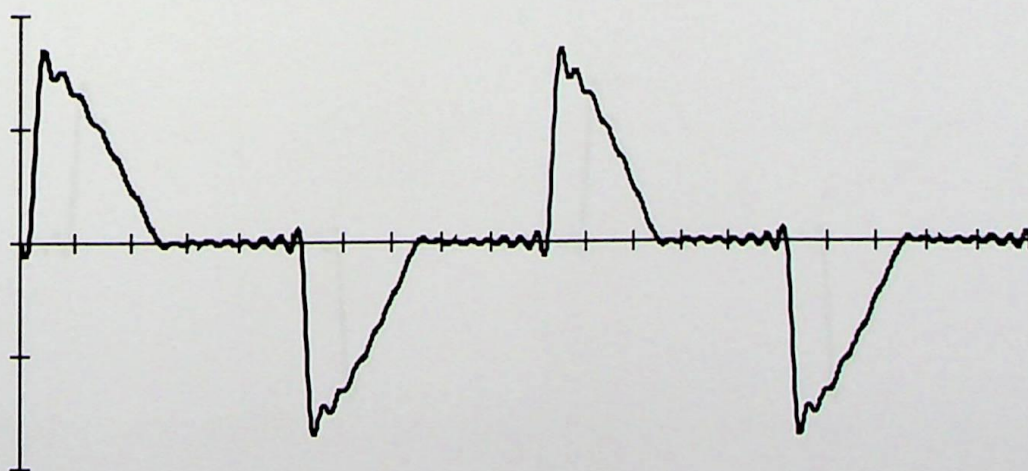


Figura A-16 - Forma de onda reconstituída da corrente do dimmer à 50%.

A.2.16 - Controle de luminosidade em 25%

Descrição: Lâmpada incandescente de 100 (W) controlada por dimmer tiristorizado à 25%

I_1 (A)	0,33
I (A)	0,50
P (W)	24,00
Q (VAR)	32,00
S_1 (VA)	41,00
Q_D (VAR)	56,00
S (VA)	61,00
FP _{d1}	0,60
FP	0,40

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-53°
I_3	82 %	-159°
I_5	51 %	102°
I_7	27 %	24°
I_9	21 %	-31°
I_{11}	20 %	-107°
I_{13}	15 %	176°
I_{15}	12 %	114°
I_{17}	12 %	45°
I_{19}	11 %	-31°
I_{21}	9 %	-98°
I_{23}	9 %	-164°
I_{25}	8 %	121°
I_{27}	7 %	51°
I_{29}	7 %	-15°

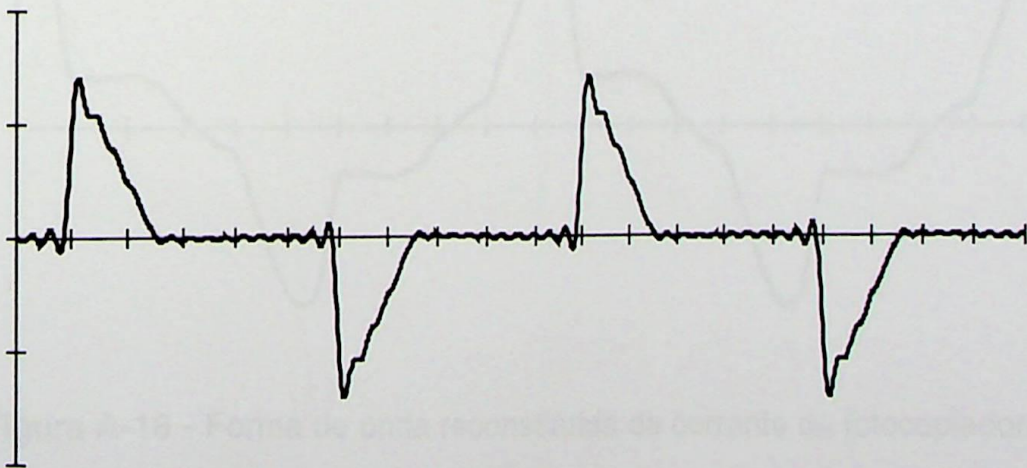


Figura A-17 - Forma de onda reconstituída da corrente do dimmer à 25%.

A.2.17 - Fotocopiadora em pausa

Descrição: Fotocopiadora Minolta em pausa.

I_1 (A)	0,37
I (A)	0,41
P (W)	41,00
Q (VAR)	13,00
S_1 (VA)	43,00
Q_D (VAR)	13,00
S (VA)	47,00
FP_{d_1}	0,87
FP	0,95

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-18°
I_2	1 %	-157°
I_3	37 %	-5°
I_5	23 %	-36°
I_7	6 %	-89°
I_9	6 %	-163°
I_{11}	4 %	148°
I_{13}	2 %	66°
I_{15}	3 %	13°
I_{17}	1 %	-25°
I_{19}	1 %	-128°
I_{21}	1 %	-176°

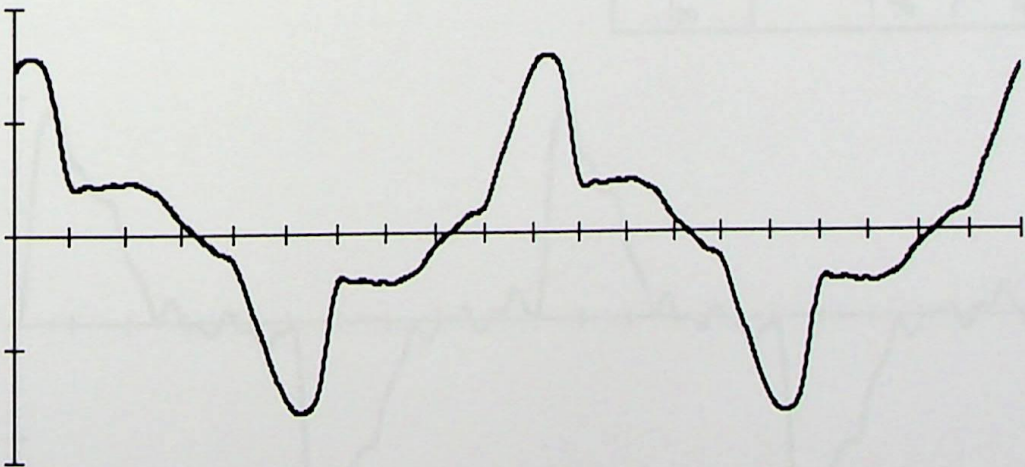


Figura A-18 - Forma de onda reconstituída da corrente da fotocopiadora em pausa

A.2.18 - Fotocopiadora em funcionamento

Descrição: Fotocopiadora Minolta em funcionamento.

I_1 (A)	11,60
I (A)	13,5
P (W)	1040,00
Q (VAR)	771,00
S_1 (VA)	1290,00
Q_D (VAR)	1110,00
S (VA)	1510,00
FPd_1	0,80
FP	0,68

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-37°
I_2	1 %	-20°
I_3	52 %	-108°
I_4	1 %	-38°
I_5	19 %	-146°
I_6	1 %	-59°
I_7	16 %	-157°
I_8	1 %	-78°
I_9	11 %	170°
I_{10}	1 %	-96°
I_{11}	8 %	162°
I_{12}	1 %	-114°
I_{13}	6 %	132°
I_{14}	1 %	-131°
I_{15}	4 %	137°
I_{17}	4 %	111°
I_{18}	1 %	-167°
I_{19}	3 %	-94°
I_{20}	1 %	177°
I_{21}	3 %	72°
I_{23}	2 %	63°
I_{25}	2 %	49°
I_{27}	1 %	47°
I_{29}	1 %	42°

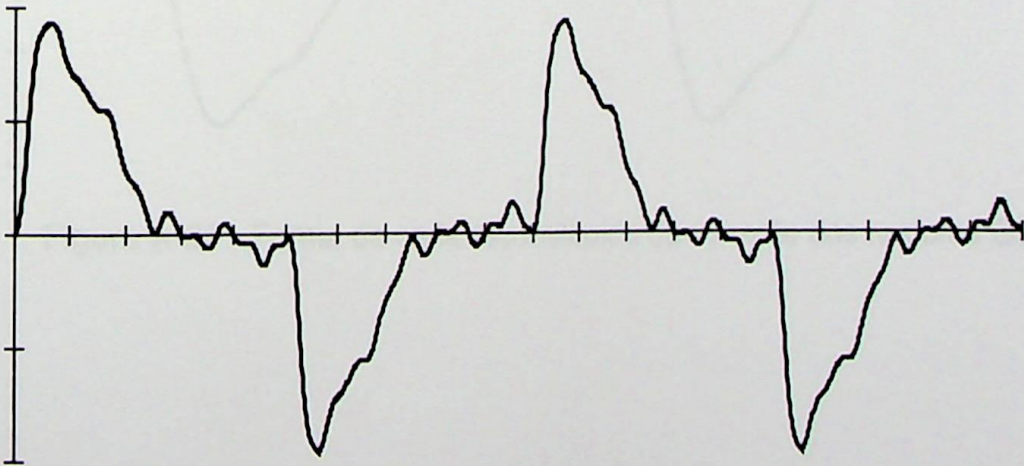


Figura A-19 - Forma de onda reconstituída da corrente da fotocopiadora em funcionamento.

A.2.19 - Reator GE com lâmpadas T12

Descrição: Dois reatores eletromagnéticos GE 17A240EW, fabricados nos anos setenta, com quatro lâmpadas T12.

I_1 (A)	1,34
I (A)	1,40
P (W)	149,00
Q (VAR)	-61,00
S_1 (VA)	161,00
Q_D (VAR)	78,00
S (VA)	168,00
FP_{d1}	0,93
FP	0,89

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	22°
I_2	4 %	-162°
I_3	26 %	135°
I_5	14 %	-54°
I_6	1 %	102°
I_7	1 %	-160°
I_9	1 %	129°
I_{11}	1 %	14°
I_{13}	1 %	-63°

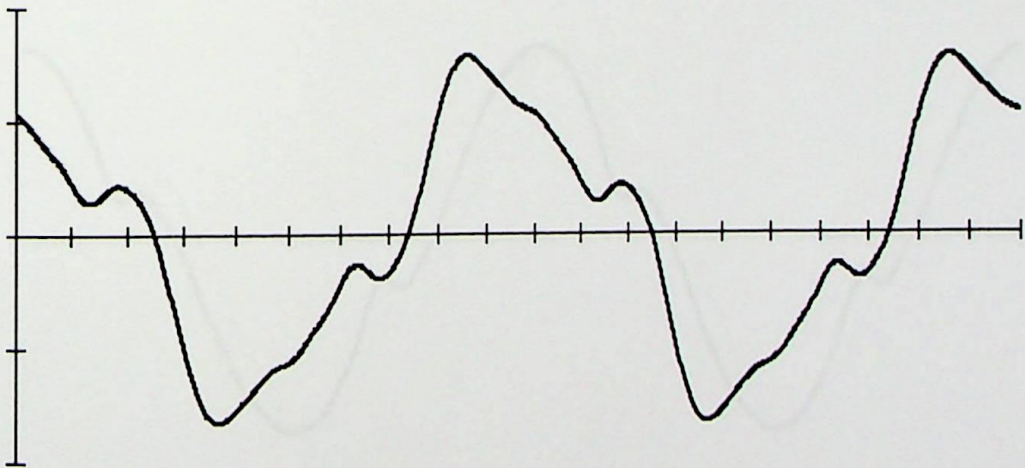


Figura A-20 - Forma de onda reconstituída da corrente dos reatores GE.

A.2.20 - Reator Philips com lâmpadas T8

Descrição: Reator eletromagnético Philips R-2P32TPC, fabricado em 1994, com duas lâmpadas T8.

I_1 (A)	0,68
I (A)	0,69
P (W)	79,00
Q (VAR)	5,00
S_1 (VA)	79,00
Q_D (VAR)	13,00
S (VA)	80,00
FP_{d_1}	1,00
FP	0,99

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-4°
I_3	14 %	17°
I_5	7 %	-123°
I_7	3 %	105°
I_9	2 %	-25°
I_{11}	1 %	-163°
I_{13}	1 %	53°

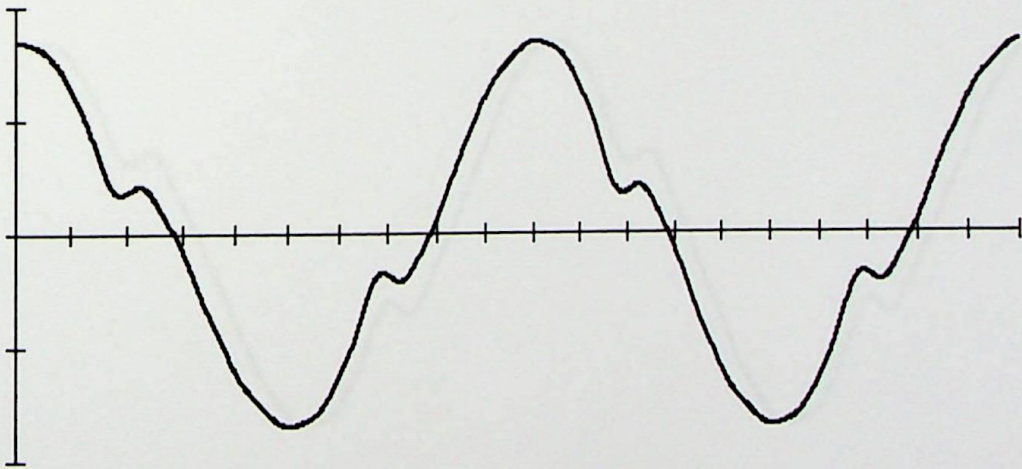


Figura A-21 - Forma de onda reconstituída da corrente do reator Philips.

A.2.21 - Reator Advance híbrido com lâmpadas T8

Descrição: Reator eletromagnético híbrido Advance RK-2S32TP, fabricado em 1993, com duas lâmpadas T8.

I_1 (A)	0,55
I (A)	0,56
P (W)	59,00
Q (VAR)	22,00
S_1 (VA)	62,00
Q_D (VAR)	24,00
S (VA)	63,00
FP_{d_1}	0,94
FP	0,93

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-20°
I_3	14 %	-2°
I_5	6 %	-138°
I_7	4 %	81°
I_9	2 %	-67°
I_{11}	1 %	138°
I_{13}	1 %	-31°

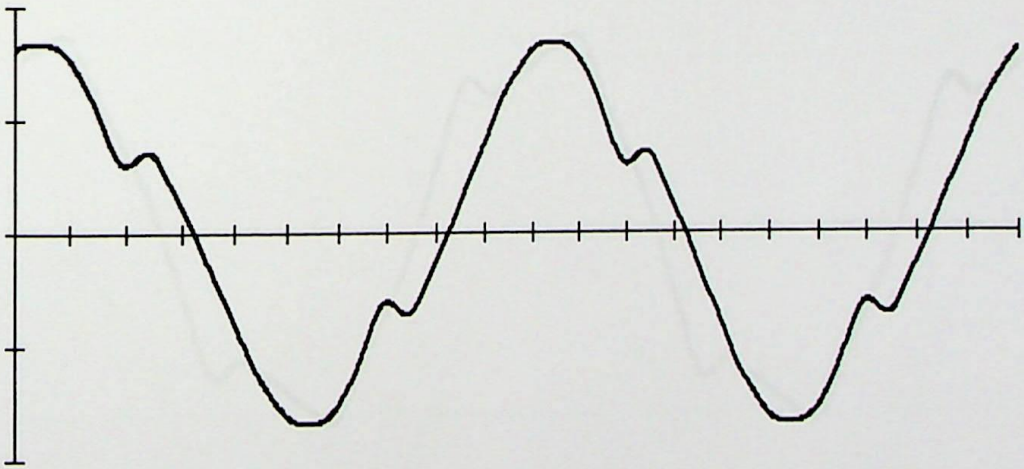


Figura A-22 - Forma de onda reconstituída da corrente do reator híbrido Advance.

A.2.22 - Reator Advance #1 com lâmpadas T8

Descrição: Reator eletrônico de primeira geração Advance Rel-2P32RHTP, eletrônico discreto, fabricado em 1993, com duas lâmpadas T8.

I_1 (A)	0,47
I (A)	0,48
P (W)	53,00
Q (VAR)	9,00
S_1 (VA)	53,00
Q_D (VAR)	3,00
S (VA)	54,00
FP_{d1}	1,00
FP	0,99

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-3°
I_3	14 %	-153°
I_5	7 %	-104°
I_7	3 %	65°
I_9	2 %	88°
I_{11}	1 %	-130°
I_{13}	1 %	-71°

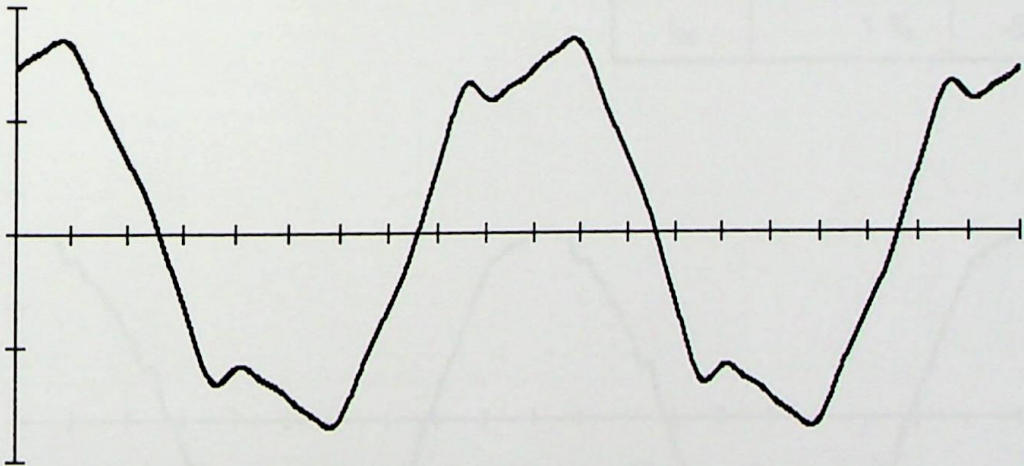


Figura A-23 - Forma de onda reconstituída da corrente do reator híbrido Advance #1 de primeira geração.

A.2.23 - Reator eletrônico Advance #1 com lâmpadas T8

Descrição: Reator eletrônico de segunda geração Advance RIC-2S32TP, eletrônico com circuito integrado, fabricado em 1994, com duas lâmpadas fluorescentes T8.

I_1 (A)	0,53
I (A)	0,54
P (W)	60,00
Q (VAR)	10,00
S_1 (VA)	60,00
Q_D (VAR)	10,00
S (VA)	61,00
FP_{d1}	0,99
FP	0,99

Conteúdo Harmônico		
I_1	100 %	-9°
I_3	4 %	85°
I_5	2 %	-140°
I_7	1 %	-124°
I_9	1 %	-106°
I_{11}	1 %	91°
I_{15}	1 %	71°
I_{17}	1 %	-74°
I_{21}	1 %	-103°
I_{23}	1 %	110°
I_{27}	1 %	68°
I_{29}	1 %	-66°

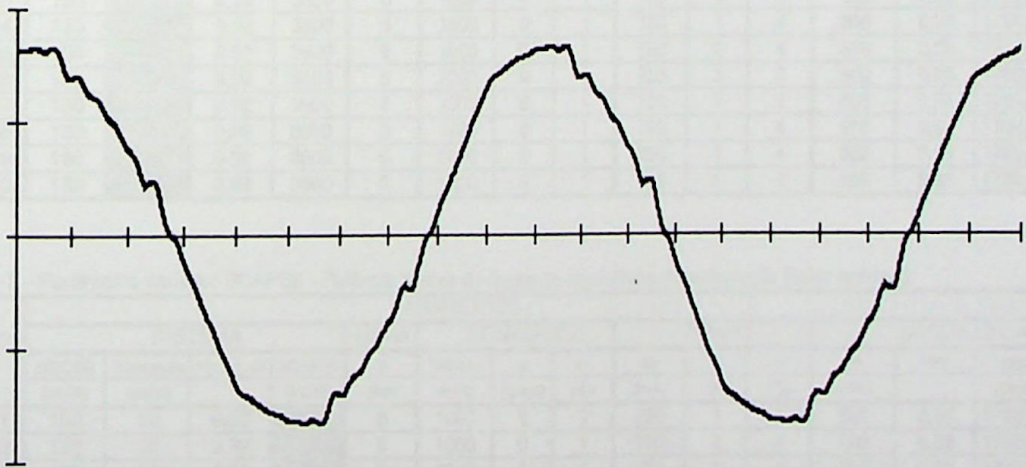


Figura A-24 - Forma de onda reconstituída da corrente do reator híbrido Advance #1 de segunda geração.

Apêndice B

Aqui estão relacionados os casos e os parâmetros utilizados nas simulações com MathCad para os circuitos apresentados nas figuras 5.12 (configuração 1) e 5.13 (configuração 2).

Em todos os casos o conversor apresenta espectro típico de harmônicos do conversor de 6 pulsos, exceto os casos com "Espectro 2" que possui as componentes harmônicas de um retificador com carga resistiva e capacitor no lado DC.

Caso 1 - Parâmetro variado: SCCSE - Potência de curto-circuito no barramento secundário da subestação

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
1a01	10	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a02	50	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a03	100	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a05	200	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a06	250	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a07	300	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a08	350	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a09	400	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
1a10	450	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92

Caso 2 - Parâmetro variado: Scargasis - Potência aparente da carga do resto do sistema

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
2a01	150	0	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a02	150	0,5	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a03	150	1	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a04	150	2	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a05	150	4	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a06	150	6	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a08	150	15	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a09	150	20	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
2a10	150	30	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92

Caso 3 - Parâmetro variado: SCAPSE - Potência reativa do banco de capacitores da subestação (valor nominal)

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
3a01	150	10	0,92	0	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a02	150	10	0,92	400	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a03	150	10	0,92	800	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a04	150	10	0,92	1200	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a05	150	10	0,92	1800	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a06	150	10	0,92	2400	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a08	150	10	0,92	4800	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a09	150	10	0,92	6000	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
3a10	150	10	0,92	8000	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92



Caso 4 - Parâmetro variado: d - distância entre o barramento da subestação e a carga

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
4a01	150	10	0,92	3600	0	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a02	150	10	0,92	3600	1	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a03	150	10	0,92	3600	2	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a04	150	10	0,92	3600	3	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a06	150	10	0,92	3600	7	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a07	150	10	0,92	3600	10	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a08	150	10	0,92	3600	13	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a09	150	10	0,92	3600	16	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
4a10	150	10	0,92	3600	20	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92

Caso 5 - Parâmetro variado: SNconv - potência aparente nominal do conversor na fundamental

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
5a01	150	10	0,92	3600	5	0	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a02	150	10	0,92	3600	5	100	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a03	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a04	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a06	150	10	0,92	3600	5	1500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a07	150	10	0,92	3600	5	2500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a08	150	10	0,92	3600	5	5000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a09	150	10	0,92	3600	5	7500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
5a10	150	10	0,92	3600	5	10000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92

Caso 6 - Parâmetro variado: α - ângulo de disparo do conversor

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
6a01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a02	150	10	0,92	3600	5	1000	10	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a03	150	10	0,92	3600	5	1000	20	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a04	150	10	0,92	3600	5	1000	30	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a05	150	10	0,92	3600	5	1000	40	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a06	150	10	0,92	3600	5	1000	50	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a07	150	10	0,92	3600	5	1000	60	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a08	150	10	0,92	3600	5	1000	70	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a09	150	10	0,92	3600	5	1000	80	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
6a10	150	10	0,92	3600	5	1000	90	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92

Caso 7 - Parâmetros variados: Pn, Xcap1, Str e xtr - potência ativa nominal da carga linear e reatância do banco de capacitores

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
7a01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	150	1	4	0,0001	0,85	9,8E+12	0,92
7a02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	150	1	4	100	0,85	8603,4	0,92
7a03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	500	1	4	200	0,85	4524,87	0,92
7a04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
7a05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1000	0,85	831,988	0,92
7a06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	3000	1	5	1500	0,85	576,395	0,92
7a07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	3000	1	5	2500	0,85	320,83	0,92
7a08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	7500	1	7	5000	0,85	156,247	0,92
7a09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	10000	1	7	7500	0,85	101,65	0,92
7a10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	12000	1	8	10000	0,85	71,9146	0,92



Caso 7 - Parâmetros variados: Pn, Xcap1, Str e xtr - potência ativa nominal da carga linear e reatância do banco de capacitores

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
7b01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	75	1	4	50	0,85	13997,6	0,9364
7b02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	250	1	4	170	0,85	13997,6	0,8688
7b03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	500	1	4	330	0,85	13997,6	0,8543
7b04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	13997,6	0,8488
7b05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1000	1	4	660	0,85	13997,6	0,8463
7b06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1200	1	4	830	0,85	13997,6	0,8441
7b07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1000	0,85	13997,6	0,84
7b08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1160	0,85	13997,6	0,8369
7b09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	2000	1	5	1330	0,85	13997,6	0,8388
7b10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	2000	1	5	1500	0,85	13997,6	0,8364
7c01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	75	1	4	50	0,85	4105,24	0,9638
7c02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	250	1	4	170	0,85	4105,24	0,9365
7c03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	500	1	4	330	0,85	4105,24	0,8917
7c04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	4105,24	0,8739
7c05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1000	1	4	660	0,85	4105,24	0,8655
7c06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1200	1	4	830	0,85	4105,24	0,8594
7c07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1000	0,85	4105,24	0,8529
7c08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1160	0,85	4105,24	0,848
7c09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	2000	1	5	1330	0,85	4105,24	0,8484
7c10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	2000	1	5	1500	0,85	4105,24	0,845
7d01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	75	1	4	50	0,85	1720,68	0,5638
7d02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	250	1	4	170	0,85	1720,68	1
7d03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	500	1	4	330	0,85	1720,68	0,955
7d04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
7d05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1000	1	4	660	0,85	1720,68	0,9015
7d06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1200	1	4	830	0,85	1720,68	0,8886
7d07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1000	0,85	1720,68	0,8775
7d08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	1500	1	5	1160	0,85	1720,68	0,8695
7d09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	2000	1	5	1330	0,85	1720,68	0,8671
7d10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	2000	1	5	1500	0,85	1720,68	0,8617

Caso 8 - Parâmetros variados: FPn, Xcap1 e SNconv - fator de potência da carga linear , corrigindo para 0,92

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
8a01	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,9199	13646,9	0,92
8a02	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,33	0,92
8a03	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
8a04	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,25	0,92
8a05	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,75	787,712	0,92
8a06	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	0,92
8a07	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,65	494,175	0,92
8a08	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,6	407,383	0,92
8a09	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,55	340,044	0,92
8a10	150	10	0,92	3600	5	250	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	0,92
8b01	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,9199	13646,9	0,92
8b02	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,33	0,92
8b03	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
8b04	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,25	0,92
8b05	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,75	787,712	0,92
8b06	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	0,92
8b07	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,65	494,175	0,92
8b08	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,6	407,383	0,92
8b09	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,55	340,044	0,92
8b10	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	0,92
8c01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13646,9	0,920
8c02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,33	0,920
8c03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,920
8c04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,25	0,920
8c05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,712	0,920
8c06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	0,920
8c07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,175	0,920
8c08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,383	0,920
8c09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,044	0,920
8c10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	0,920



Caso 8 - Parâmetros variados: FPn, Xcap1 e SNconv - fator de potência da carga linear

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
8d01	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13646,9	0,92
8d02	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,33	0,92
8d03	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
8d04	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,25	0,92
8d05	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,712	0,92
8d06	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	0,92
8d07	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,175	0,92
8d08	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,383	0,92
8d09	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,044	0,92
8d10	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	0,92
8e01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,95	1,7E+15	0,942
8e02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	1,7E+15	0,890
8e03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1,7E+15	0,838
8e04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1,7E+15	0,787
8e05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	1,7E+15	0,737
8e06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	1,7E+15	0,686
8e07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	1,7E+15	0,636
8e08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	1,7E+15	0,586
8e09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	1,7E+15	0,537
8e10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	1,7E+15	0,488
8f01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8999	13319,9	0,9
8f02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	2326,21	0,9
8f03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1295,56	0,9
8f04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	894,28	0,9
8f05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	675,087	0,9
8f06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	534,104	0,9
8f07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	434,139	0,9
8f08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	358,485	0,9
8f09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	298,486	0,9
8f10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,45	249,186	0,9
8g01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9499	14074,3	0,95
8g02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	3063,64	0,95
8g03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	2088,78	0,95
8g04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1198,61	0,95
8g05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	850,134	0,95
8g06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	656,757	0,95
8g07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	530,306	0,95
8g08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	439,231	0,95
8g09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	369,3	0,95
8g10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	313,094	0,95

Caso 9 - Parâmetros variados: Pn, Xcap1, Str, xtr e SNconv - potência da carga linear inversamente proporcional à potência do conversor

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERSOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str (kVA)	rtr (%)	xtr (%)	Pn (kW)	FPn	Xcap1 (Ohm)	FPinst
9a01	150	10	0,92	3600	5	4000	0	1	150	1	4	1E-07	0,85	9,8E+12	0,92
9a02	150	10	0,92	3600	5	3900	0	1	150	1	4	100	0,85	8603,4	0,92
9a03	150	10	0,92	3600	5	3800	0	1	300	1	4	200	0,85	4301,7	0,92
9a04	150	10	0,92	3600	5	3500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
9a05	150	10	0,92	3600	5	3000	0	1	1500	1	5	1000	0,85	831,988	0,92
9a06	150	10	0,92	3600	5	2500	0	1	3000	1	5	1500	0,85	576,395	0,92
9a07	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	3000	1	5	2000	0,85	415,994	0,92
9a08	150	10	0,92	3600	5	1500	0	1	3000	1	5	2500	0,85	320,83	0,92
9a09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	5000	1	6	3000	0,85	273,37	0,92
9a10	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	5000	1	6	3500	0,85	228,2	0,92



Configuração 1 - Espectro 2

Caso 8 - Espectro 2 - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERTOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis MVA	Fpcargasis	SCAPSE kvar	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str kVA	rtr %	xtr %	Pn kW	FPn	Xcap1 Ohm	FPinst
8c01	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13646,9	0,920
8c02	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,33	0,920
8c03	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,920
8c04	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,25	0,920
8c05	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,712	0,920
8c06	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	0,920
8c07	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,175	0,920
8c08	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,383	0,920
8c09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,044	0,920
8c10	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	0,920

Configuração 1 - Espectro 2

Caso 9 - Espectro 2 - Parâmetro variado: potência do conversor e da carga linear (inversamente proporcional)

CASO	PARAMETROS														
	SISTEMA				LINHA	CONVERTOR			TRAFO			CARGA LINEAR			
	SCCSE (MVA)	Scargasis MVA	Fpcargasis	SCAPSE kvar	d (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh fator	Str kVA	rtr %	xtr %	Pn kW	FPn	Xcap1 Ohm	FPinst
9a01	150	10	0,92	3600	5	4000	0	1	10	1	4	1E-06	0,85	9,8E+11	0,92
9a02	150	10	0,92	3600	5	3900	0	1	150	1	4	100	0,85	8603,4	0,92
9a03	150	10	0,92	3600	5	3800	0	1	300	1	4	200	0,85	4301,7	0,92
9a04	150	10	0,92	3600	5	3500	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,68	0,92
9a05	150	10	0,92	3600	5	3000	0	1	1500	1	5	1000	0,85	831,988	0,92
9a06	150	10	0,92	3600	5	2500	0	1	3000	1	5	1500	0,85	576,395	0,92
9a07	150	10	0,92	3600	5	2000	0	1	3000	1	5	2000	0,85	415,994	0,92
9a08	150	10	0,92	3600	5	1500	0	1	3000	1	5	2500	0,85	320,83	0,92
9a09	150	10	0,92	3600	5	1000	0	1	5000	1	6	3000	0,85	273,37	0,92
9a10	150	10	0,92	3600	5	500	0	1	5000	1	6	3500	0,85	228,2	0,92

Configuração 2 - Duas cargas lineares

Caso 7 na Configuração 2 - Parâmetro variado: Potência da carga linear A (obriga variação de XcapA1 para correção do FP)

CASO	PARAMETROS																																
	SISTEMA					DISTANCAS					CONVERSOR			TRAFO A					CARGA LINEAR A					TRAFO B					CARGA LINEAR B				
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d1 (km)	d2 (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	Ih (fator)	SirA (kVA)	rtA (%)	xrA (%)	PnA (kW)	FPnA (Ohm)	XcapA1 (Ohm)	SirB (kVA)	rtB (%)	xrB (%)	PnB (kW)	FPnB	XcapB1 (Ohms)	SirB (kVA)	rtB (%)	xrB (%)	PnB (kW)	FPnB	XcapB1 (Ohms)						
7a01	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	1	1	1E-06	0,85	1E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a02	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	150	1	100	0,85	8603,4	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a03	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	300	1	200	0,85	4301,7	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a04	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	500	0,85	1720,7	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a05	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	1500	1	1000	0,85	831,99	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a06	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	3000	1	1500	0,85	576,4	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a07	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	3000	1	2500	0,85	320,83	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a08	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	7500	1	5000	0,85	156,25	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a09	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	10000	1	7500	0,85	101,65	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
7a10	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	12000	1	10000	0,85	71,915	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							

Caso 9 na Configuração 2 - Parâmetro variado: potência do conversor e da carga linear A (inversamente proporcional) (com carga B nula)

CASO	PARAMETROS																																
	SISTEMA					DISTANCAS					CONVERSOR			TRAFO A					CARGA LINEAR A					TRAFO B					CARGA LINEAR B				
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d1 (km)	d2 (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	Ih (%)	SirA (kVA)	rtA (%)	xrA (%)	Pn (kW)	FPnA (Ohm)	XcapA1 (Ohm)	Sir (kVA)	rtB (%)	xrB (%)	PnB (kVA)	FPnB	XcapB1 (Ohms)	Sir (kVA)	rtB (%)	xrB (%)	PnB (kVA)	FPnB	XcapB1 (Ohms)						
9a01	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	4000	0	1	1	1	1E-06	0,85	1E+12	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a02	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3900	0	1	150	1	100	0,85	8603,4	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a03	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3800	0	1	300	1	200	0,85	4301,7	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a04	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3500	0	1	750	1	500	0,85	1720,7	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a05	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3000	0	1	1500	1	1000	0,85	831,99	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a06	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	2500	0	1	3000	1	1500	0,85	576,4	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a07	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	2000	0	1	3000	1	2000	0,85	415,99	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a08	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1500	0	1	3000	1	2500	0,85	320,83	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a09	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	5000	1	3000	0,85	273,37	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9a10	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	500	0	1	5000	1	3500	0,85	228,2	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09	1E-06	1E+04	1E+04	1E-06	1	1E+09							
9b01	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	4000	0	1	1	1	1E-06	0,85	1E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b02	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3900	0	1	150	1	100	0,85	8603,4	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b03	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3800	0	1	300	1	200	0,85	4301,7	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b04	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3500	0	1	750	1	500	0,85	1720,7	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b05	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	3000	0	1	1500	1	1000	0,85	831,99	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b06	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	2500	0	1	3000	1	1500	0,85	576,4	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b07	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	2000	0	1	3000	1	2000	0,85	415,99	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b08	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1500	0	1	3000	1	2500	0,85	320,83	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b09	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	5000	1	3000	0,85	273,37	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							
9b10	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	500	0	1	5000	1	3500	0,85	228,2	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12	0,001	1E+04	1E+04	1E-06	0,9	1,5E+12							

Configuração 2 - Duas cargas lineares

Caso 10 na Configuração 2 - Variação do fator de potência da carga A

CASO	PARAMETROS																						
	SISTEMA					DISTANCAS			CONVERSOR		TRAFO A			CARGA LINEAR A				TRAFO B			CARGA LINEAR B		
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAF)		d1 (km)	d2 (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	lh (%)	SrA (kVA)	rrA (%)	xrA (%)	Pn (kW)	FPnA	Xcap1A (Ohm)	Sr	rrB (%)	xrB (%)	PnB kVA	FPnB	Xcap1B (Ohms)	
10a01	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13647	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a02	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,3	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a03	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,7	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a04	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,2	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a05	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,71	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a06	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a07	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,18	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a08	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,38	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a09	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,04	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10a10	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	750	1	4	500	0,85	1720,68	
10b01	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13647	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b02	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,3	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b03	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,7	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b04	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,2	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b05	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,71	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b06	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b07	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,18	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b08	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,38	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b09	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,04	750	1	4	500	0,75	787,712	
10b10	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	750	1	4	500	0,75	787,712	
10c01	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13647	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c02	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,3	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c03	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1721,7	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c04	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,2	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c05	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,71	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c06	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c07	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,18	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c08	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,38	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c09	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,04	750	1	4	500	0,65	494,175	
10c10	150	10	0,92	3600		2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	750	1	4	500	0,65	494,175	



Configuração 2 - Duas cargas lineares

Caso 11 na Configuração 2 - Variação do fator de potência das cargas A e B (simultaneamente)

CASO	PARAMETROS																				
	SISTEMA					CONVERSOR		TRAFO A			TRAFO B										
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d1 (km)	d2 (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	Ih (%)	StrA (kVA)	rIA (%)	xrA (%)	Pn (kW)	FPnA	Xcap1A (Ohm)	Str (kVA)	rIB (%)	xrB (%)	PnB (kVA)	FPnB	Xcap1B (Ohms)
11a01	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13647	750	1	4	500	0,9199	19646,9
11a02	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,3	750	1	4	500	0,9	4432,33
11a03	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,7	750	1	4	500	0,85	1720,68
11a04	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,2	750	1	4	500	0,8	1083,25
11a05	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,71	750	1	4	500	0,75	787,712
11a06	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	750	1	4	500	0,7	612,53
11a07	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,18	750	1	4	500	0,65	494,175
11a08	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,38	750	1	4	500	0,6	407,383
11a09	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,04	750	1	4	500	0,55	340,044
11a10	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	750	1	4	500	0,5	285,59

Caso 12 na Configuração 2 - Variação do fator de potência da carga A (com carga B nula)

CASO	PARAMETROS																				
	SISTEMA					CONVERSOR		TRAFO A			TRAFO B										
	SCCSE (MVA)	Scargasis (MVA)	Fpcargasis	SCAPSE (kVAR)	d1 (km)	d2 (km)	SNconv (kVA)	α (graus)	Ih (%)	StrA (kVA)	rIA (%)	xrA (%)	Pn (kW)	FPnA	Xcap1A (Ohm)	Str (kVA)	rIB (%)	xrB (%)	PnB (kVA)	FPnB	Xcap1B (Ohms)
12a01	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9199	13647	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a02	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,9	4432,3	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a03	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,85	1720,7	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a04	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,8	1083,2	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a05	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,75	787,71	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a06	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,7	612,53	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a07	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,65	494,18	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a08	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,6	407,38	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a09	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,55	340,04	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09
12a10	150	10	0,92	3600	2,5	2,5	1000	0	1	750	1	4	500	0,5	285,59	1E-06	1,E+04	1,E+04	1,E-06	1	1E+09

Apêndice C

Aqui são mostrados os resultados das simulações dos casos apresentados no Apêndice B, somente com o modelo de carga definido pelo CIGRÉ.

Os gráficos mostram, para cada um dos pontos de conexão com a rede (conversor, carga linear e o conjunto dos dois), os valores percentuais adicionais na tarifa relativos à cobrança de excedentes.

Os valores calculados são mostrados como "pontos" nos gráficos. As linhas que unem os pontos só aparecem para facilitar a visualização das tendências, não devendo ser tomadas para interpolação.

Os excedentes são colocados sob as duas formas de tarifação:

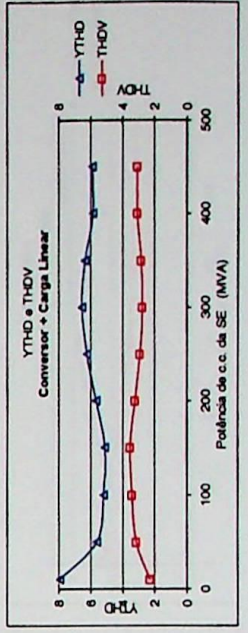
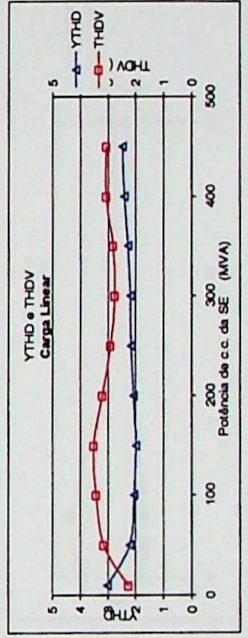
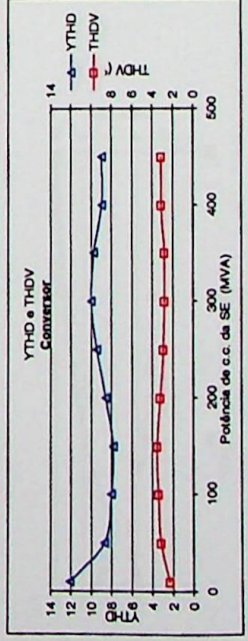
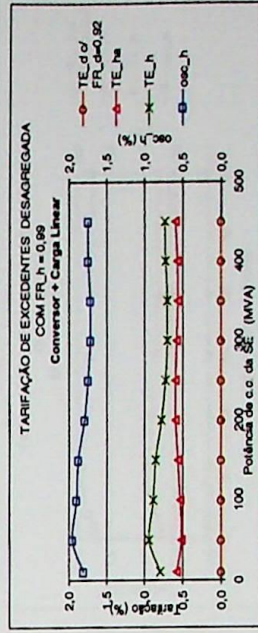
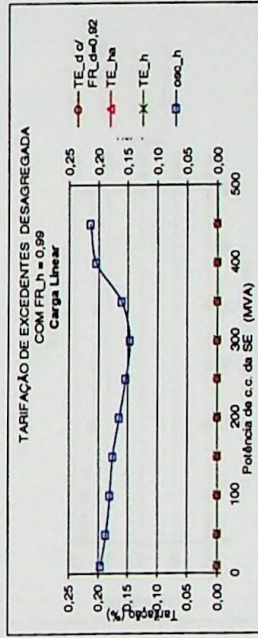
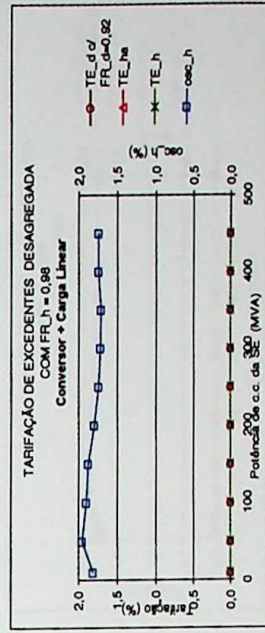
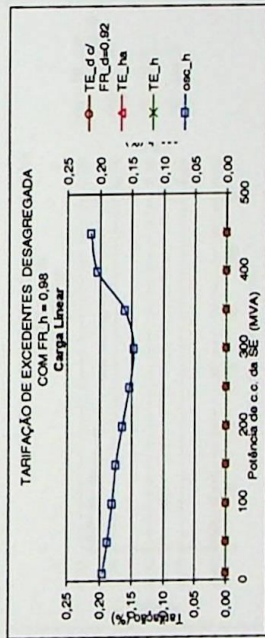
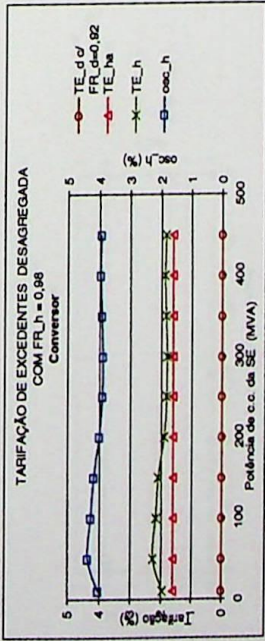
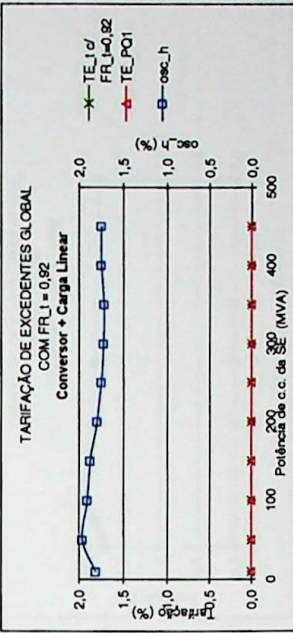
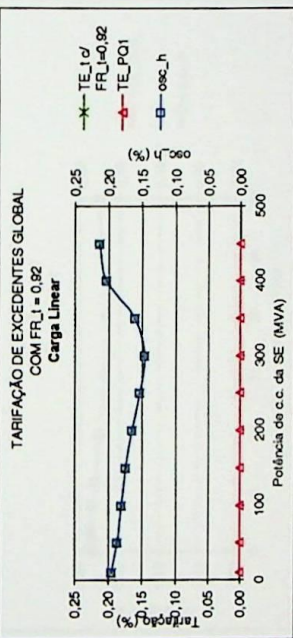
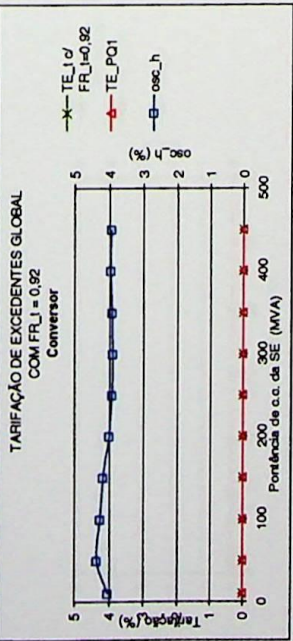
- Tarifação Global - utilizando o fator de potência total PF_t
- Tarifação Desagregada - utilizando os fatores de potência de deslocamento PF_d e harmônico PF_h .

É usada nos gráficos a seguinte simbologia:

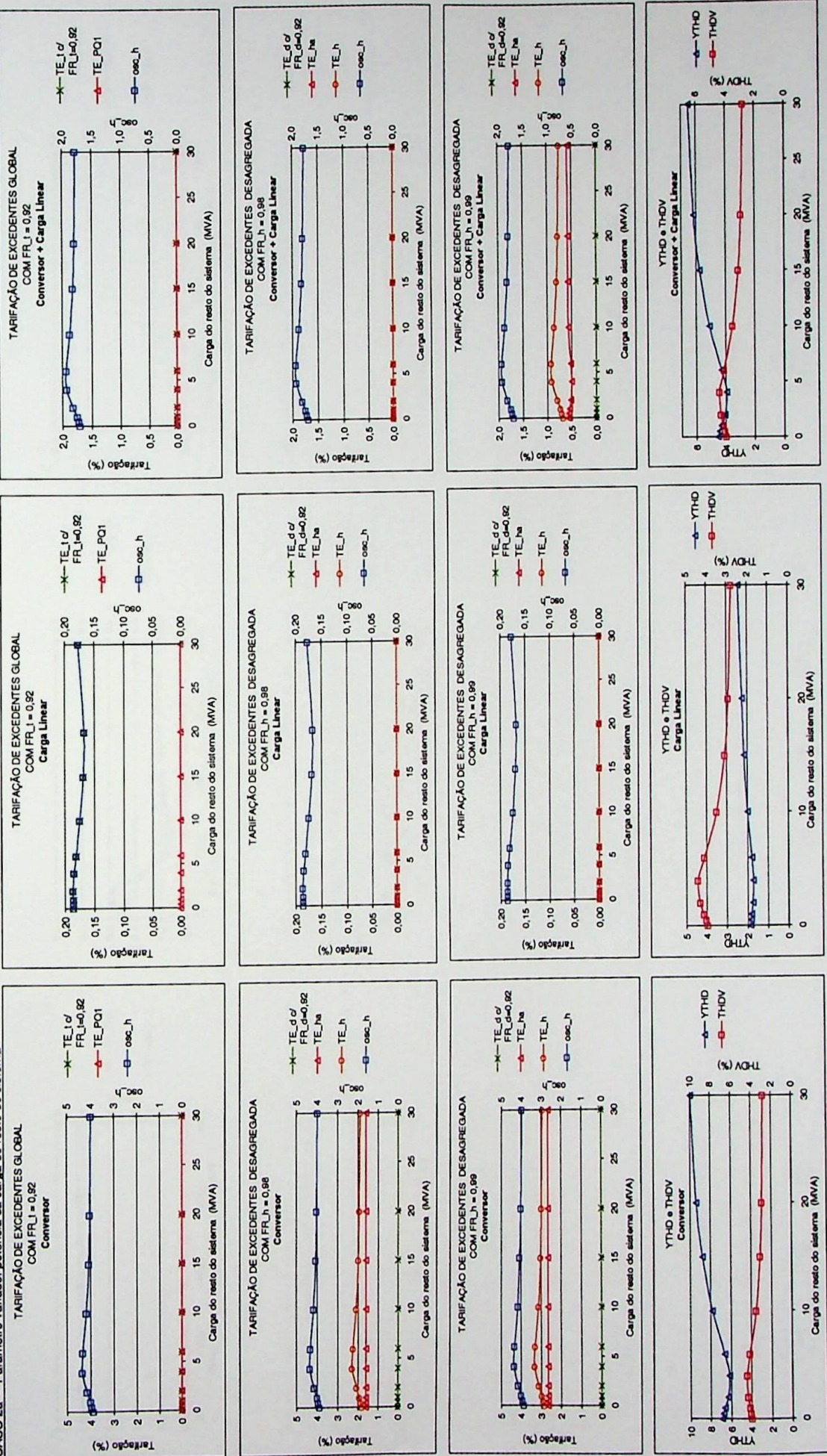
FR_d	Fator de Referência de Deslocamento
FR_h	Fator de Referência Harmônico
FR_t	Fator de Referência Total
osch	Ocupação Supérflua de Capacidade devido às correntes harmônicas
TE_d	Tarifação de Excedente de Deslocamento
TE_h	Tarifação de Excedente Harmônico
TE_ha	Tarifação de Excedente Harmônico (calculado pela expressão aproximada)
TE_t	Tarifação de Excedente Total ou Global
TE_PQ1	Tarifação de Excedente Global (calculado pelo FP_PQ1 obtido de P e Q1)



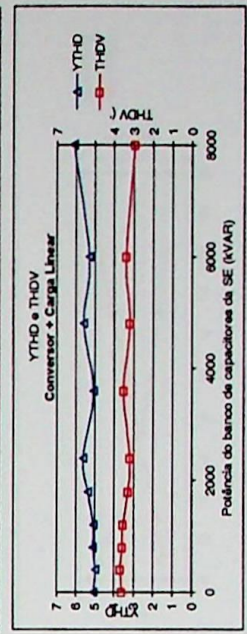
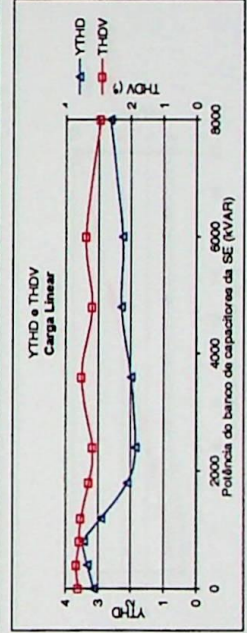
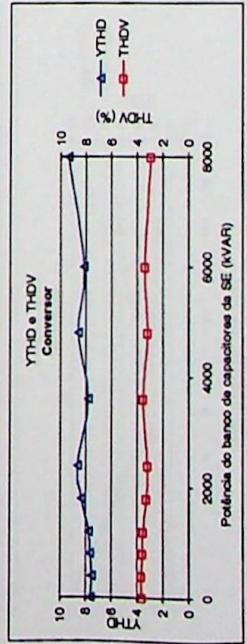
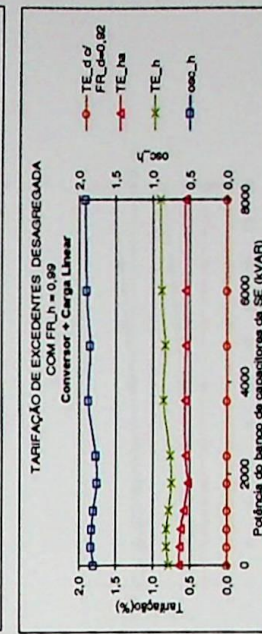
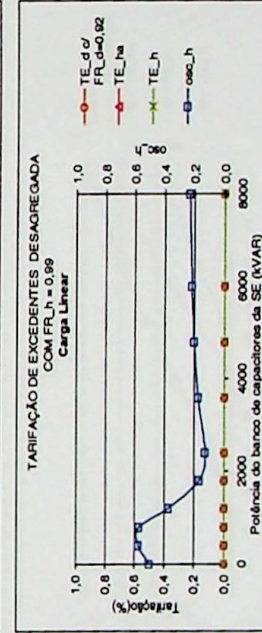
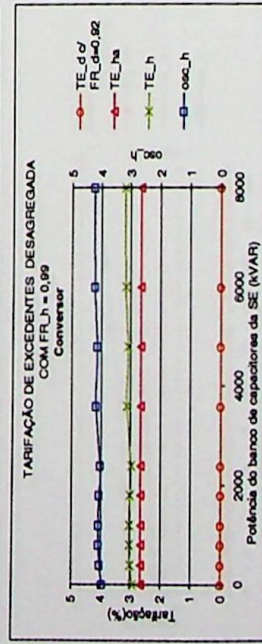
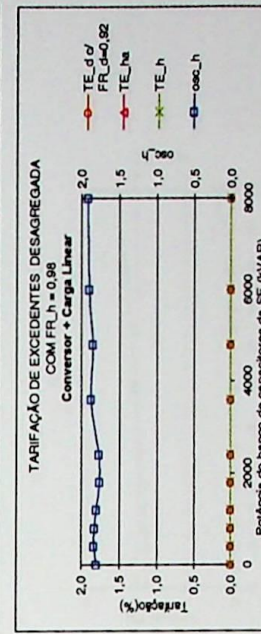
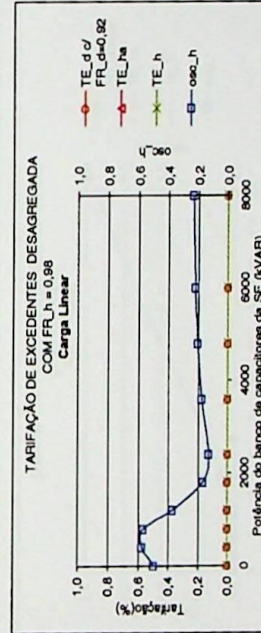
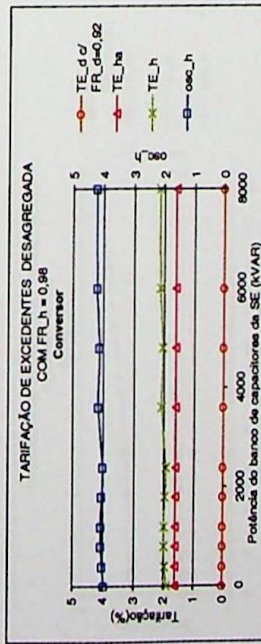
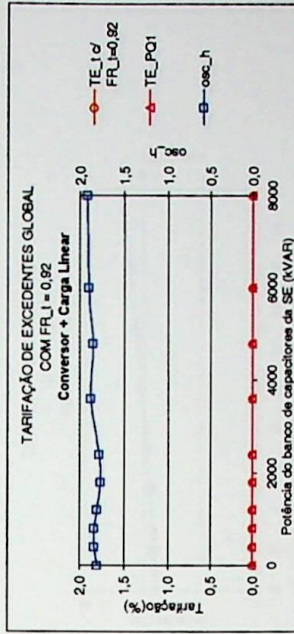
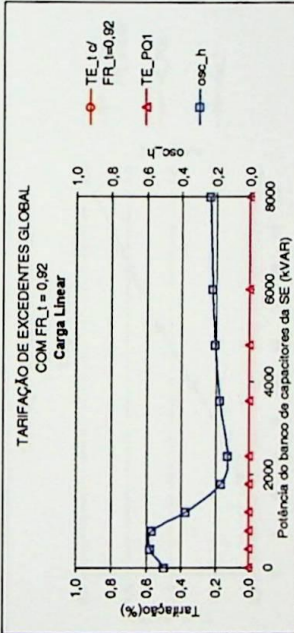
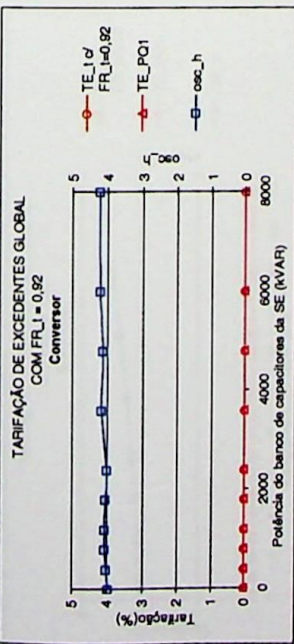
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)
CASO 1a - Parâmetro variado: potência de curto-circuito da subestação



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)
CASO 2a - Parâmetro variado: potência da carga do resto do sistema

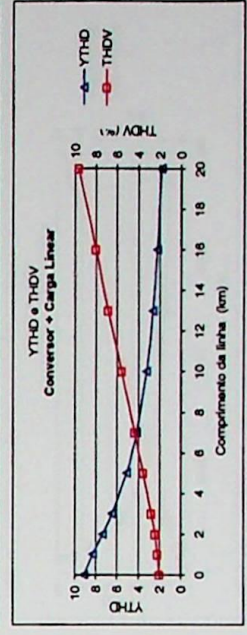
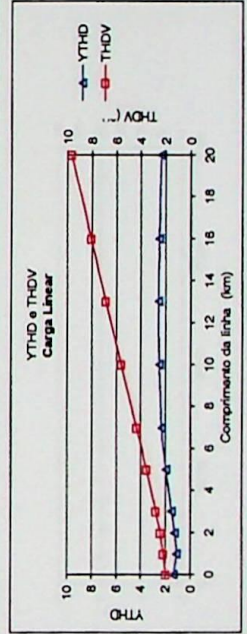
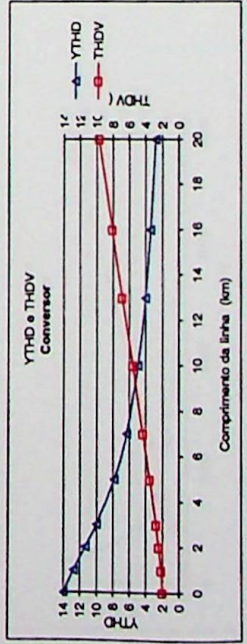
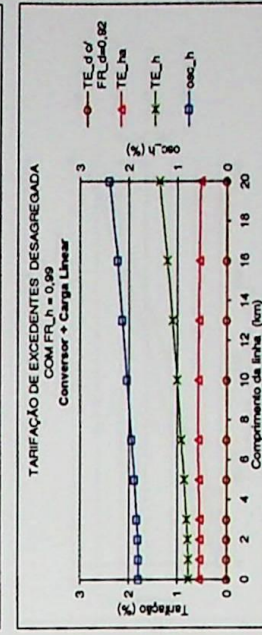
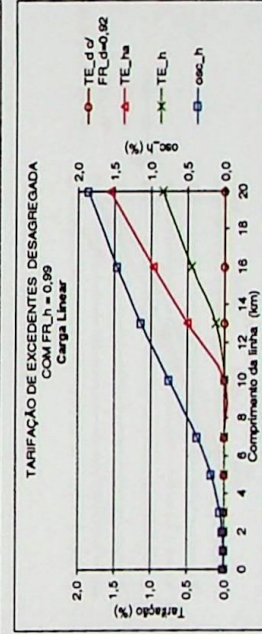
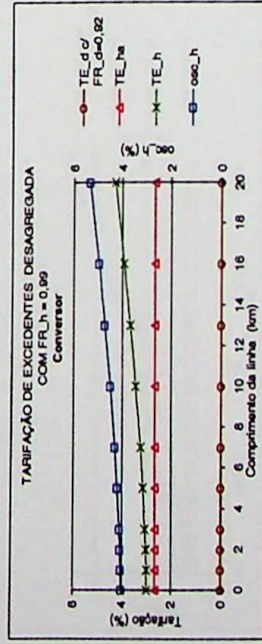
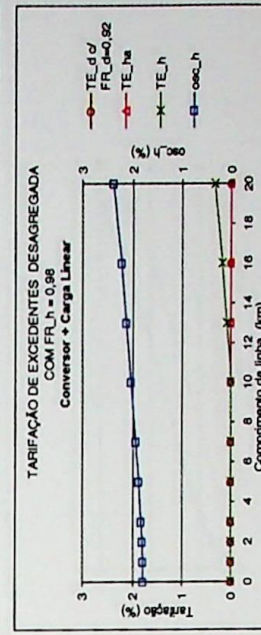
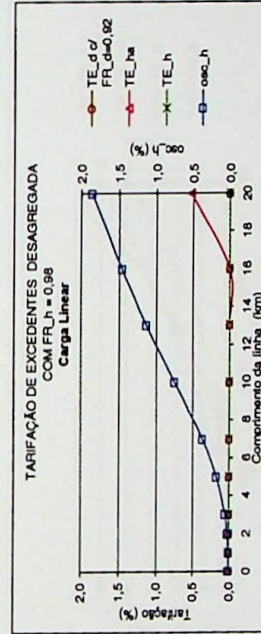
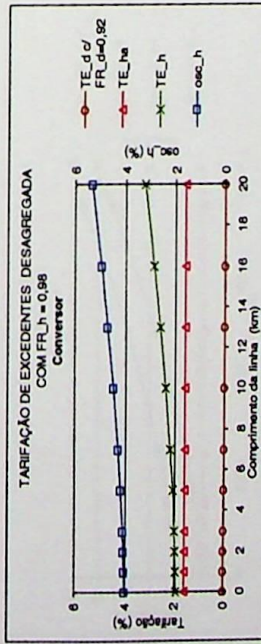
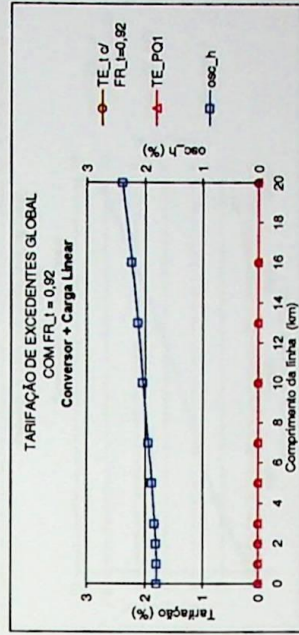
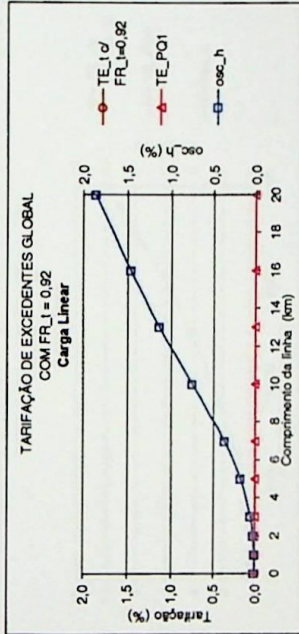
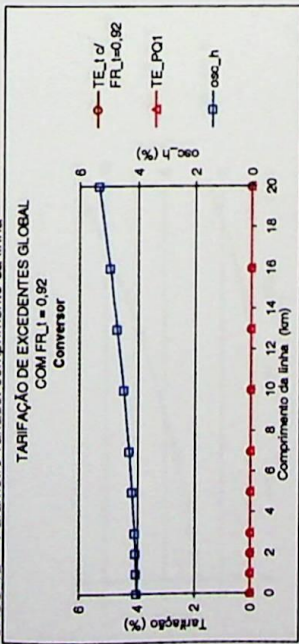


TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)
CASO 3a - Parâmetro variado: potência do banco de capacitores da SE

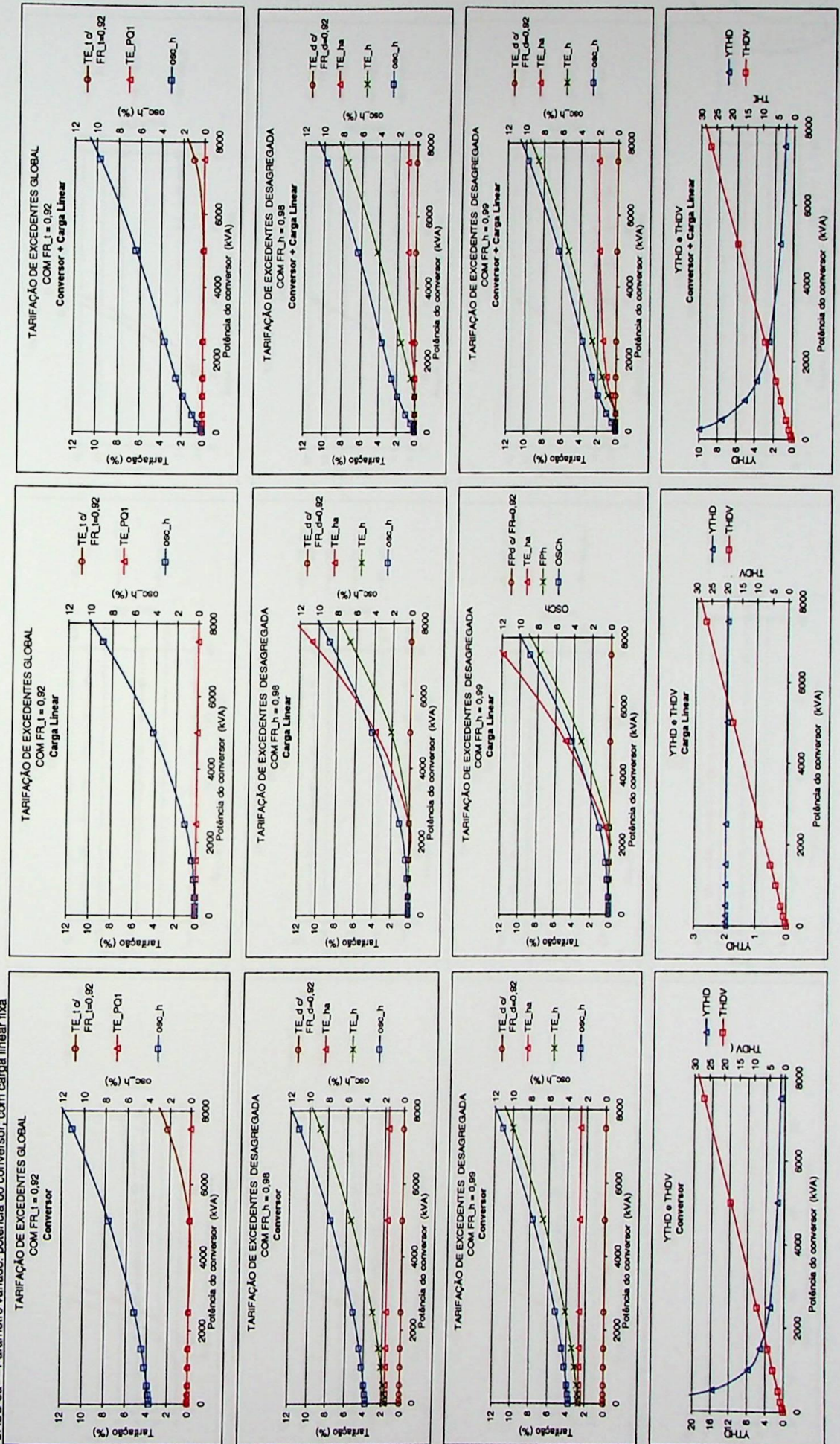


TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

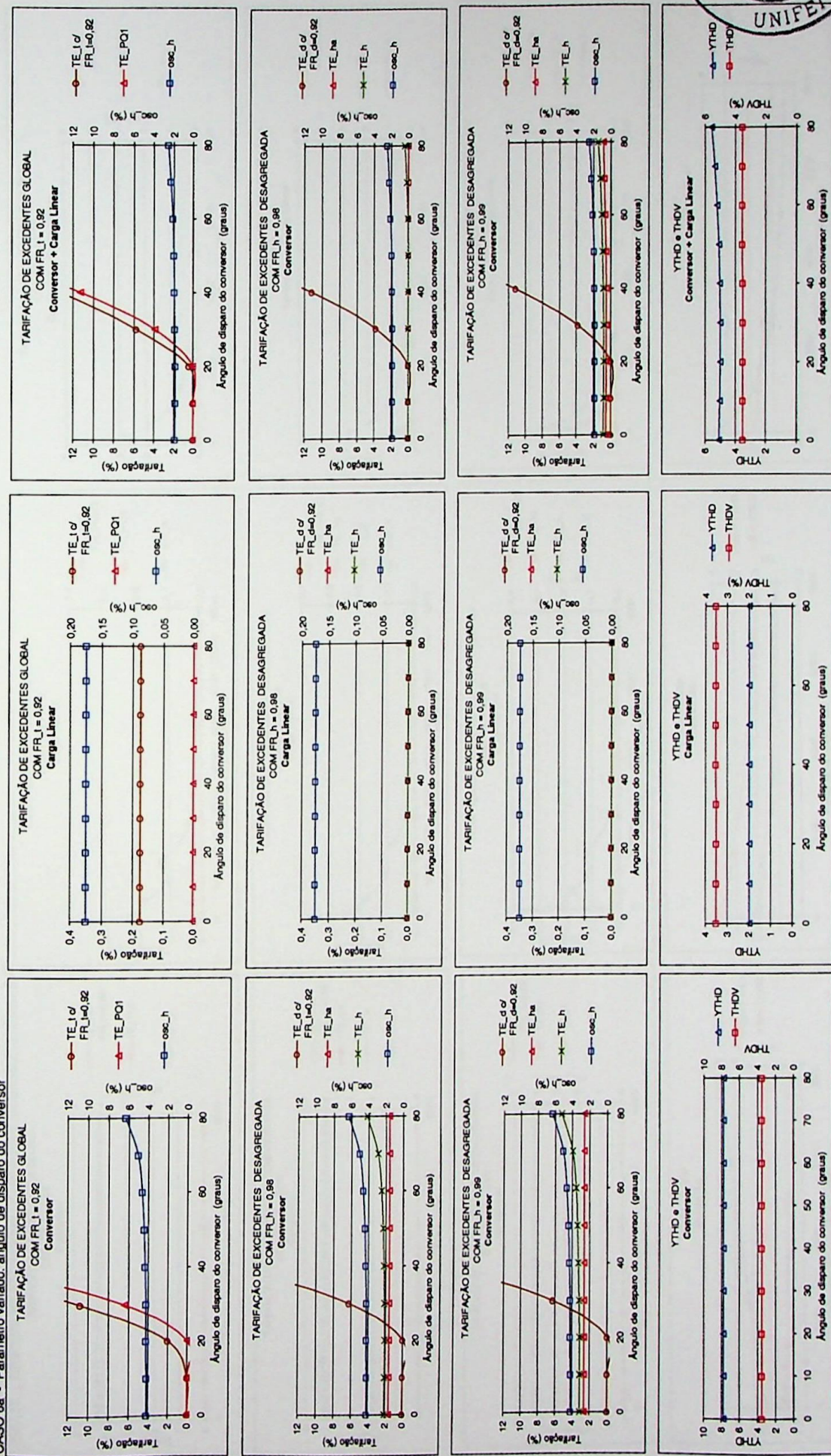
CASO 4a - Parâmetro variado: comprimento da linha



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)
CASO 5a - Parâmetro variado: potência do conversor, com carga linear fixa



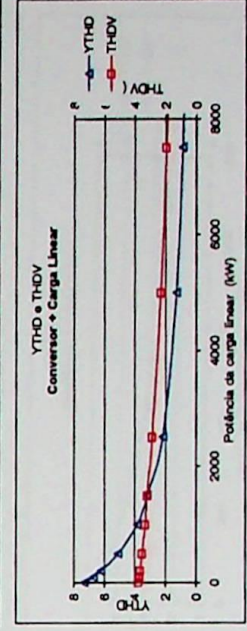
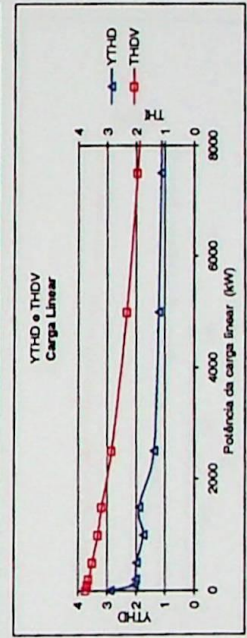
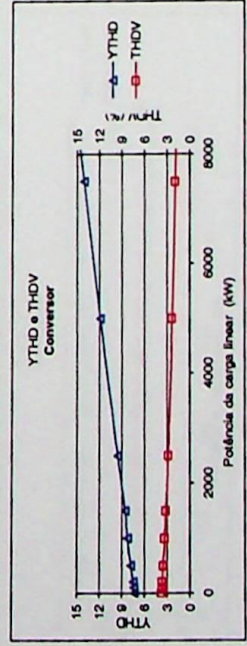
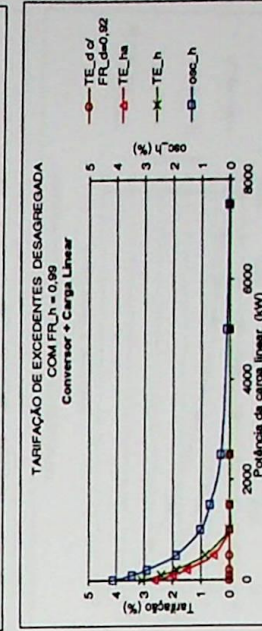
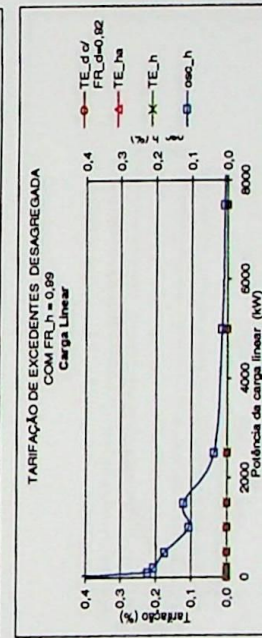
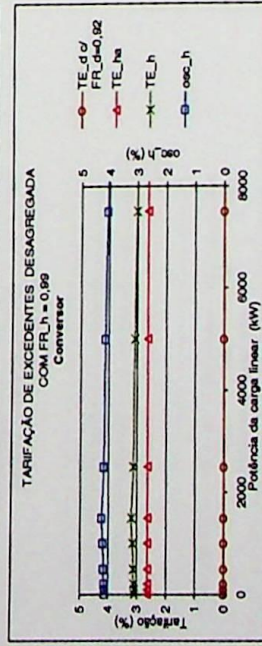
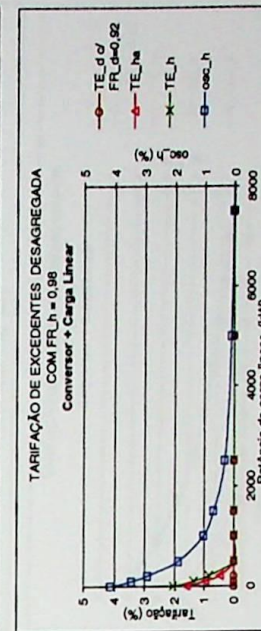
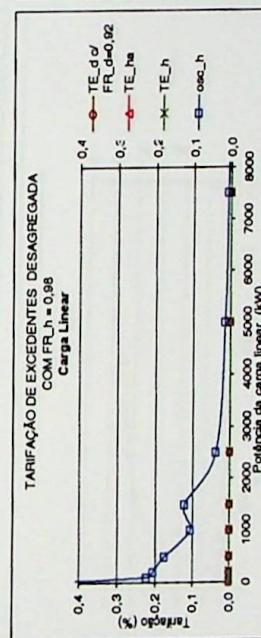
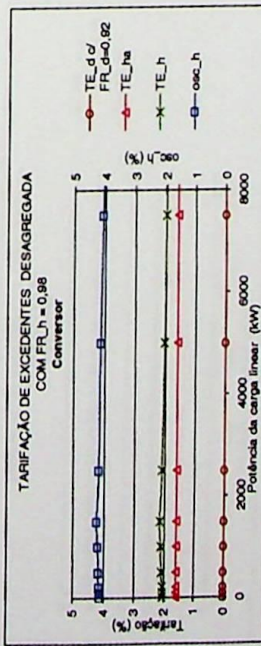
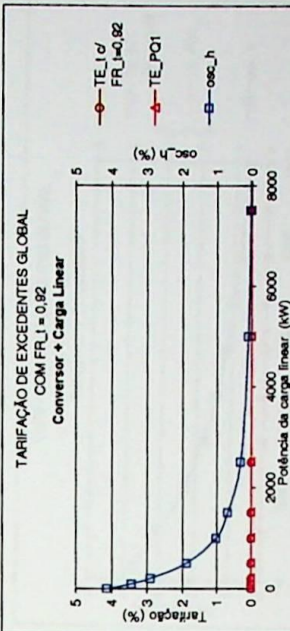
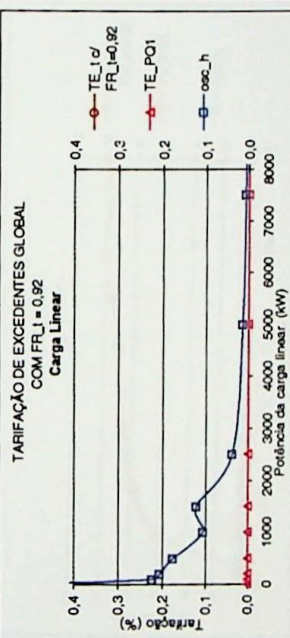
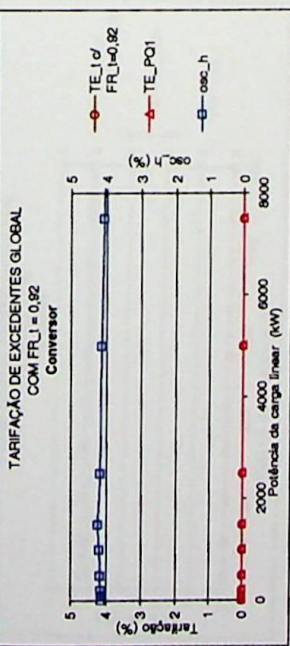
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)
CASO 6a - Parâmetro variado: ângulo de disparo do conversor





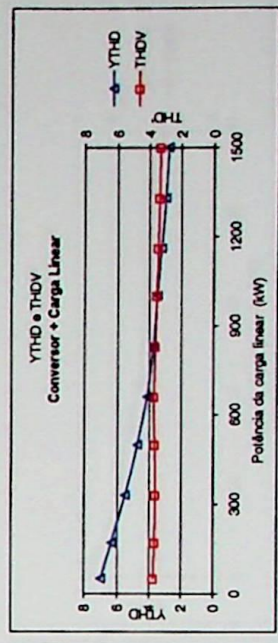
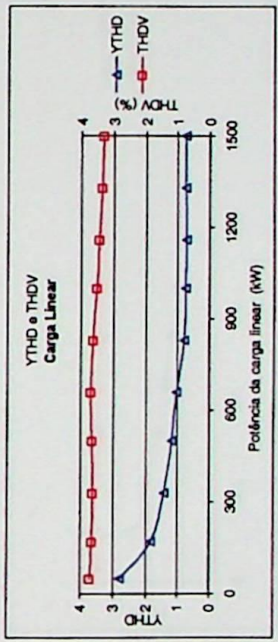
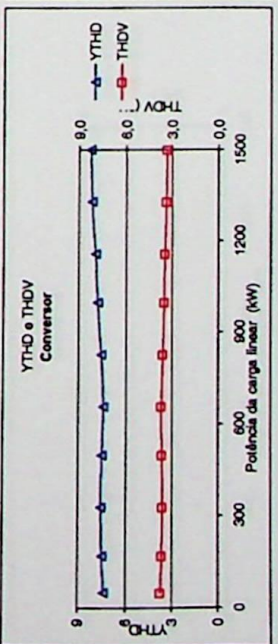
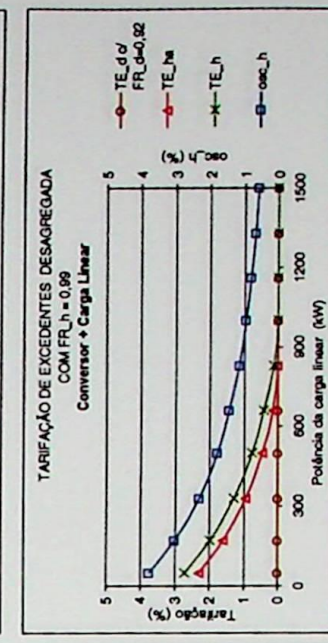
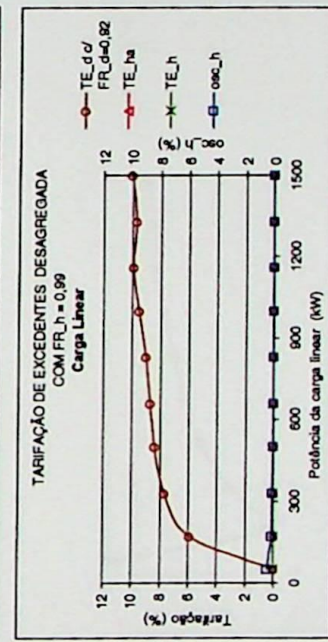
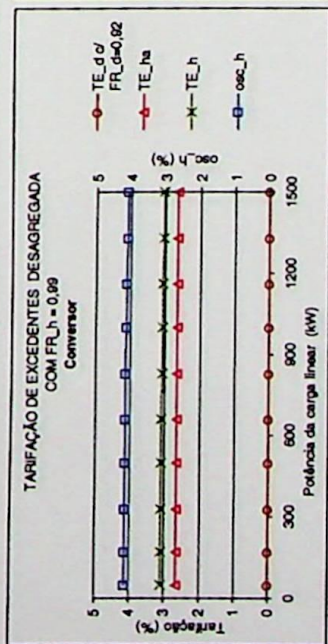
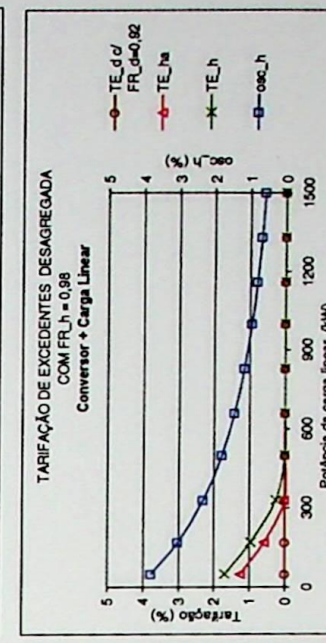
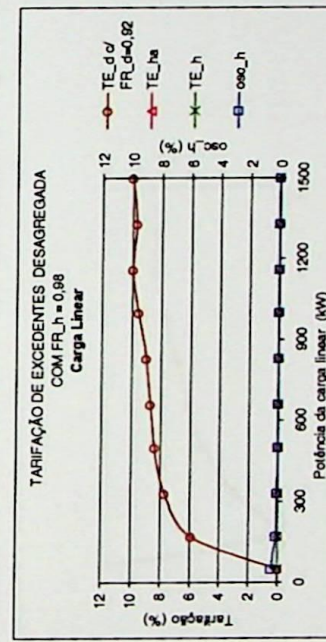
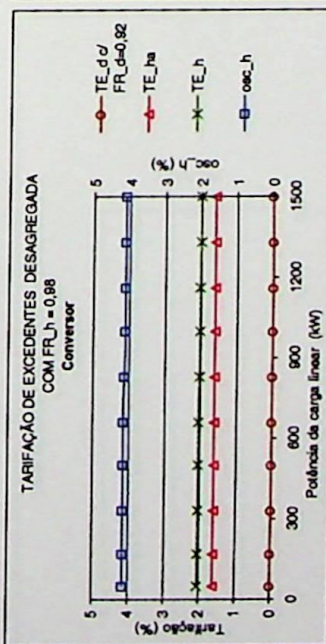
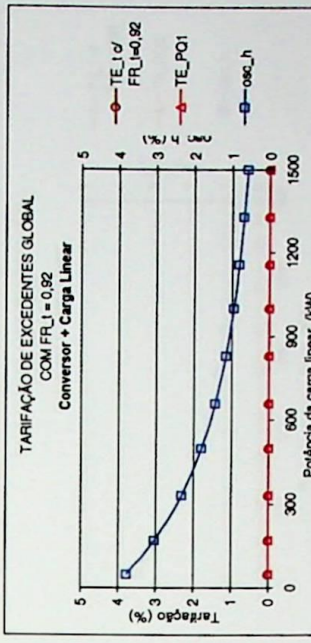
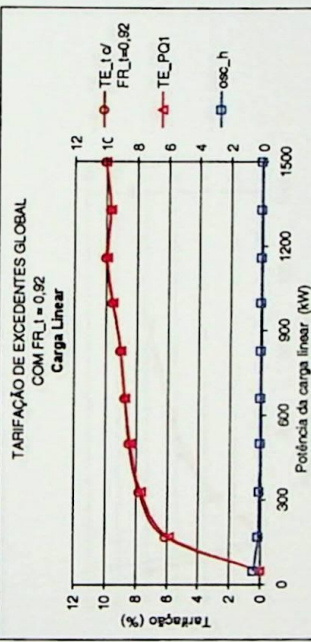
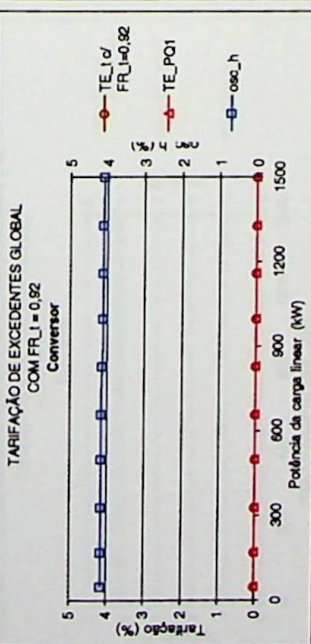
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 7a - Parâmetro variado: potência da carga linear corrigindo FPinst para 0,92



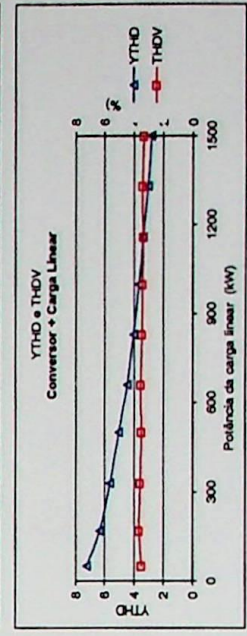
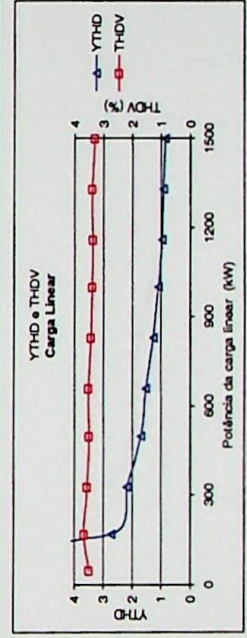
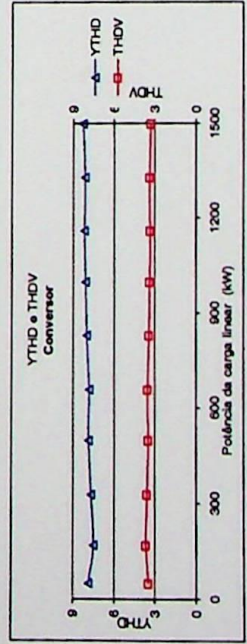
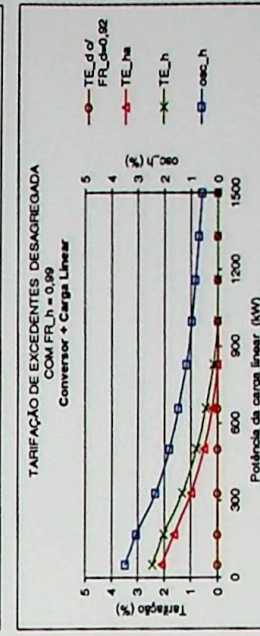
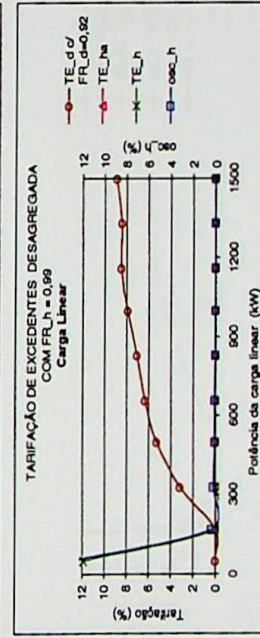
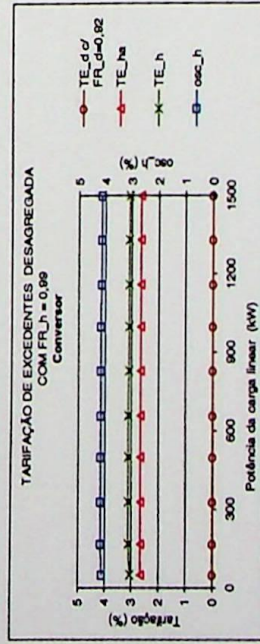
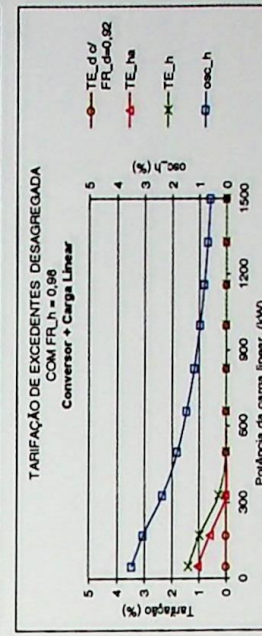
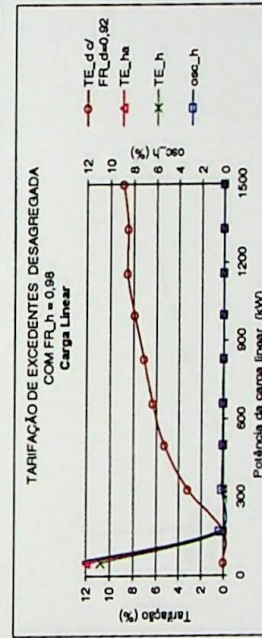
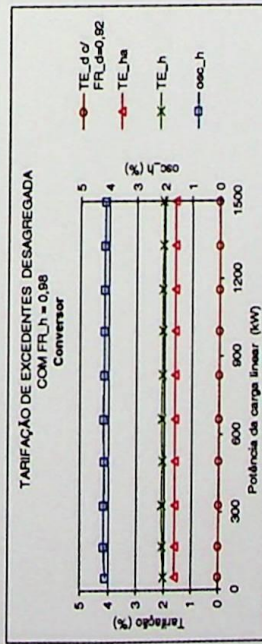
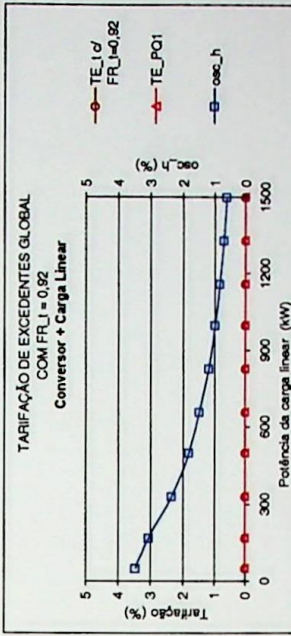
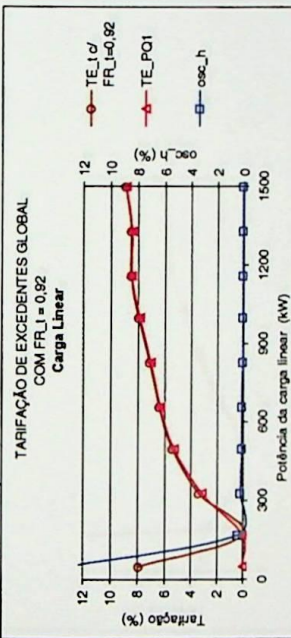
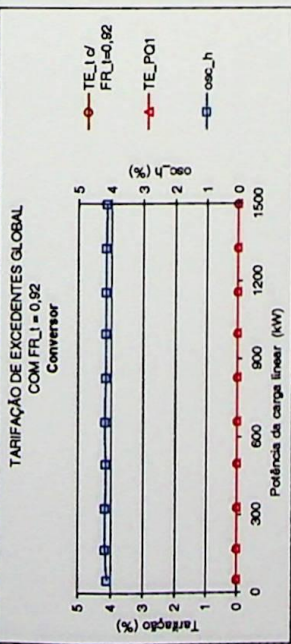
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 7b - Parâmetro variado: potência de carga linear (mantendo capacitor fixo em 13997.55 Ohm)



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

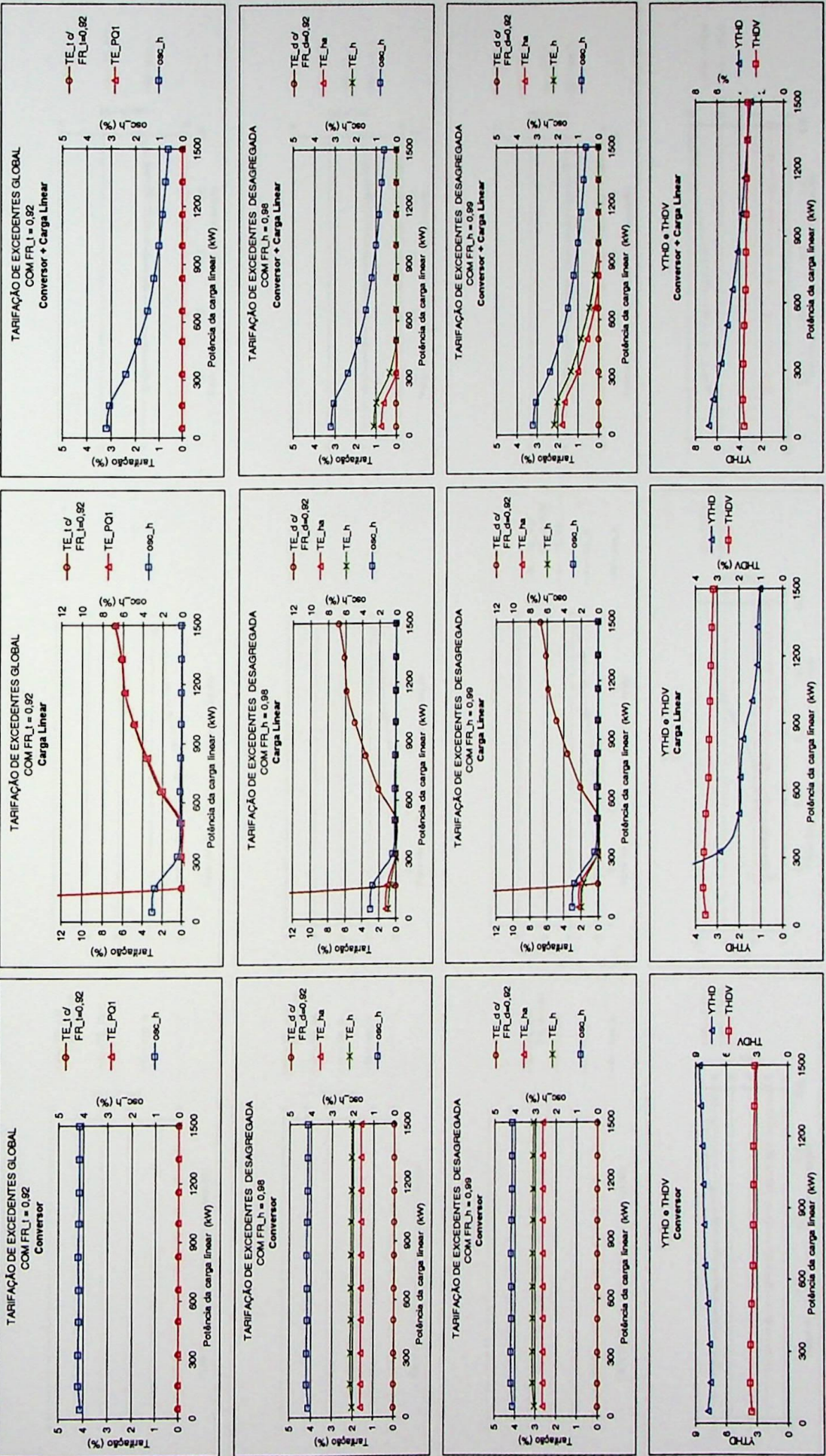
CASO 7c - Parâmetro variado: potência da carga linear (mantendo capacitor fixo em 4105,243 Ohm)



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

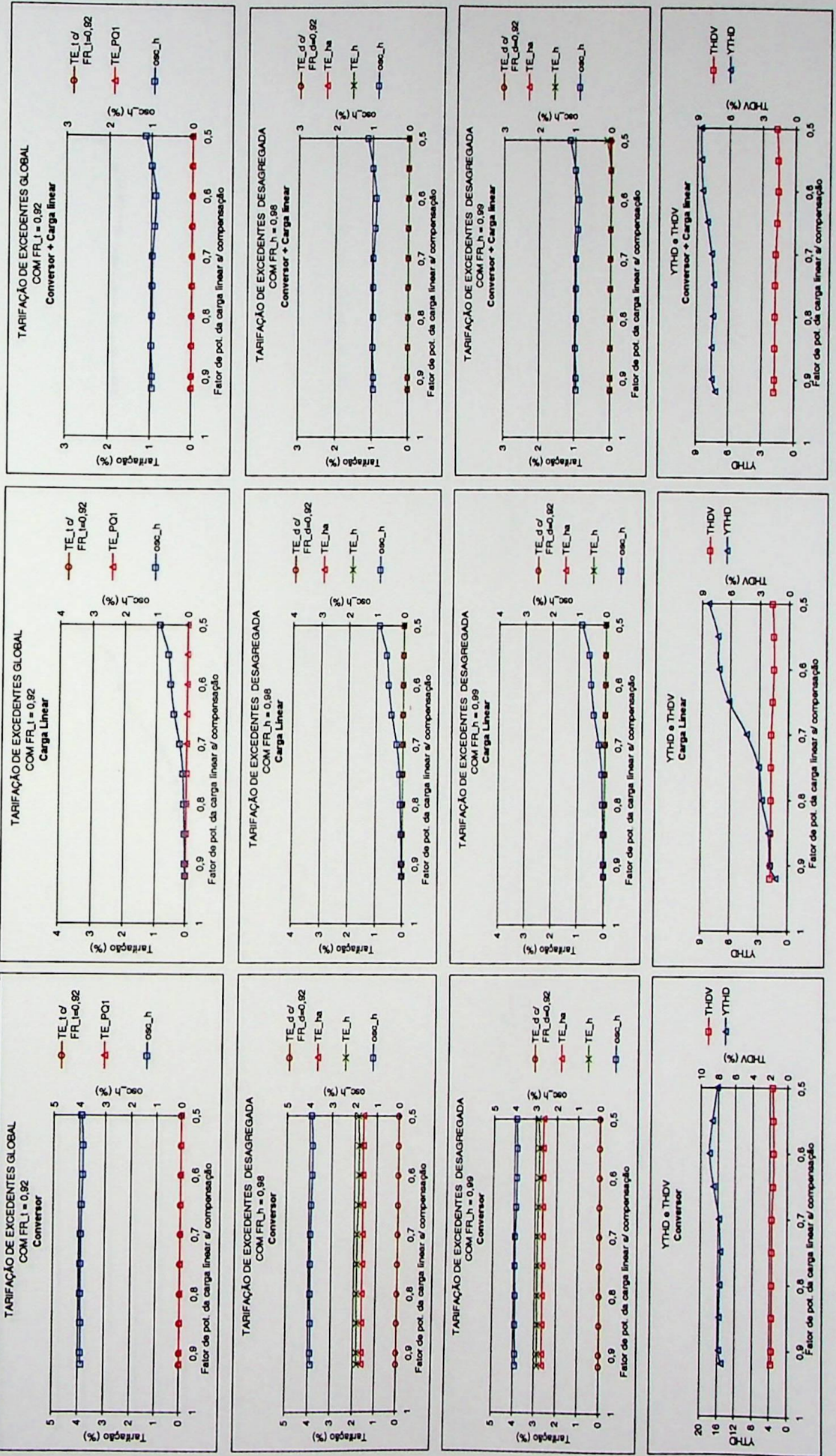
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 7d - Parâmetro variado: potência da carga linear (mantendo capacitor fixo em 1720,68 Ohm)



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

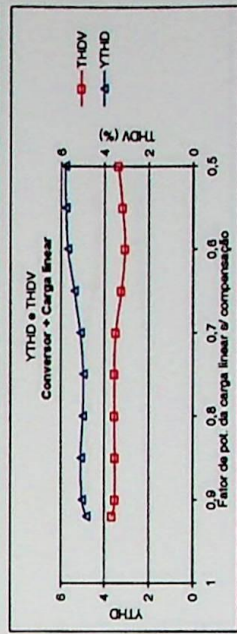
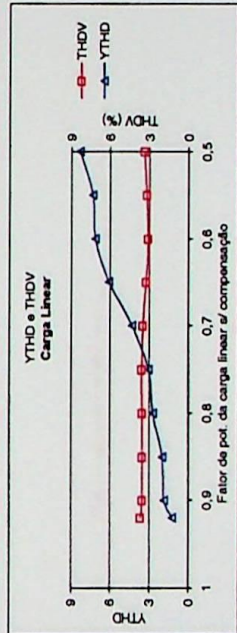
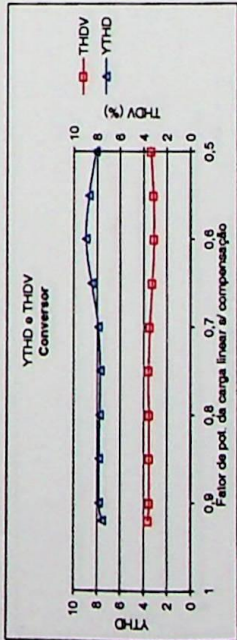
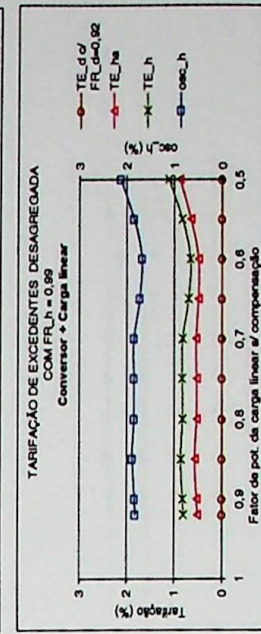
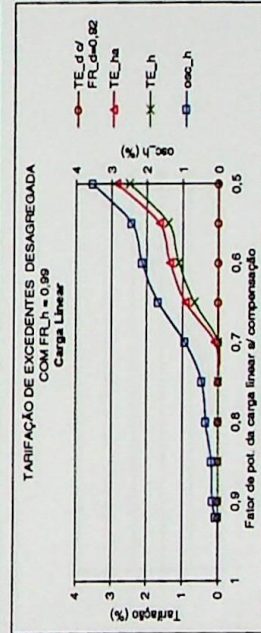
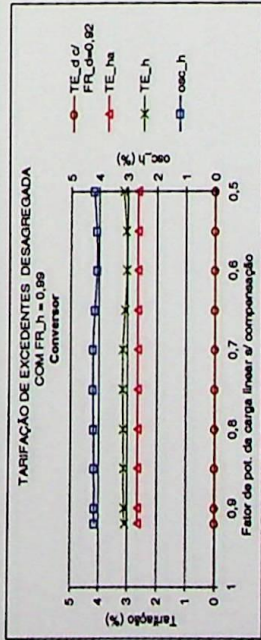
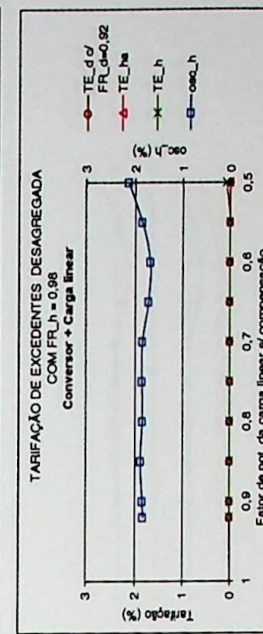
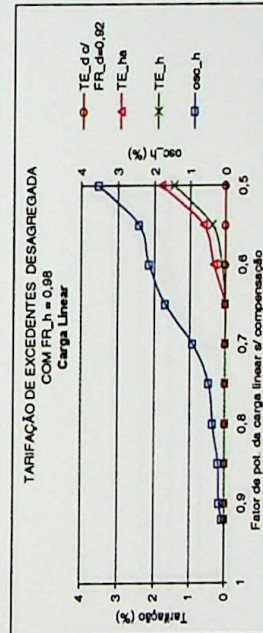
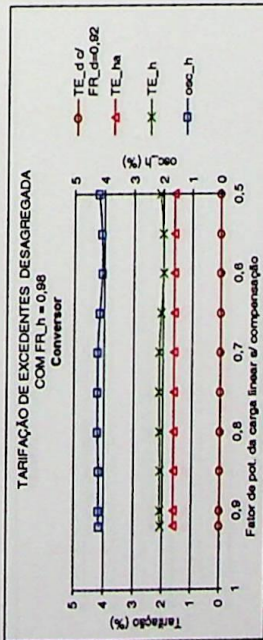
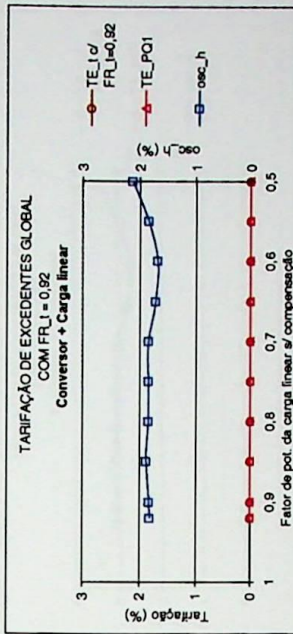
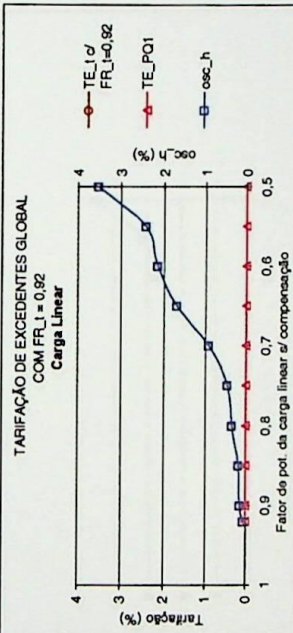
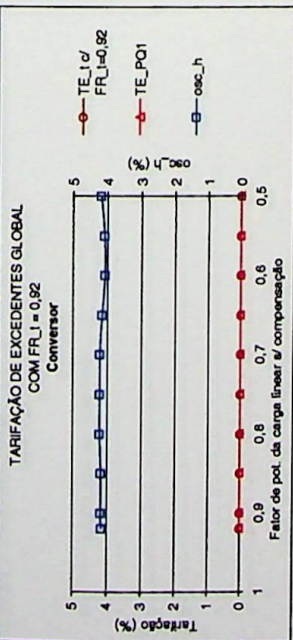
CASO 8b - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

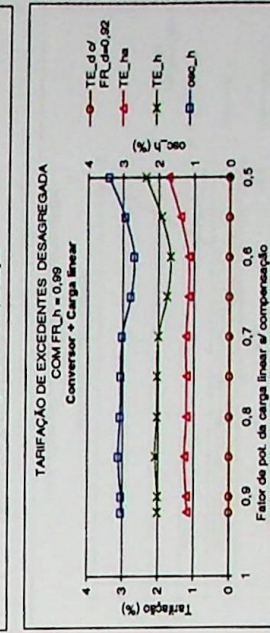
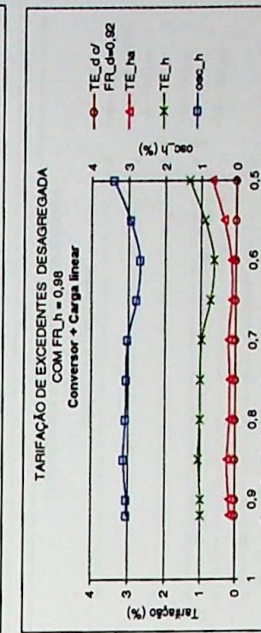
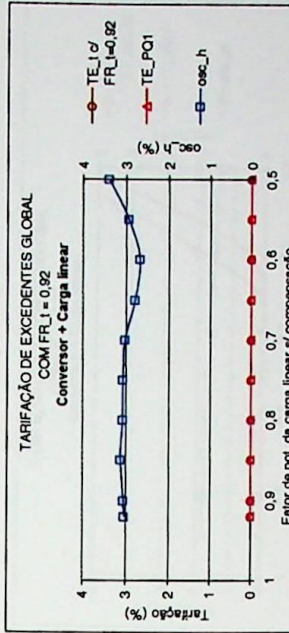
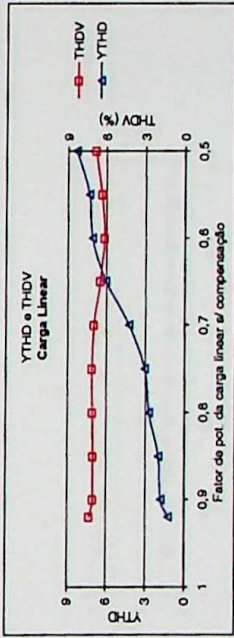
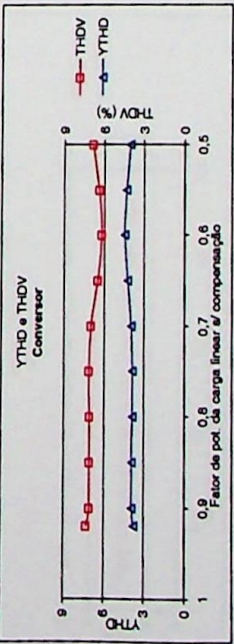
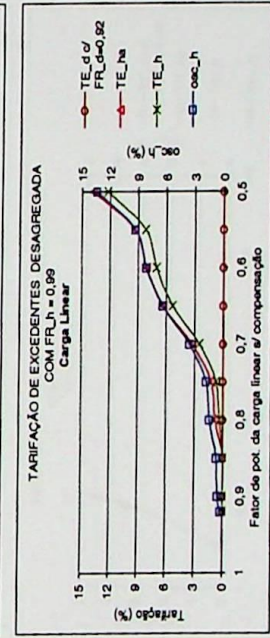
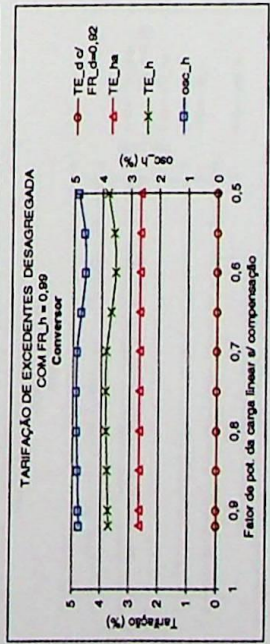
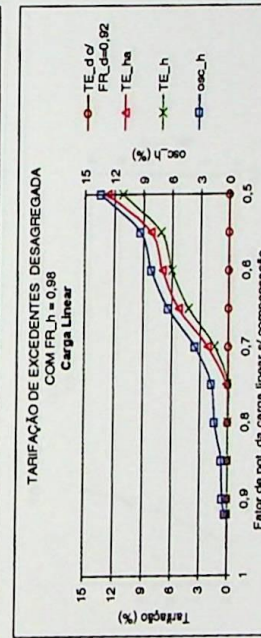
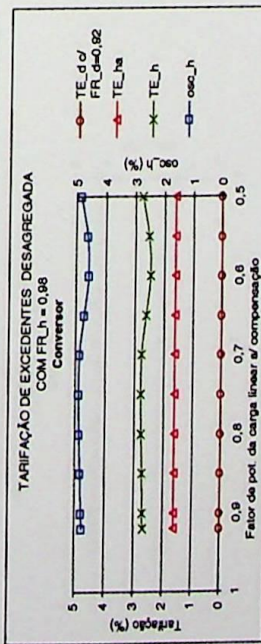
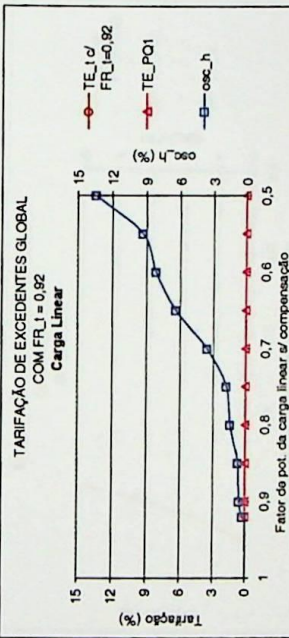
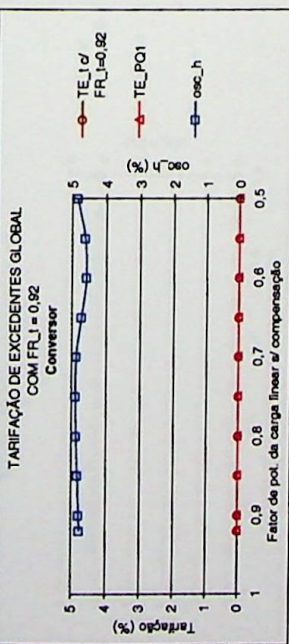
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 8c - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

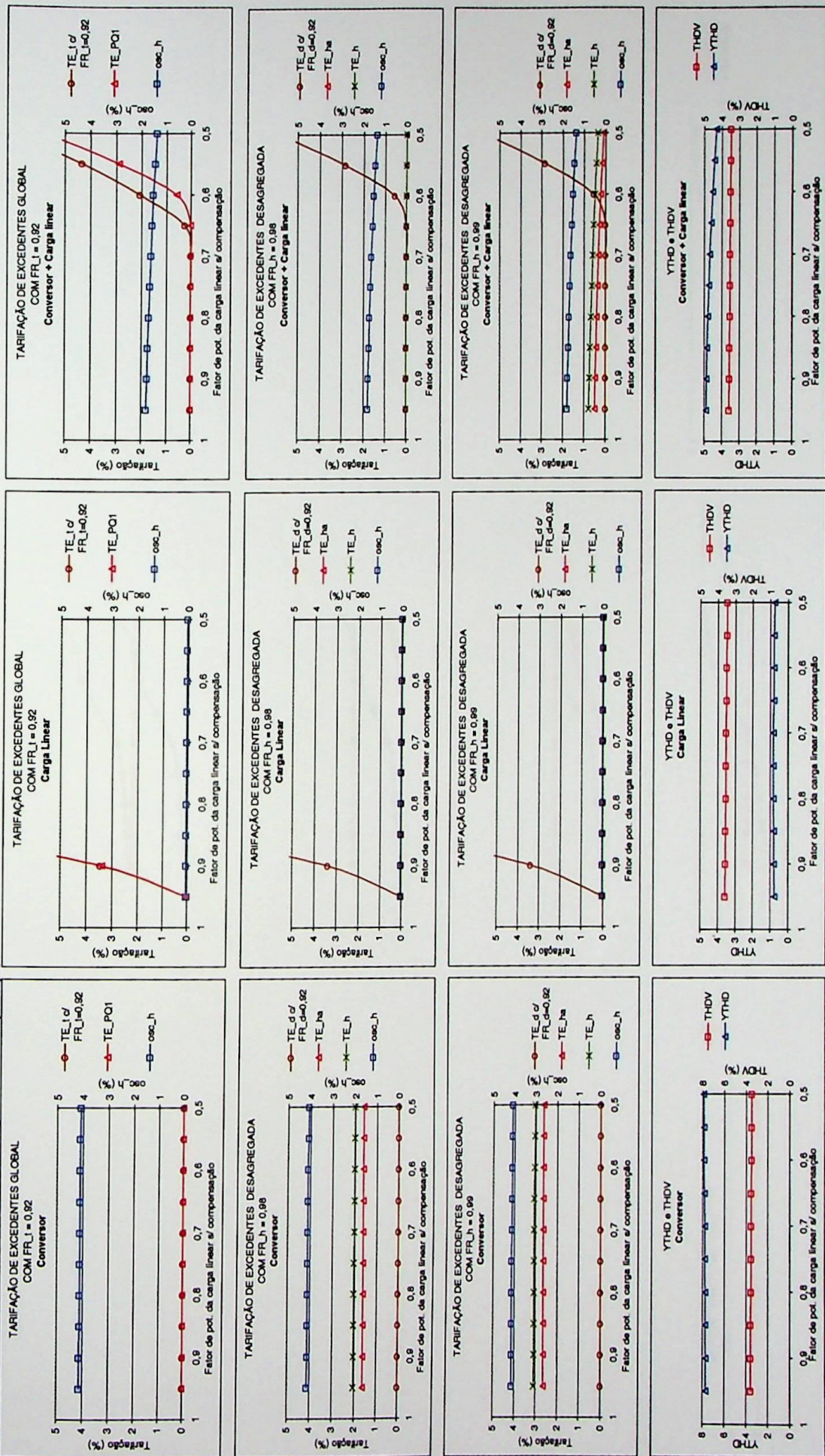
CASO 8d - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

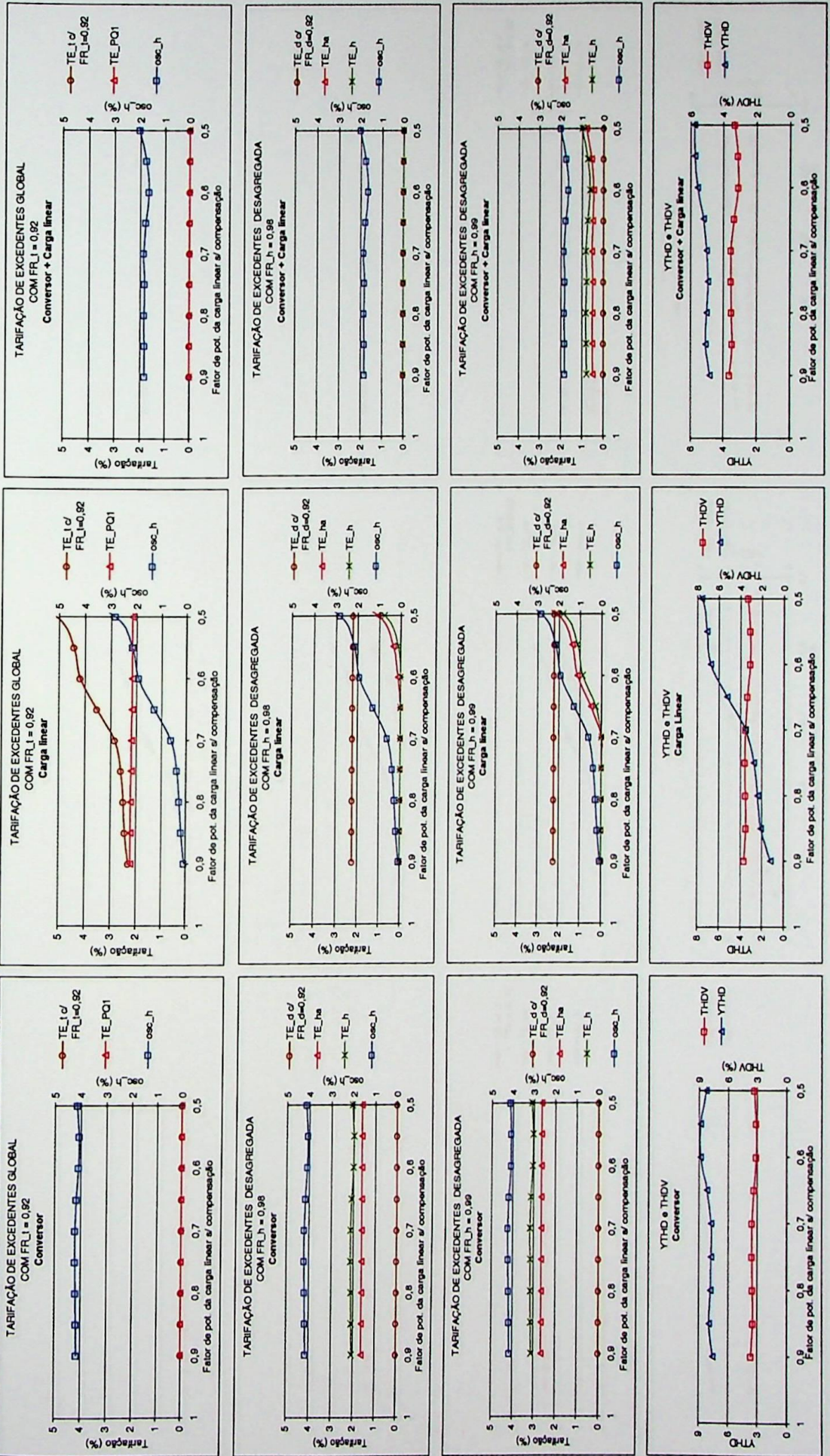
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 8e - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação



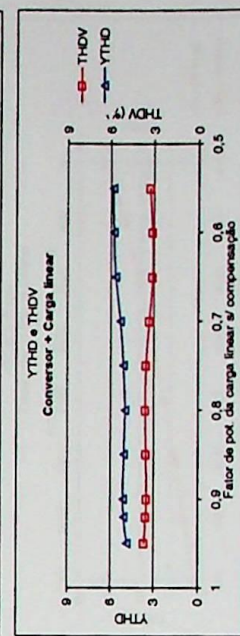
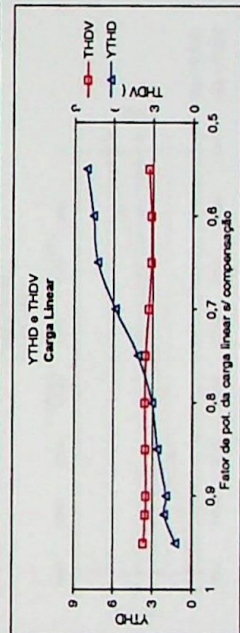
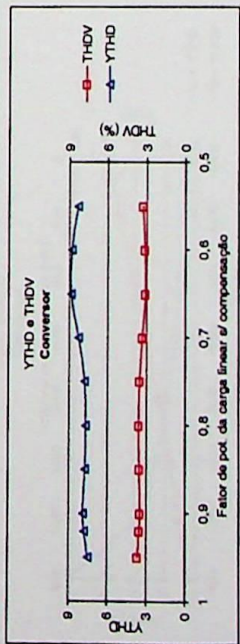
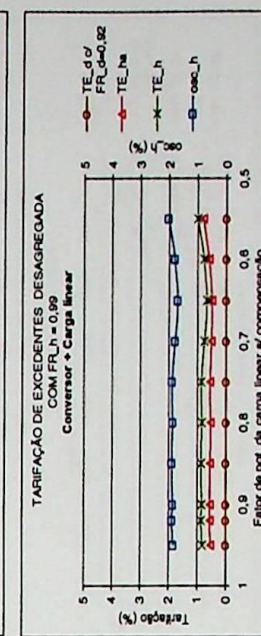
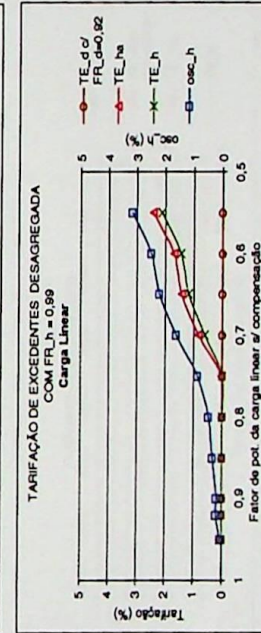
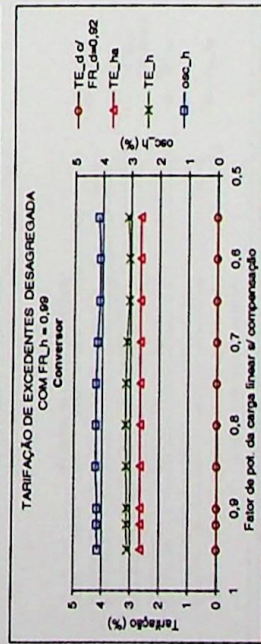
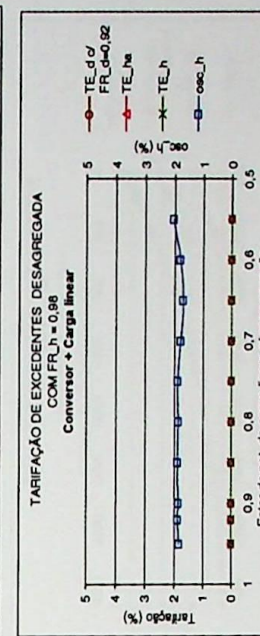
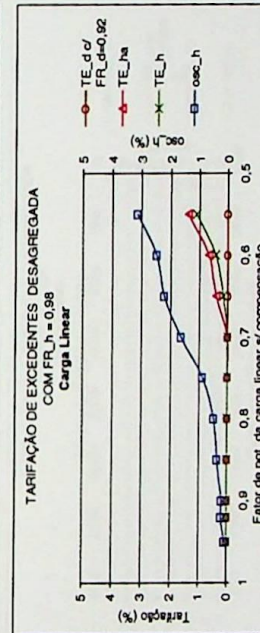
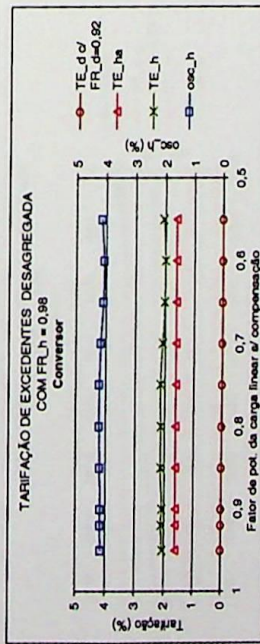
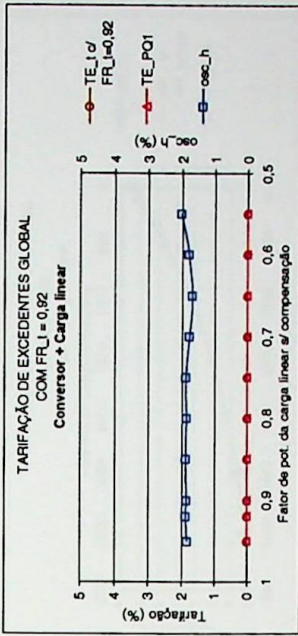
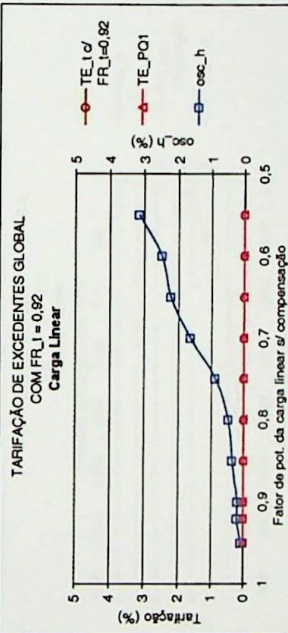
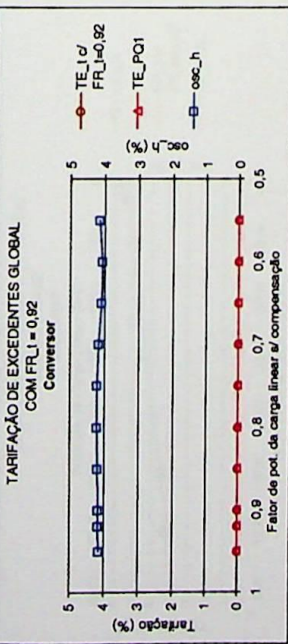
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 8f - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação - corrigindo para 0,90



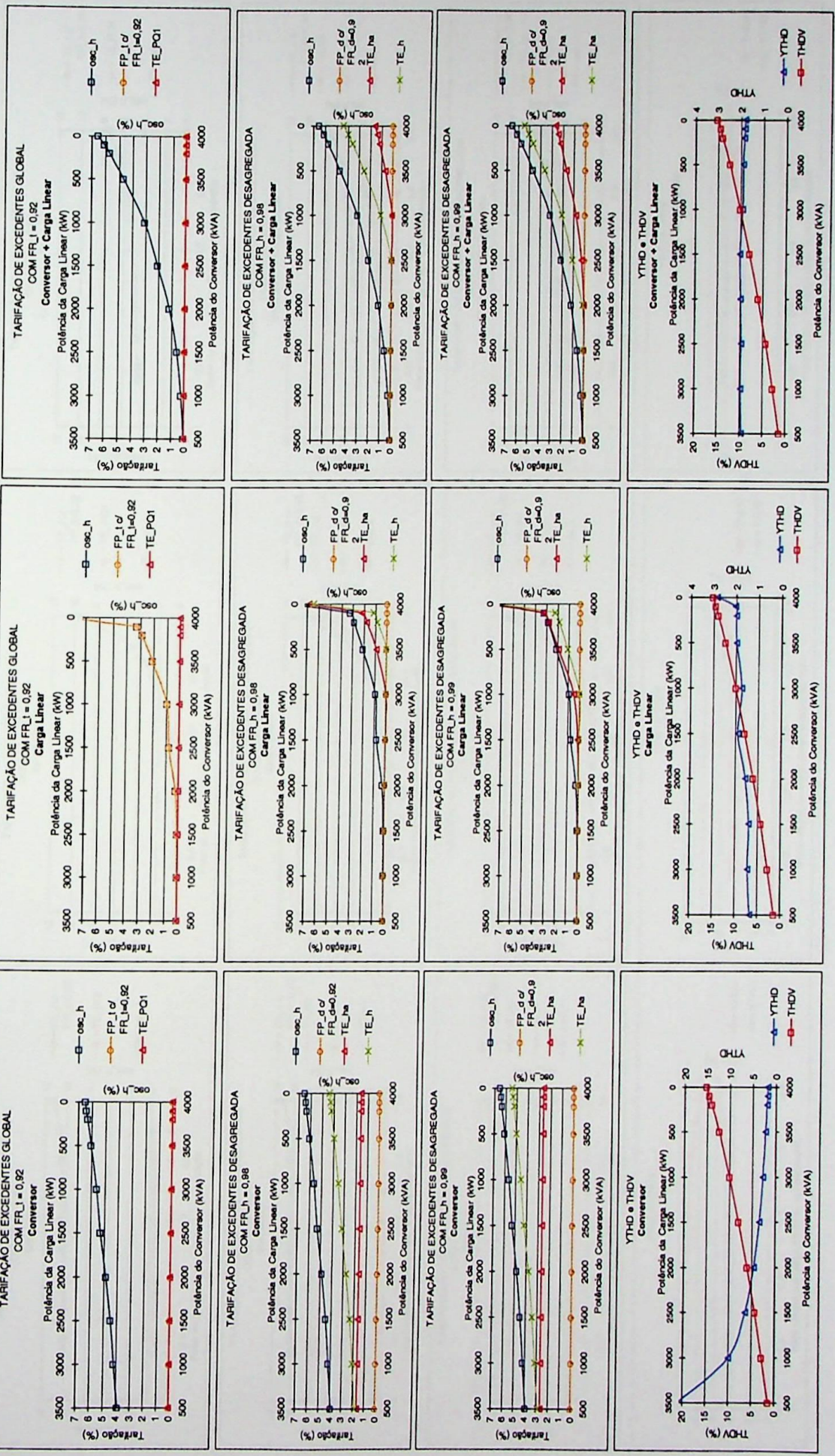
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

CASO 8g - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação - corrigindo para 0,95

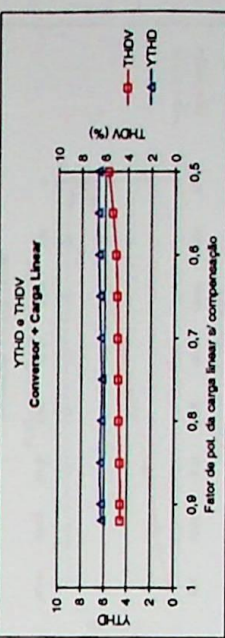
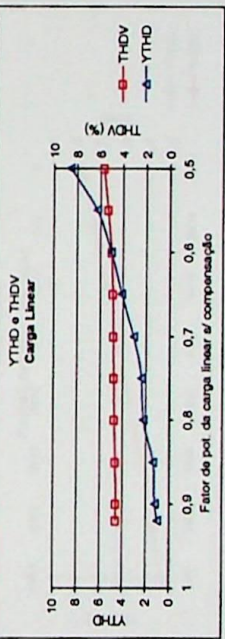
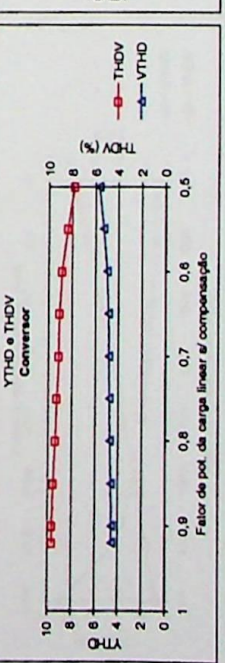
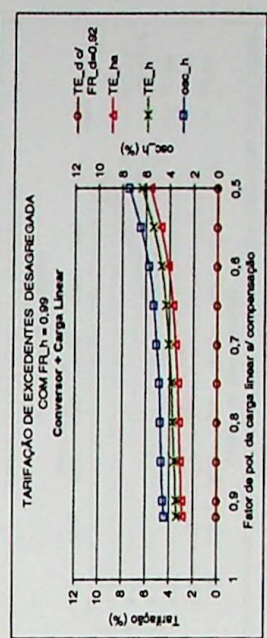
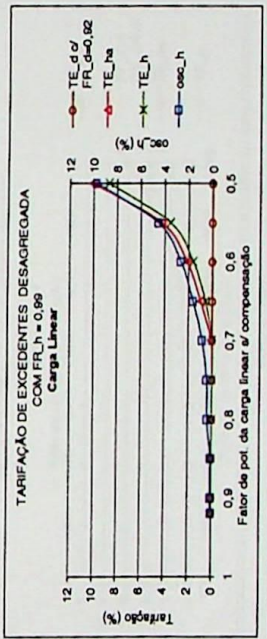
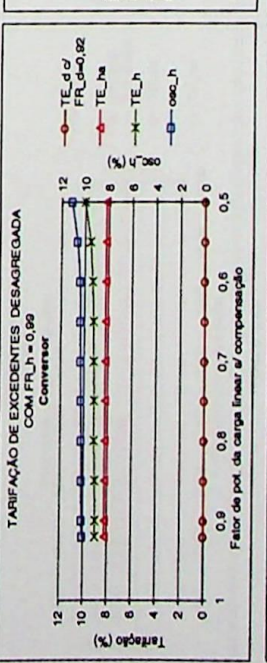
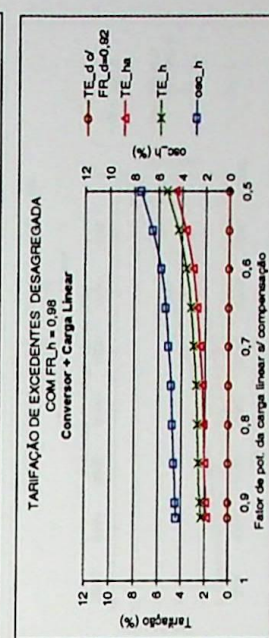
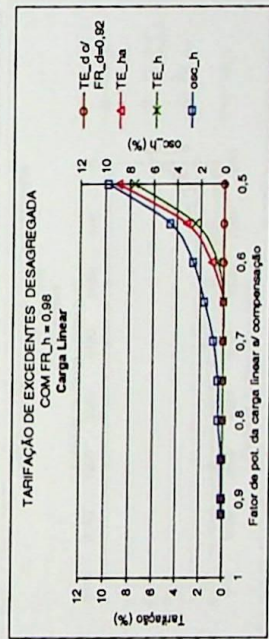
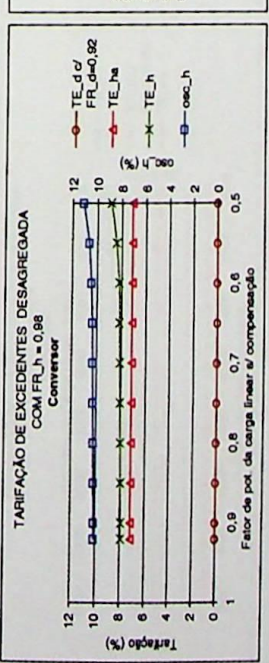
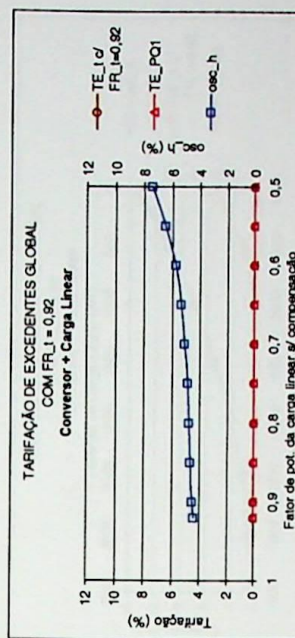
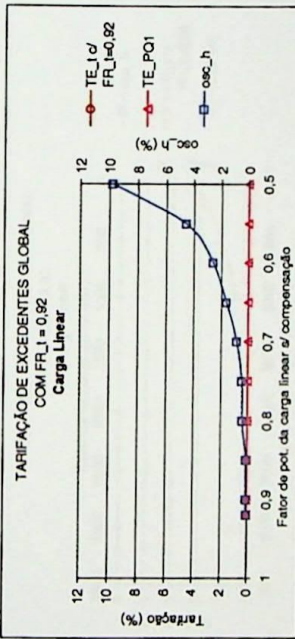
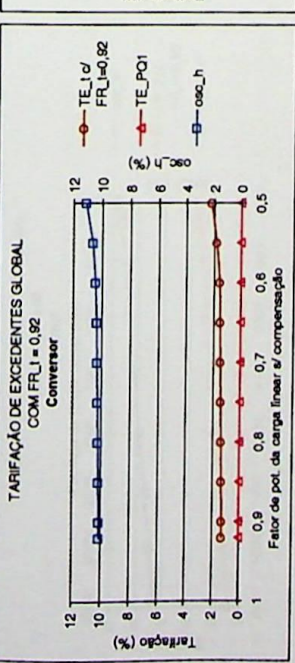


TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ)

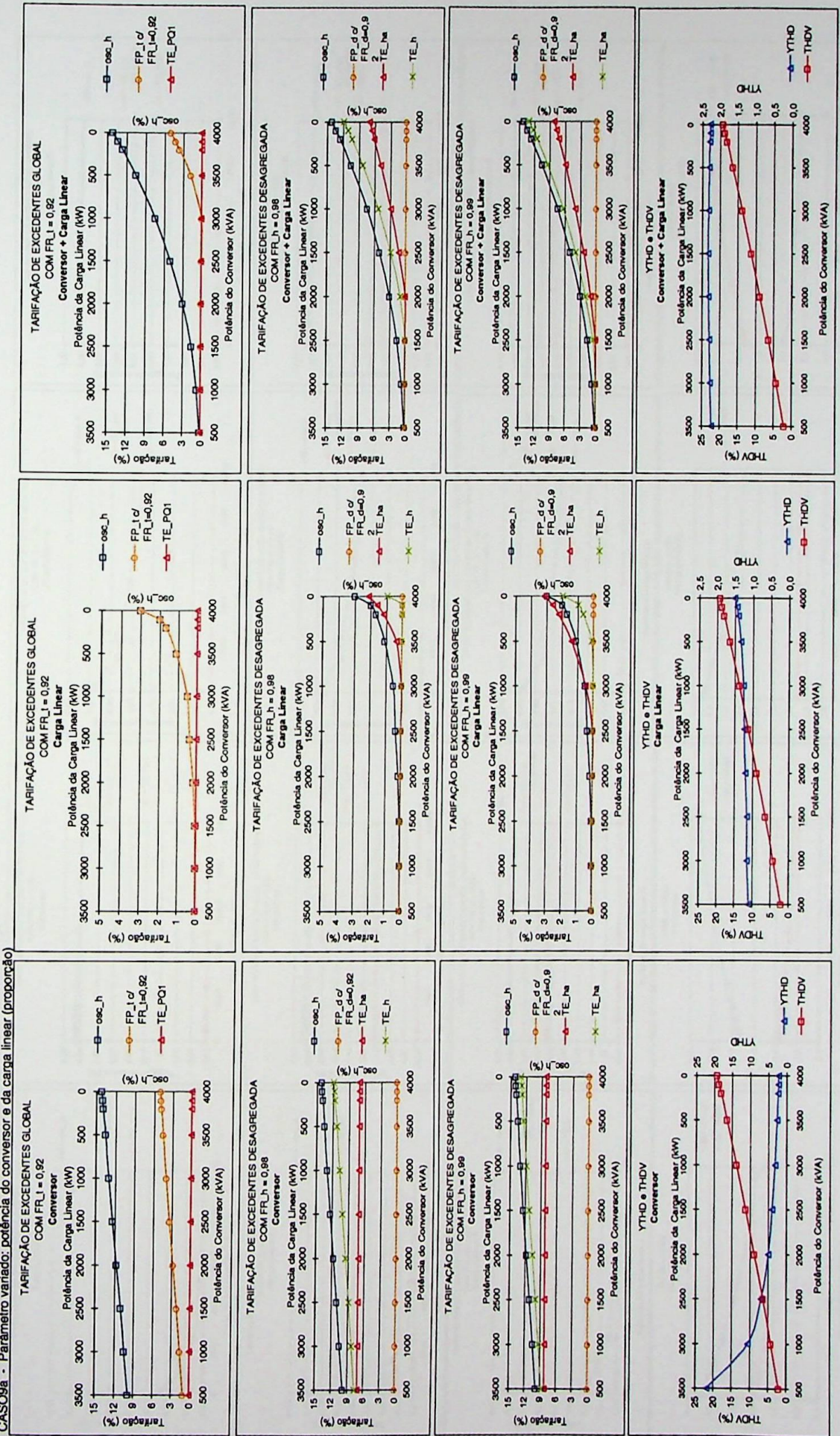
CASO 9a - Parâmetro variado: potência do conversor e da carga linear (proporção)



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
CARGA LINEAR MODELO 1 (CIGRÉ) - Espectro 2
CASO 8c - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear sem compensação



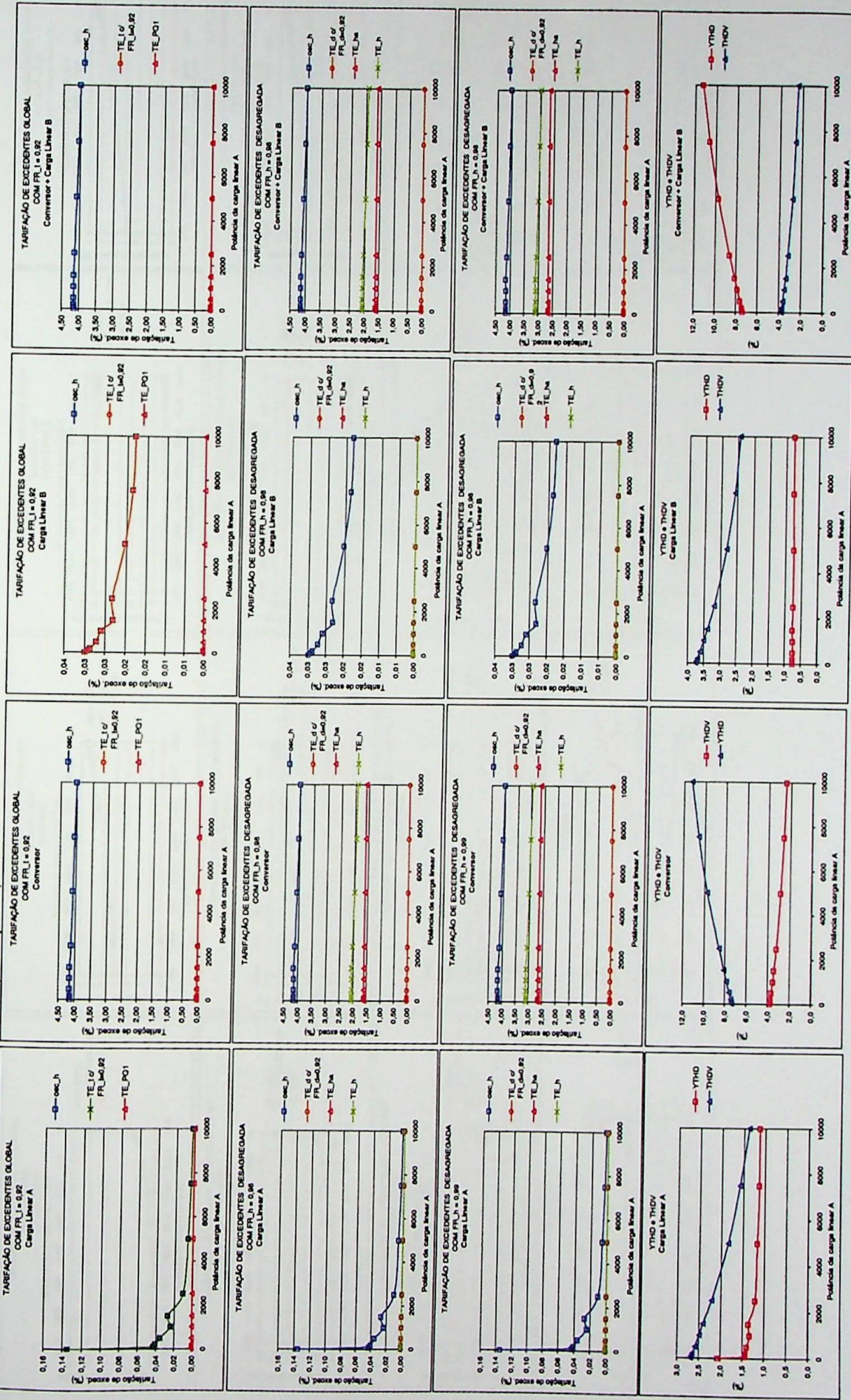
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
 MODELO DE CARGA 1 (CIGRÉ) - ESPECTRO 2
 CASO9g - Parâmetro variado: potência do conversor e da carga linear (proporção)



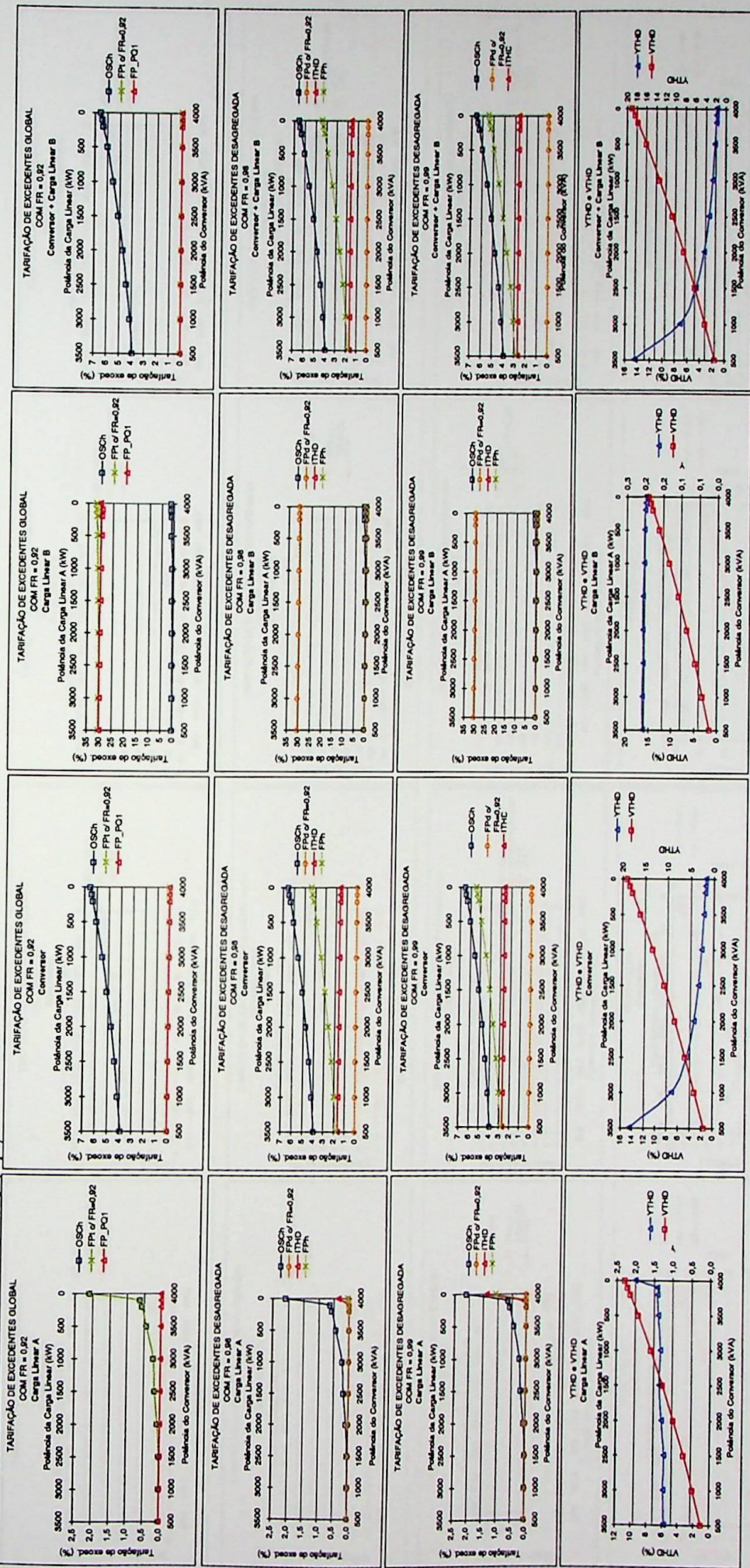
TARIFIAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA - CONFIGURAÇÃO 2 - Duas cargas lineares (CIGRÉ)

CASO 7a - Parâmetro variado. Potência de carga linear A (obriga variação de Xcpa1 para correção do FP)



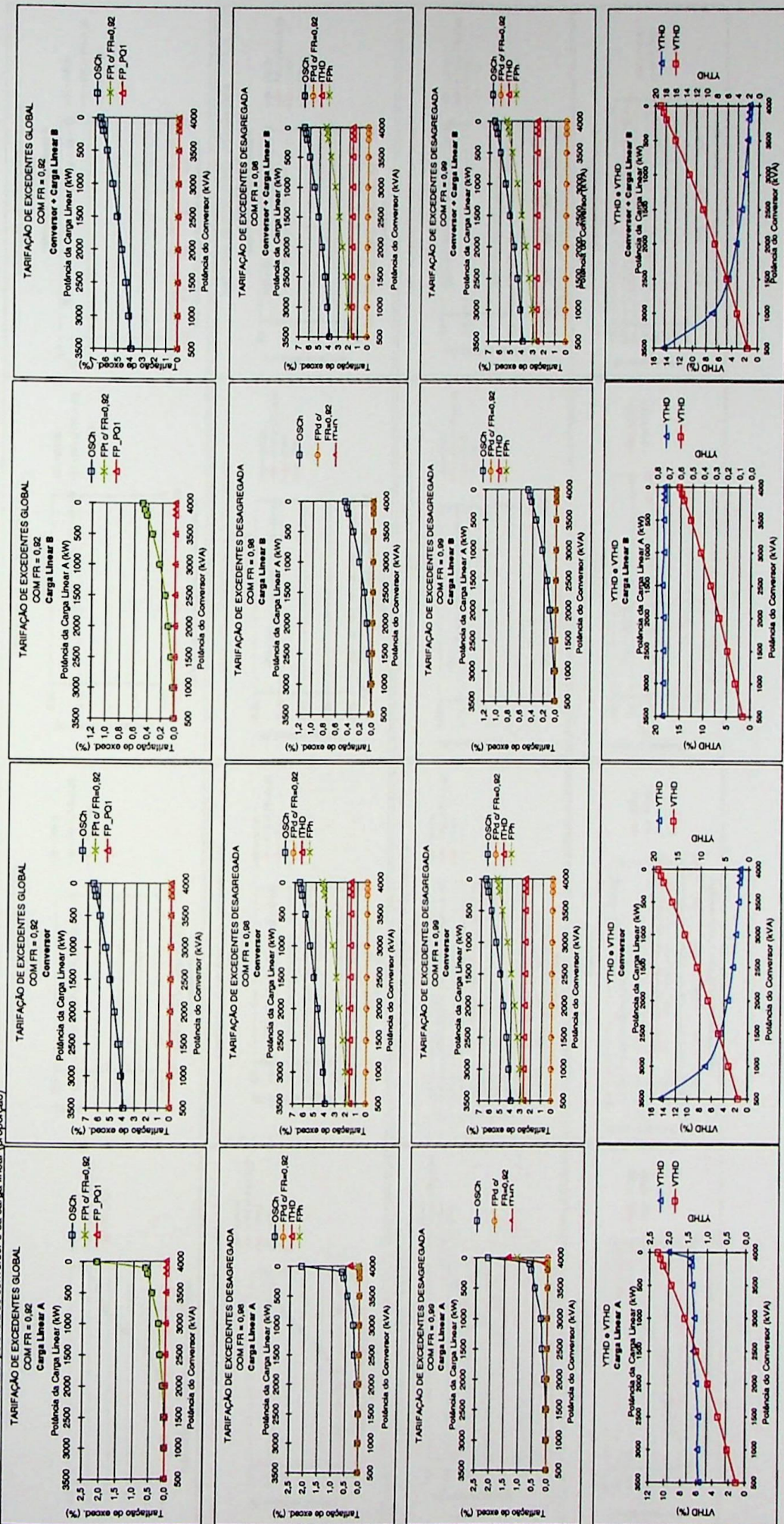
TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES
 MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRE)
 CASO 9a - Parâmetro variado: potência do conversor e da carga linear (proporção)



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRE)

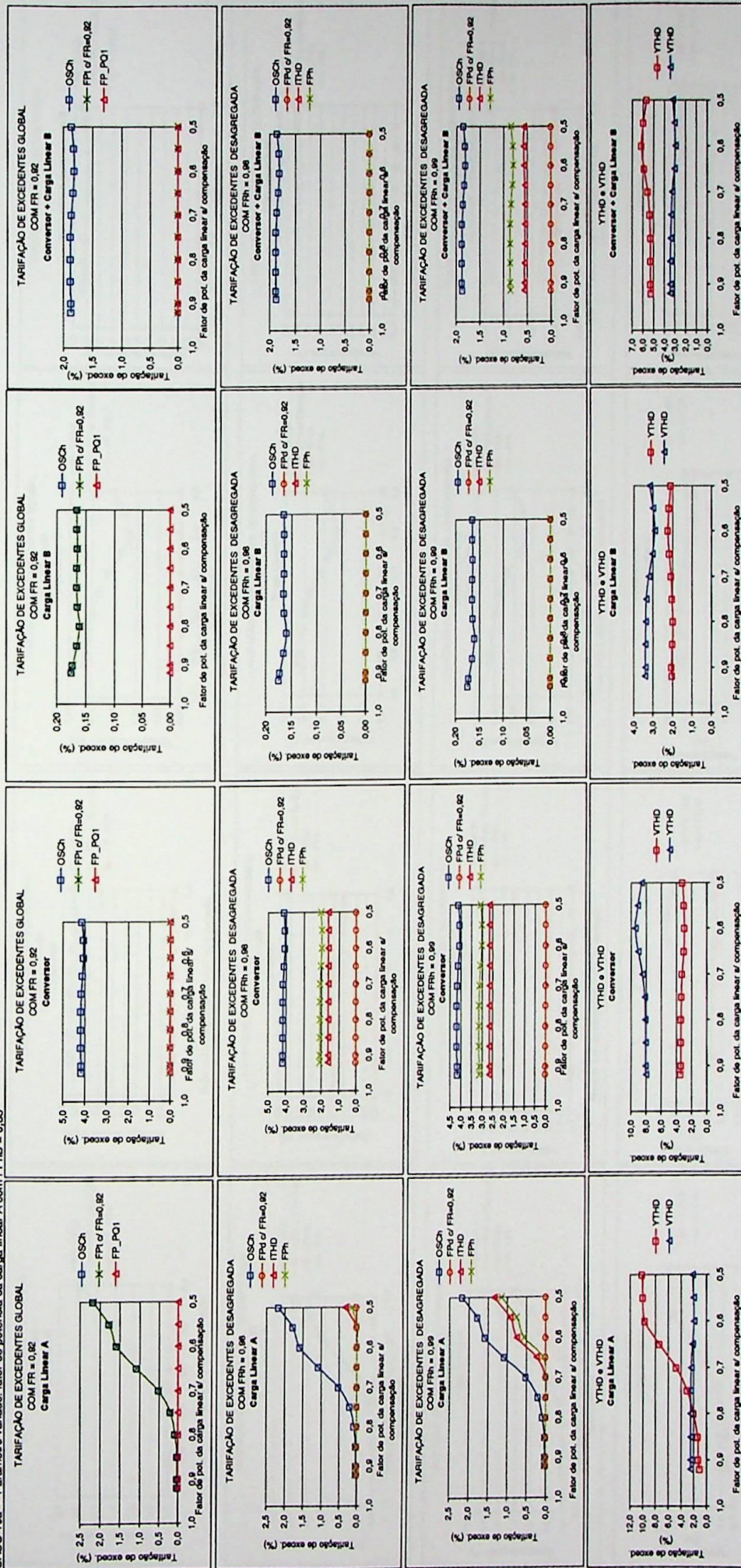
CASO98 - Parâmetro variado: potência do conversor e da carga linear (proporção)



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRE)

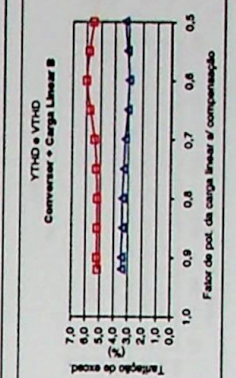
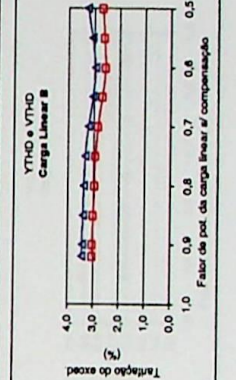
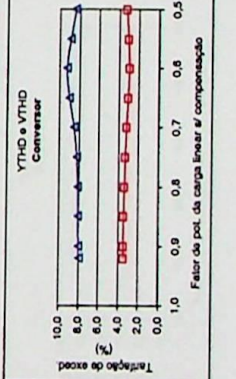
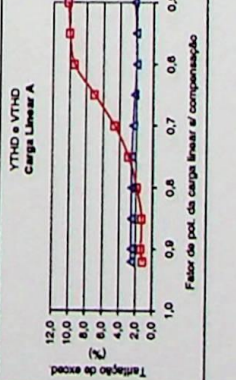
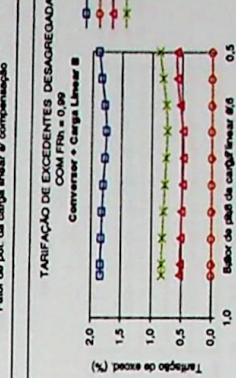
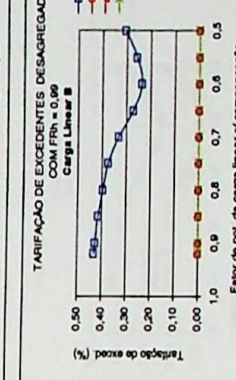
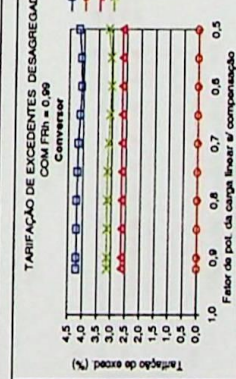
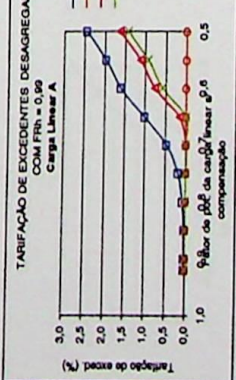
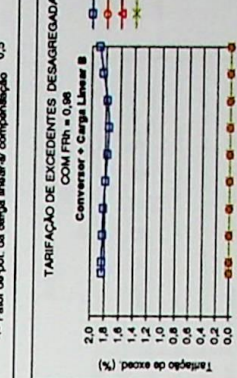
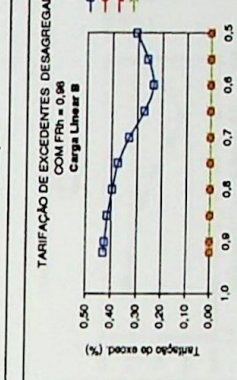
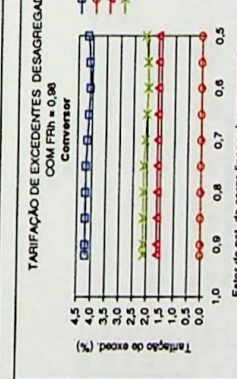
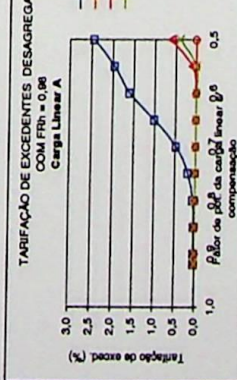
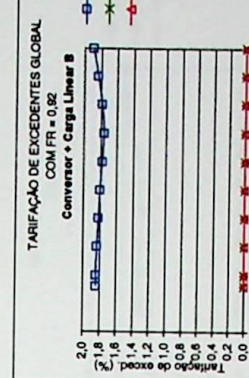
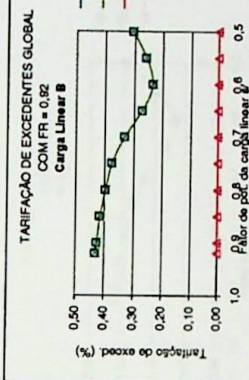
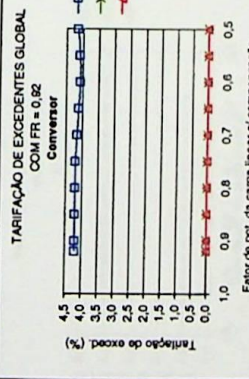
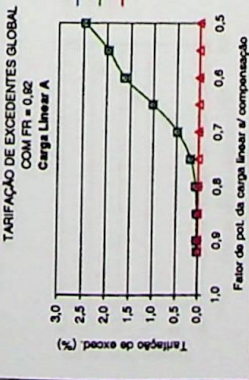
CASO 10a - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear A com $FP_{th} = 0,85$



TARIFICAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRÉ)

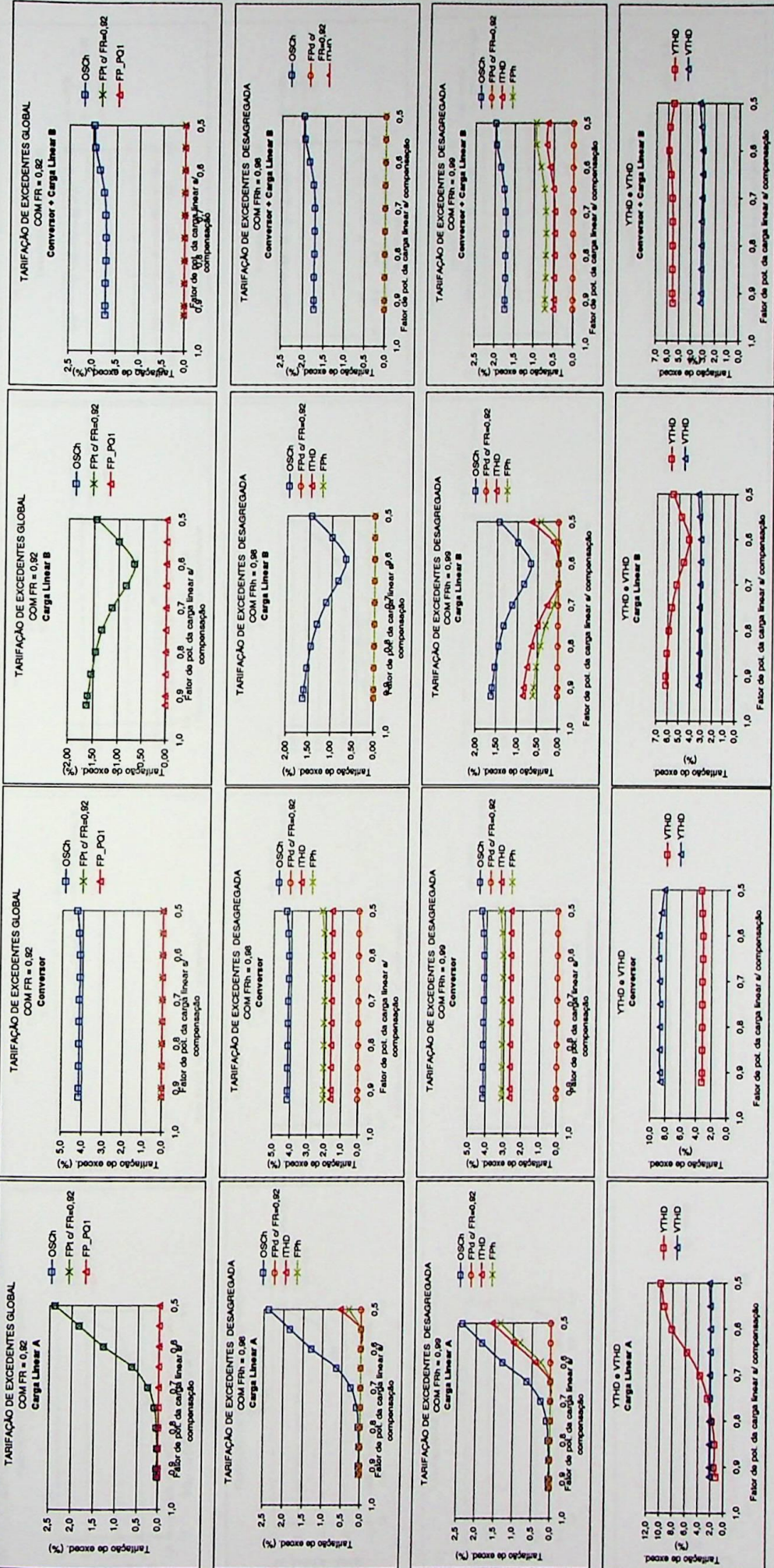
CASO 10b - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear A com $FR_{NB} = 0,75$



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRE)

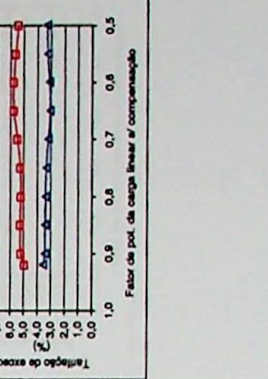
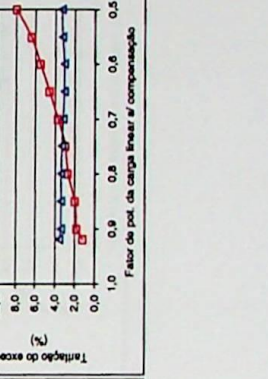
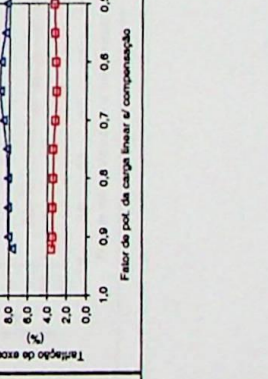
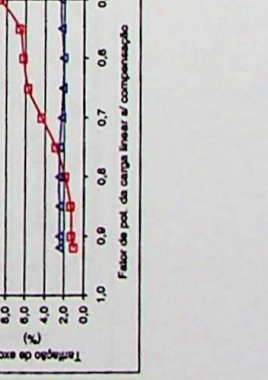
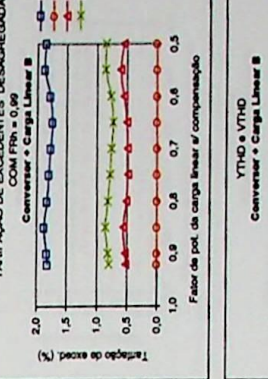
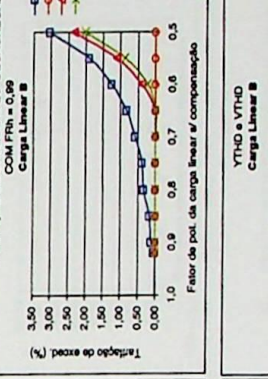
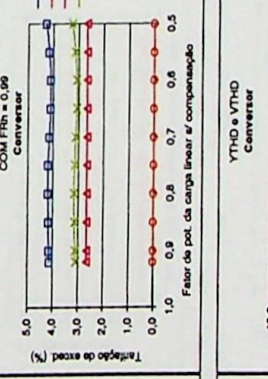
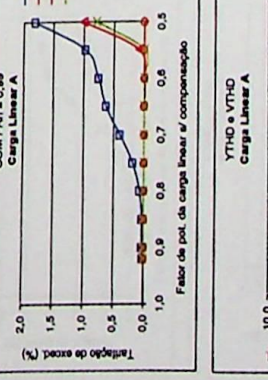
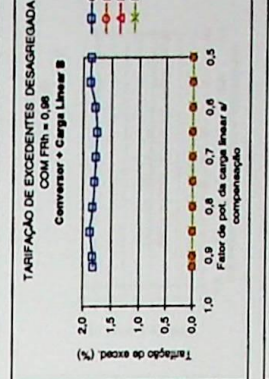
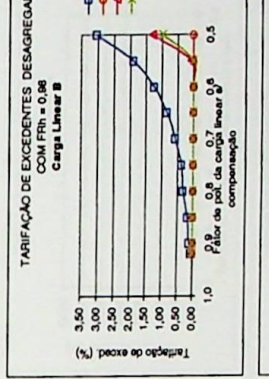
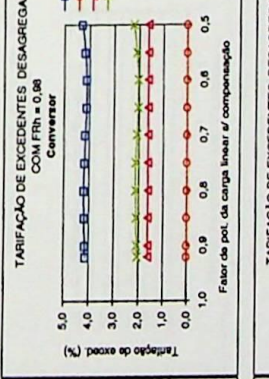
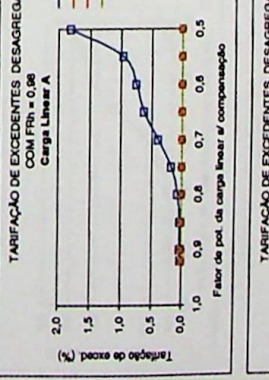
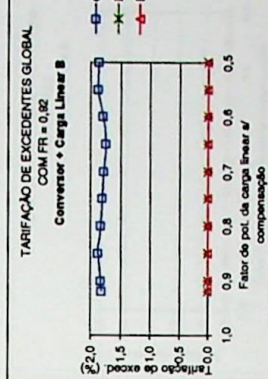
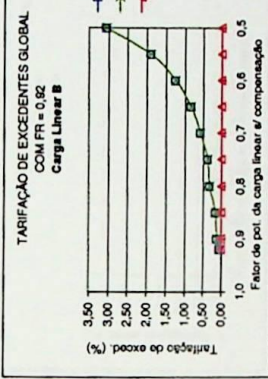
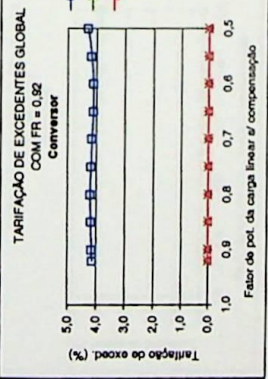
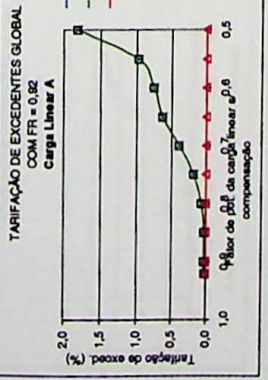
CASO 10c - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear A com FP=PB = 0,65



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRÉ)

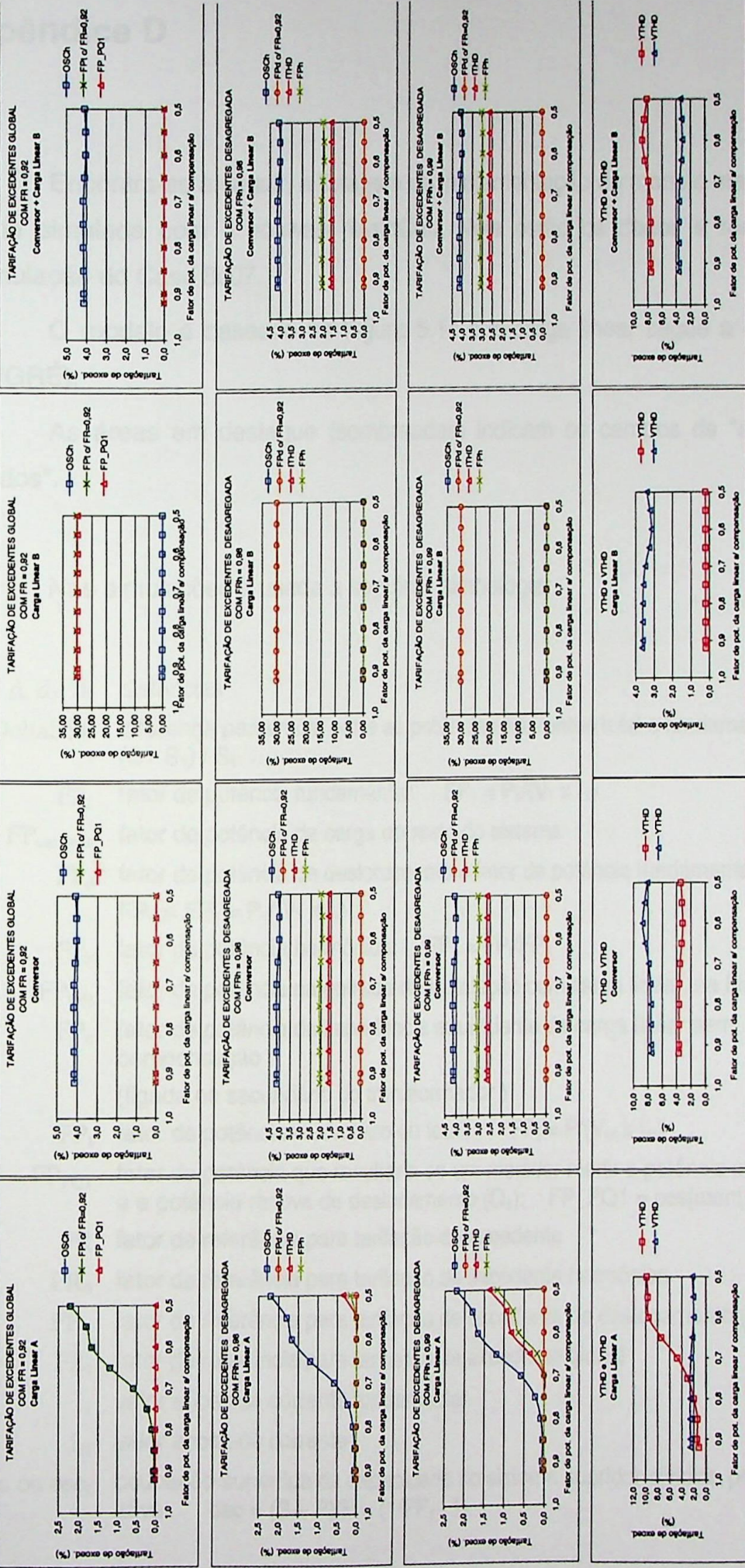
CASO 11a - Parâmetro variado: fator de potência das cargas lineares A e B simultaneamente



TARIFAÇÃO DE EXCEDENTES

MODELO DE CARGA 4 - Duas cargas lineares (CIGRÉ)

CASO 12a - Parâmetro variado: fator de potência da carga linear A "anulando" a carga B



Apêndice D

Encontra-se a seguir, a listagem da implementação do modelo matemático da rede simulada com o software MathCad. Nela estão os dados e resultados da simulação do Caso 8c07.

O modelo é baseado na Figura 5.14 e a carga linear segue a o modelo 1 (CIGRÉ).

As áreas em destaque (sombreadas) indicam os campos de "entrada dos dados".

Nas simulações é usada a seguinte simbologia:

d, d_1, d_2	distâncias
ΔS_{SE}	diferença percentual entre as potências aparentes total e fundamental da SE $(S - S_1) / S_1$
FP_1	fator de potência fundamental: $FP_1 = P_1 / (V_1 \times I_1)$
$FP_{cargasis}$	fator de potência da carga do resto do sistema
FP_d	fator de potência de deslocamento = fator de potência fundamental: $FP_d = FP_1 = P_1 / (V_1 \times I_1)$
FP_h	fator de potência harmônico: $FP_h = FP / FP_1$
FP_{inst}	fator de potência na entrada da instalação com carga linear, na fundamental
FP_n	fator de potência da impedância equivalente da carga linear sem compensação (ligada no secundário do transformador)
FP_t	fator de potência verdadeiro ou total: $FP_t = P / (V_{ef} \times I_{ef})$
FP_{PQ1}	fator de potência que resultaria se um medidor medir a potência ativa total (P) e a potência reativa de deslocamento (Q_1): $FP_{PQ1} = \cos[\text{atan}(Q_1/P)]$
FR	fator de referência para tarifação de excedente
FR_d	fator de referência para tarifação de excedente harmônico
FR_h	fator de referência para tarifação de excedente de deslocamento (reativo)
FR_t	fator de referência para tarifação de excedente global
I_1	valor eficaz da corrente fundamental
I_{ef}	valor eficaz de corrente
osc ou osc_t	ocupação supérflua da capacidade do sistema supridor dividida pela potência ativa: $osc = (S - P) / P = (1 / FP_t - 1)$



osc_d	parte de osc atribuível ao deslocamento: $osc_d = (1/FP_d - 1)$
osc_h	parte de osc atribuível às correntes harmônicas: $osc_h = (1/FP_h - 1)$
OSC	ocupação supérflua da capacidade do sistema alimentador: $OSC = S - P$
P	potência ativa total
P_1	potência ativa da fundamental
P_h	potência ativa harmônica
P_n	potência ativa nominal da carga linear (ligada no secundário do transformador)
P_{L1}	perda na linha devida à corrente fundamental (em percentagem da perda total na linha)
P_{Lh}	perda na linha devida à corrente harmônica em percentagem da perda total na linha)
P_{Lt}	perda percentual de potência ativa total na linha (potência ativa perdida na linha / potência ativa total no início da linha)
Q_1	potência reativa de deslocamento
$R_{tr}\%$	resistência percentual do transformador na entrada da carga linear
R_{Ph}	relação entre perdas harmônicas e potência ativa total (potência ativa harmônica no ponto considerado / potência ativa total nesse ponto)
R_{PLh}	(perda harmônica na linha / potência ativa total no ponto considerado)
S	potência aparente total
S_1	potência aparente da fundamental
$S_{cargasis}$	potência aparente da carga do resto do sistema
S_{nconv}	potência aparente nominal do conversor na fundamental
S_{tr}	potência nominal do transformador na entrada da carga linear
S_{CAPSE}	potência reativa do banco de capacitores da SE (valor nominal)
S_{CCSE}	potência de curto-circuito no barramento secundário da subestação
TE_d	tarifação de excedente de deslocamento (reativo)
TE_h	tarifação de excedente harmônico
TE_t	tarifação de excedente global
THD_I	distorção harmônica total de corrente
THD_V	distorção harmônica total de tensão
V_{ef}	valor eficaz de tensão
V_1	valor eficaz da tensão fundamental
X_{cap1}	reatância do banco de capacitores da instalação com carga linear na fundamental
$X_{tr}\%$	reatância percentual do transformador na entrada da instalação com carga linear
Y_{THD}	admitância equivalente de distorção ($Y_{THD} = THD_I / THD_V$)
α	ângulo de disparo do conversor

VERIFICAÇÃO DOS EFEITOS DA CARGA NÃO LINEAR NAS GRANDEZAS ELÉTRICAS

Com linha de distribuição representada por PI equivalente e incluindo o efeito pelicular no parâmetros da linha

NMM-set/98

SITUAÇÃO

- Existe uma carga linear alimentada por uma linha de distribuição, com banco de capacitor dimensionado para levar o fator de potência da instalação para 0.92.
- Praticamente no mesmo ponto onde se encontra essa carga é ligado um conversor.

DADOS

1) REDE DE ALIMENTAÇÃO

a) Tensão nominal na barra de saída da SE: $VLL1 := 13.8 \cdot 10^3$ V

b) Potência de curto-circuito na saída da SE $SCCSE := 150$ MVA

c) Distância e impedância do trecho da linha entre SE e o ponto de entrada das cargas
 $d := 5$ km (distância (para desprezar, usar valor baixo, como por exemplo 0.00001 k (linha com cabo 336.4 MCM, com neutro aterrado de 3/0 AWC

d) Parâmetros da linha (calculados pelo ATP):

Dados_R := READPRN("Rh_pos.pm")

Dados_X := READPRN("Xh_pos.pm")

$i := 1..50$

$rL_1 := \text{Dados_R}_i$

$xL_1 := \text{Dados_X}_i$

$rL1 := rL_1$ Ohm/km

$xL1 := xL_1$ Ohm/km

$zL1 := rL + j \cdot xL$ Ohm/km

$cL := 11.48 \cdot 10^{-9}$ F/km

e) Tensão no ponto de alimentação das cargas $Vp1 := VLL1 + j \cdot 0$

f) Carga na SE (equivalente do resto da carga do sistema)

$Scargasist := 10$ MVA (para desprezar, usar, por exemplo, 0.0000001 MVA)

$FPcargasist := 0.92$

$\phi cargasist := \text{acos}(FPcargasist)$

$Pcargasist := Scargasist \cdot FPcargasist$

$Pcargasist = 9.2$

$Qcargasist := Scargasist \cdot \sin(\phi cargasist)$

$Qcargasist = 3.919$



g) Potência do Banco de Capacitores da SE

SCAPSE := 3600 kvar (para desprezar, usar, por exemplo, 0.000001 kvar)

2) CARGA LINEAR

Transformador de entrada: Str := 750 kVA rtr := 1 % xtr := 4 %

Potência da carga linear (valores nominais da carga, sem BC e sem considerar o trafo de ent)

Pn := $500 \cdot 10^3$ W

FPn := 0.65

$$S_n := \frac{P_n}{FP_n}$$

$$\frac{S_n}{1000} = 769.231 \text{ kVA} \quad \phi_n := \arccos(FP_n)$$

$$Q_n := P_n \cdot \tan(\phi_n)$$

$$\frac{Q_n}{1000} = 584.565 \text{ kvar}$$

Reatância do capacitor para compensação reativa

Xcap1 := 494 ohm

(admitindo que seja dimensionado para passar o FP da entrada da instalação para 0.92 indutivo):

(valor obtido por iteração de forma a obter FP1=0.92 ind na entrada da instalação com carga linear)

3) CARGA NÃO LINEAR (CONVERSOR DE 6 PULSOS)

Valores nominais de potência, tensão, ângulo de disparo e fator de potência da fundamental

SNconv := $1000 \cdot 10^3$ VA

fator := 1

VNconv := $13.8 \cdot 10^3$ V

$\alpha := 0$ (ângulo de disparo do conversor em graus)

$$FP_{conv1} := \cos\left(\frac{\alpha}{180} \cdot \pi\right)$$

FPconv1 = 1

Correntes harmônicas h := 5.. 50



k := 1..15

k $i_k :=$

1	100	%
2	0	
3	0	
4	0	
5	40.8	
6	0	
7	10.7	
8	0	
9	0	
10	0	
11	10.4	
12	0	
13	3.5	
14	0	
15	0	

m := 16..30

m $i_m :=$

16	0
17	4.8
18	0
19	1.5
20	0
21	0
22	0
23	2.7
24	0
25	0.6
26	0
27	0
28	0
29	1.7
30	0

n := 31..45

n $i_n :=$

31	0.3
32	0
33	0
34	0
35	1.3
36	0
37	0.2
38	0
39	0
40	0
41	1
42	0
43	0.1
44	0
45	0

p := 46..50

p $i_p :=$

46	0
47	0.8
48	0
49	0.1
50	0

$i_h := \text{fator}i_h$

$$\text{ITHDconv} := \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (i_h)^2}$$

ITHDconv = 44.032 %

CÁLCULOS

(impedâncias referidas a 13.8 kV)

1) FUNDAMENTAL

A) CARGA LINEAR - fundamental

Impedâncias da instalação com carga linear

Transformador de entrada da carga linear

$$R_{tr} := \frac{r_{tr}}{100} \cdot \frac{VLLI^2}{Str \cdot 1000}$$

Rtr = 2.539 Ohm

$$X_{tr1} := \frac{x_{tr}}{100} \cdot \frac{VLLI^2}{Str \cdot 1000}$$

Xtr1 = 10.15 Ohm

$$Z_{tr1} := R_{tr} + i \cdot X_{tr1}$$

Resistência equivalente da carga linear

$$R_{carga} := \frac{VLLI^2}{P_n}$$

Rcarga = 380.88 Ohm

Reatância equivalente da carga linear

$$X_{carga1} := \frac{VLLI^2}{Q_n}$$

Xcarga1 = 325.78 Ohm

Impedância equivalente da carga linear

$$Z_{carga1} := \frac{R_{carga}(i \cdot X_{carga1})}{R_{carga} + (i \cdot X_{carga1})}$$

Zcarga1 = 160.922 + 188.138j



Impedância da associação carga // capacitor $Z_{assoc1} := \frac{(-i \cdot X_{cap1}) \cdot Z_{cargal}}{-i \cdot X_{cap1} + Z_{cargal}}$

$$Z_{assoc1} = 328.771 + 130.889j$$

Impedância da instalação compensada:

$$Z_{inst1} := Z_{assoc1} + Z_{tr1}$$

$$|Z_{inst1}| = 360.084 \quad \text{Ohm}$$

Instalação sem compensação:

$$Z_{inst1_sc} := Z_{cargal} + Z_{tr1}$$

$$|Z_{inst1_sc}| = 256.983$$

Fator de potência da instalação compensada:

$$FP_{inst1} := \cos(\arg(Z_{inst1}))$$

$$FP_{inst1} = 0.92009$$

$$\phi_{inst1} := \arccos(FP_{inst1})$$

$$FP_{inst1_sc} := \cos(\arg(Z_{inst1_sc}))$$

$$FP_{inst1_sc} = 0.636$$

$$S_{1_sc} := \frac{V_{LL1}^2}{|Z_{inst1_sc}|}$$

$$P_{1_sc} := S_{1_sc} \cdot FP_{inst1_sc}$$

Corrente na instalação com carga linear

$$I_{inst1} := \frac{V_{p1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{inst1}}$$

$$I_{inst1} = 20.359 - 8.667j \quad \text{A}$$

$$|I_{inst1}| = 22.127 \quad \text{A}$$

$$\arg(I_{inst1}) \cdot \frac{180}{\pi} = -23.061 \quad \text{graus} \quad \cos(\arg(V_{p1}) - \arg(I_{inst1})) = 0.92$$

Tensão na carga linear (após o transformador) $V_{cargal} := V_{p1} \cdot \frac{Z_{assoc1}}{Z_{inst1}}$

$$|V_{cargal}| = 1.356 \cdot 10^4 \quad \text{V}$$

$$\arg(V_{cargal}) \cdot \frac{180}{\pi} = -1.352 \quad \text{graus}$$

Corrente na carga linear $I_{cargal} := \frac{V_{cargal}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cargal}} \quad |I_{cargal}| = 31.627 \quad \text{A}$

Tensão, corrente e potência no banco de capacitores

$$V_{cap1} := V_{cargal} \quad |V_{cap1}| = 1.356 \cdot 10^4$$

$$I_{cap1} := \frac{V_{cap1}}{\sqrt{3} \cdot (-j \cdot X_{cap1})} \quad |I_{cap1}| = 15.85 \quad \text{A}$$

$$Q_{cap1} := \sqrt{3} \cdot V_{cap1} \cdot I_{cap1} \quad \frac{|Q_{cap1}|}{1000} = 372.311 \quad \text{kvar}$$



Potência aparente da instalação (tensão x conjugado de I):

$$S_{inst1} := \left(\sqrt{3} \cdot V_{p1} \cdot \overline{I_{inst1}} \right) \quad \frac{|S_{inst1}|}{1000} = 528.8 \text{ kVA}$$

$$P_{inst1} := \text{Re}(S_{inst1}) \quad \frac{P_{inst1}}{1000} = 486.61 \text{ kW}$$

$$Q_{inst1} := \text{Im}(S_{inst1}) \quad \frac{Q_{inst1}}{1000} = 207.163 \text{ kvar}$$

$$FP_{inst1} := \cos(\arg(S_{inst1})) \quad FP_{inst1} = 0.9200914$$

B) CONVERTOR - fundamental

Potências no conversor (fundamental)

$$S_{conv1} := SN_{conv} \cdot \left(\cos\left(\frac{\alpha}{180} \cdot \pi\right) + j \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{180} \cdot \pi\right) \right) \quad \frac{|S_{conv1}|}{1000} = 1000 \text{ kVA}$$

$$P_{conv1} := \text{Re}(S_{conv1}) \quad \frac{P_{conv1}}{1000} = 1000 \text{ kW}$$

$$Q_{conv1} := \text{Im}(S_{conv1}) \quad \frac{Q_{conv1}}{1000} = 0$$

Corrente fundamental no conversor

$$I_{conv1} := \frac{\overline{S_{conv1}}}{\sqrt{3} \cdot V_{p1}} \quad \text{A} \quad |I_{conv1}| = 41.837 \quad \text{A}$$

C) CONJUNTO CARGA LINEAR + CONVERTOR

Corrente do conjunto carga linear + carga não linear

$$I_{p1} := I_{inst1} + I_{conv1} \quad |I_{p1}| = 62.796 \quad \text{A}$$

Potência do conjunto (fundamental)

$$S_{p1} := \sqrt{3} \cdot V_{p1} \cdot \overline{I_{p1}} \quad \frac{|S_{p1}|}{1000} = 1500.98 \quad \text{kVA}$$

$$P_{p1} := \text{Re}(S_{p1}) \quad \frac{P_{p1}}{1000} = 1486.615 \quad \text{kW}$$

$$Q_{p1} := \text{Im}(S_{p1}) \quad \frac{Q_{p1}}{1000} = 207.163 \quad \text{kvar}$$

$$FP_{p1} := \cos\left(\text{atan}\left(\frac{Q_{p1}}{P_{p1}}\right)\right) \quad FP_{p1} = 0.9904$$



D) NA SAÍDA DO CIRCUITO PRIMÁRIO (fundamental)

Parâmetros do Pi equivalente da linha na fundamental

$$z1 := rL1 + j \cdot xL1 \quad y1 := j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot cL \quad \gamma 1 := \sqrt{y1 \cdot z1} \quad \gamma d1 := d \cdot \gamma 1$$

$$\text{Imped. série do Pi equiv.:} \quad Z_{\text{piequi1}} := z1 \cdot d \cdot \frac{\sinh(\gamma d1)}{\gamma d1}$$

$$\text{Admitância do Pi equiv.:} \quad Y_{\text{piequi1}} := \frac{y1 \cdot d}{2} \cdot \frac{\tanh\left(\frac{\gamma d1}{2}\right)}{\frac{\gamma d1}{2}}$$

Tensão fundamental na SE:

$$VSE1 := Vp1 + \sqrt{3} \cdot Z_{\text{piequi1}} \left(Ip1 + \frac{Vp1}{\sqrt{3}} \cdot Y_{\text{piequi1}} \right)$$

Corrente que sai pelo circuito:

$$I_{\text{circ1}} := \frac{VSE1}{\sqrt{3}} \cdot Y_{\text{piequi1}} + Ip1 + \frac{Vp1}{\sqrt{3}} \cdot Y_{\text{piequi1}}$$

Potências:

$$Scirc1 := \sqrt{3} \cdot VSE1 \cdot \overline{I_{\text{circ1}}} \quad \frac{Scirc1}{1000} = 1497.903 + 225.944j \quad \text{kVA}$$

$$P_{\text{circ1}} := \text{Re}(Scirc1) \quad \frac{P_{\text{circ1}}}{1000} = 1497.903 \quad \text{kW}$$

$$Q_{\text{circ1}} := \text{Im}(Scirc1) \quad \frac{Q_{\text{circ1}}}{1000} = 225.944 \quad \text{kvar}$$

$$FP_{\text{circ1}} := \cos\left(\text{atan}\left(\frac{Q_{\text{circ1}}}{P_{\text{circ1}}}\right)\right) \quad FP_{\text{circ1}} = 0.9888$$

Impedância equivalente da barra da SE

$$RSE1 := 0 \quad XSE1 := \frac{(|VSE1|)^2}{(SCCSE \cdot 10^6)} \quad ZSE1 := RSE1 + j \cdot (XSE1) \\ ZSE1 = 1.294j \quad \text{Ohm}$$

E) BANCO DE CAPACITORES DA SE

$$Z_{\text{CAPSE1}} := \frac{13.8^2}{SCAPSE} \cdot (-j) \\ \frac{1000}{1000}$$

$$I_{\text{CAPSE1}} := \frac{VSE1}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{CAPSE1}}} \quad I_{\text{CAPSE1}} = -2.126 + 152.05j$$



F) CORRENTE NA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DA CARGA DO SISTEMA

Resistência equivalente da carga linear

$$R_{\text{cargasist}} := \frac{(|VSE1|)^2}{P_{\text{cargasist}} \cdot 10^6} \quad R_{\text{cargasist}} = 21.101 \quad \text{Ohm}$$

$$X_{\text{cargasist1}} := \frac{(|VSE1|)^2}{Q_{\text{cargasist}} \cdot 10^6} \quad X_{\text{cargasist1}} = 49.533 \quad \text{Ohm}$$

$$I_{\text{cargasist1}} := \frac{VSE1}{\sqrt{3} \cdot \left[\frac{R_{\text{cargasist}}(j \cdot X_{\text{cargasist1}})}{R_{\text{cargasist}} + j \cdot X_{\text{cargasist1}}} \right]} \quad I_{\text{cargasist1}} = 383.459 - 157.056j \quad \text{A}$$

G) SUBESTAÇÃO (TODAS AS CARGAS JUNTAS)

$$ISE1 := I_{\text{circ1}} + I_{\text{CAPSE1}} + I_{\text{cargasist1}} \quad ISE1 = 443.527 - 13.499j$$

$$SSE1 := \sqrt{3} \cdot VSE1 \cdot \overline{ISE1} \quad \frac{SSE1}{1000} = 10697.903 + 475.393j$$

$$PSE1 := \text{Re}(SSE1) \quad \frac{PSE1}{1000} = 10697.903$$

$$QSE1 := \text{Im}(SSE1) \quad \frac{QSE1}{1000} = 475.393$$

$$FPSE1 := \cos\left(\text{atan}\left(\frac{QSE1}{PSE1}\right)\right) \quad FPSE1 = 0.999$$

2) HARMÔNICOS

A) IMPEDÂNCIAS HARMÔNICAS

Impedância harmônica do BC (SCAPSE especificado para tensão nominal de 13.8 kV)

$$Z_{\text{CAPSE}_h} := \frac{13.8^2}{\left(\frac{\text{SCAPSE}}{1000}\right) \cdot h} - j$$

Impedância da carga equivalente ligada ao barramento da SE

Reatâncias harmônicas da carga linear conforme CIGRE (resist. + ind. série e paralela):

$$X_{\text{cargasist}_\xi} := 0.073 \cdot h \cdot R_{\text{cargasist}} \quad X_{\text{cargasist}_\xi} = 7.702 \quad \text{Ohm}$$

$$X_{\text{cargasist}_\rho} := \frac{h \cdot R_{\text{cargasist}}}{6.7 \cdot \tan(\text{acos}(FP_{\text{cargasist}})) - 0.74} \quad X_{\text{cargasist}_\rho} = 49.903 \quad \text{Ohm}$$



Impedância harmônica equivalente da carga do sistema:

$$Z_{cargasist_h} := \frac{(R_{cargasist} + i \cdot X_{cargasist_s_h}) \cdot i \cdot X_{cargasist_p_h}}{(R_{cargasist} + i \cdot X_{cargasist_s_h}) + i \cdot X_{cargasist_p_h}}$$

Impedância harmônica equivalente do barramento da SE

$$Z_{SE_h} := \frac{1}{\left(\frac{1}{R_{SE1} + j \cdot h \cdot X_{SE1}} + \frac{1}{Z_{CAPSE_h}} + \frac{1}{Z_{cargasist_h}} \right)}$$

Parâmetros do Pi equivalente da linha

$$h := 5..50$$

$$z_h := rL_h + j \cdot xL_h \quad y_h := j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot h \cdot cL$$

$$\gamma_h := \sqrt{y_h \cdot z_h} \quad \gamma d_h := d \cdot \gamma_h$$

Imped. série do Pi equiv.: $Z_{piequi_h} := z_h \cdot d \cdot \frac{\sinh(\gamma d_h)}{\gamma d_h}$

Admitância do Pi equiv.: $Y_{piequi_h} := \frac{y_h \cdot d}{2} \cdot \frac{\tanh\left(\frac{\gamma d_h}{2}\right)}{\frac{\gamma d_h}{2}}$

Imped. equiv. de SE + a 1ª admitância do Pi equivalente: $Z_{a_h} := \frac{1}{\left(\frac{1}{Z_{SE_h}} + Y_{piequi_h} \right)}$

Imped. da rede vista do ponto de ligação dos consumidores, sem incluir os consumidores (carga linear e conversor):

$$Z_{rede_h} := \frac{1}{\left(\frac{1}{Z_{a_h} + Z_{piequi_h}} \right)}$$



Impedância harmônica do transformador da instalação com carga lin $Z_{tr_h} := R_{tr} + i \cdot h \cdot X_{tr}$

Reatâncias harmônicas da carga linear conforme CIGRE (resist. + ind. série e paralela):

$$X_{s_h} := 0.073 \cdot h \cdot R_{carga}$$

$$X_{s_5} = 139.021 \text{ Ohm}$$

$$X_{p_h} := \frac{h \cdot R_{carga}}{6.7 \cdot \tan(\arccos(FP_n)) - 0.74}$$

$$X_{p_5} = 268.484 \text{ Ohm}$$

Impedância harmônica equivalente da carga:

$$Z_{carga_h} := \frac{(R_{carga} + i \cdot X_{s_h}) \cdot i \cdot X_{p_h}}{(R_{carga} + i \cdot X_{s_h}) + i \cdot X_{p_h}}$$

$$Z_{carga_5} = 88.243 + 174.072j \text{ Ohm}$$

Reatância harmônica do capacitor:

$$X_{cap_h} := \frac{X_{cap1}}{h}$$

$$X_{cap_5} = 98.8$$

Impedância harmônica da associação carga // capacitor

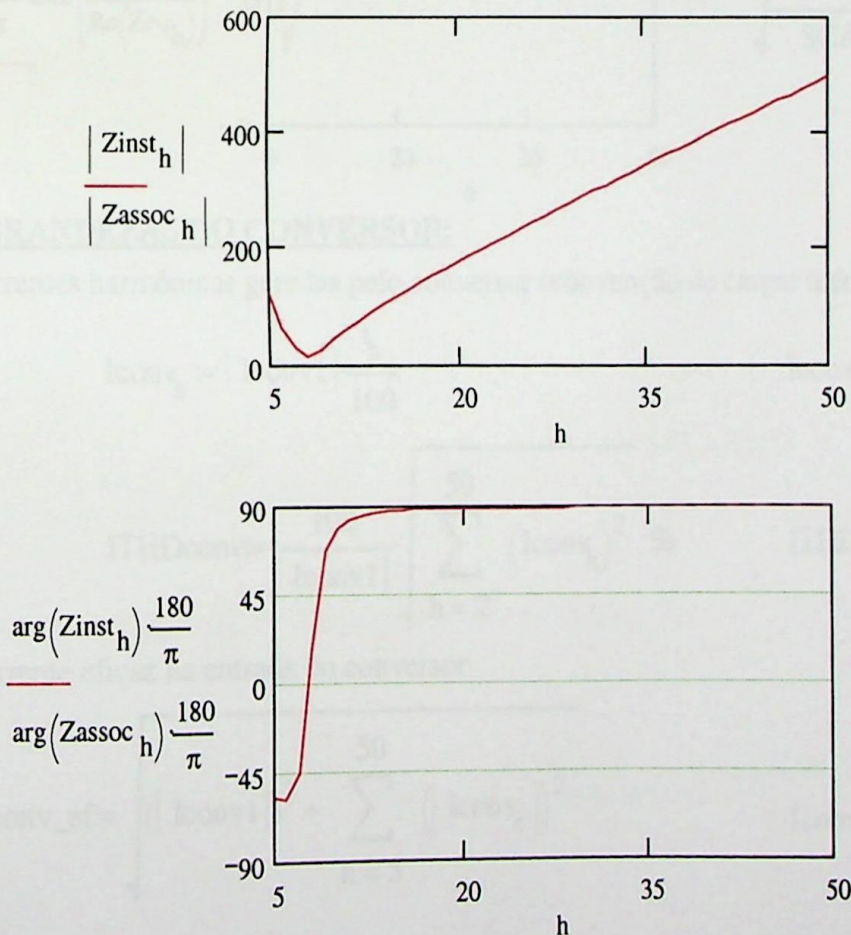
$$Z_{assoc_h} := \frac{(-i \cdot X_{cap_h}) \cdot Z_{carga_h}}{-i \cdot X_{cap_h} + Z_{carga_h}}$$

$$Z_{assoc_5} = 64.03 - 153.418j$$

Impedância harmônica equivalente da instalação:

$$Z_{inst_h} := Z_{assoc_h} + Z_{tr_h}$$

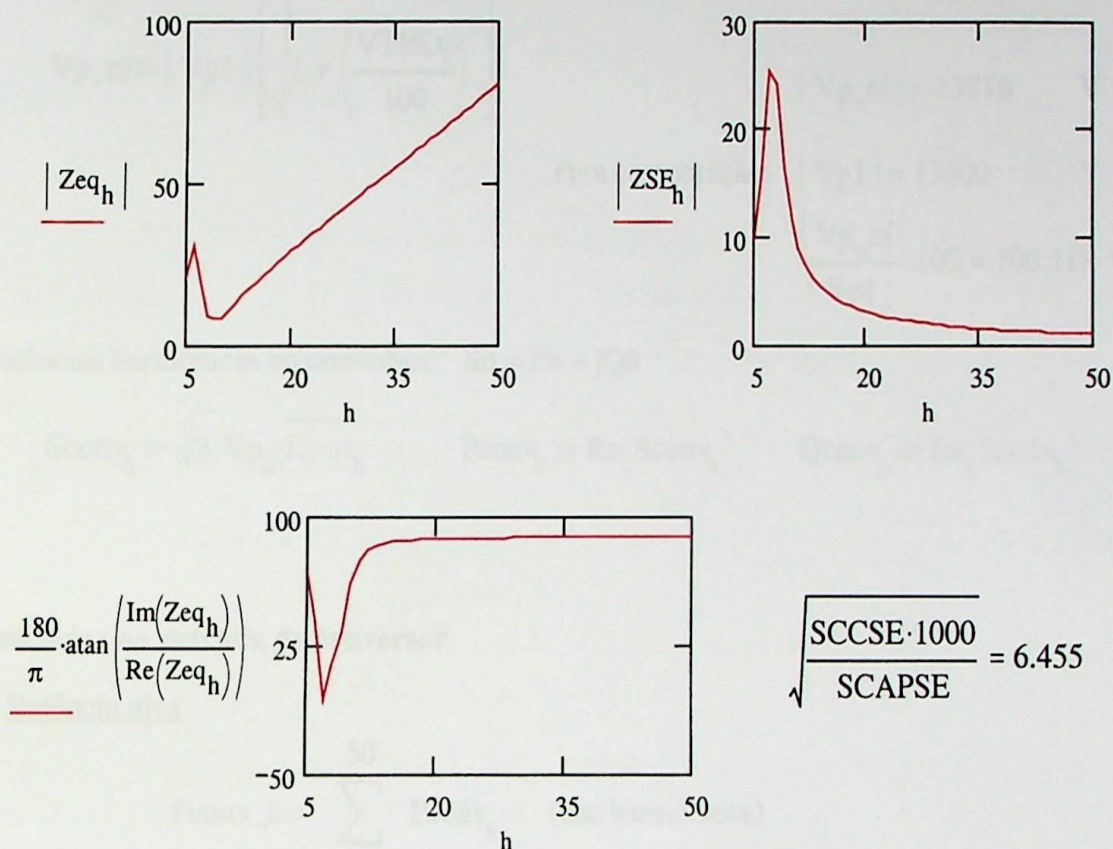
$$Z_{inst_5} = 66.57 - 102.634j$$



Impedância harmônica equivalente rede // instalação com carga linear
(imped. do sistema vista pelo gerador de corrente):

$$Z_{eq_h} := \frac{(Z_{inst_h}) \cdot (Z_{rede_h})}{Z_{inst_h} + Z_{rede_h}} \quad Z_{eq_5} = 8.015 + 19.636j \quad \text{Ohm}$$

Gráfico da impedância harmônica equivalente (carga + capacitor):



B) GRANDEZAS DO CONVERSOR:

Correntes harmônicas geradas pelo conversor (convenção de carga: rede para o conversor)

$$I_{conv_h} := |I_{conv1}| \cdot \frac{i_h}{100} \quad I_{conv_5} = 17.069$$

$$ITHD_{conv} := \frac{100}{|I_{conv1}|} \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{conv_h})^2} \% \quad ITHD_{conv} = 44.032 \%$$

Corrente eficaz na entrada do conversor

$$I_{conv_ef} := \sqrt{(|I_{conv1}|)^2 + \sum_{n=5}^{50} (|I_{conv_n}|)^2} \quad I_{conv_ef} = 45.713 \text{ A}$$

Para comparação: $|I_{conv1}| = 41.837 \text{ A}$

Tensões harmônicas no ponto de ligação dos consumidores (instalação c/ carga linear e conversor):

$$V_{p_h} := \sqrt{3} \cdot Z_{eq_h} \cdot (-I_{conv_h}) \quad V_{THDp} := \frac{100}{|V_{p1}|} \cdot \sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|V_{p_n}|)^2}$$

$V_{THDp} = 4.865 \quad \%$

Tensão eficaz total no ponto de ligação da instalação

$$V_{p_ef} := |V_{p1}| \cdot \left[\sqrt{1 + \left(\frac{V_{THDp}}{100} \right)^2} \right]$$

$|V_{p_ef}| = 13816 \quad V$

Para comparação: $|V_{p1}| = 13800 \quad V$

$\frac{|V_{p_ef}|}{|V_{p1}|} \cdot 100 = 100.118 \quad \%$

Potências harmônicas no conversor: $S_h = P_h + jQ_h$

$$S_{conv_h} := \sqrt{3} \cdot V_{p_h} \cdot \overline{I_{conv_h}} \quad P_{conv_h} := \text{Re}(S_{conv_h}) \quad Q_{conv_h} := \text{Im}(S_{conv_h})$$

Potências na entrada do conversor

Potência ativa

$$P_{conv_h} := \sum_{n=5}^{50} P_{conv_n} \quad (\text{dos harmônicos})$$

$$P_{conv_tot} := P_{conv1} + P_{conv_h} \quad (\text{total}) \quad \frac{P_{conv_tot}}{1000} = 991.54 \quad \text{kW}$$

Para comparação: $\frac{P_{conv1}}{1000} = 1000 \quad \text{kW}$

Potência aparente total $S_{conv_tot} := \sqrt{3} \cdot V_{p_ef} \cdot I_{conv_ef}$ $\frac{S_{conv_tot}}{1000} = 1094 \quad \text{kVA}$

Para comparação: $\frac{|S_{conv1}|}{1000} = 1000 \quad \text{kVA}$

$\frac{S_{conv_tot}}{|S_{conv1}|} \cdot 100 = 109.394 \quad \%$



Fator de potência total (verdadeiro) do conversor

$$FP_{conv_t} := \frac{P_{conv_tot}}{S_{conv_tot}}$$

$$FP_{conv_t} = 0.906$$

Para comparação: $FP_{conv1} = 1$

Fator de potência harmônico do conversor

$$FPh_{conv} := \frac{FP_{conv_t}}{FP_{conv1}}$$

$$FPh_{conv} = 0.9064$$

ou, pela expressão completa:

$$FPh_{conv} := \frac{1 + \frac{P_{conv_h}}{P_{conv1}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{VTHDp}{100}\right)^2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{ITHDconv}{100}\right)^2}}$$

$$FPh_{conv} = 0.9064$$

Potência não ativa total do conversor

$$N_{conv} := \sqrt{S_{conv_tot}^2 - P_{conv_tot}^2}$$

$$\frac{N_{conv}}{1000} = 462.12 \text{ kvar}$$

Para comparação: $\frac{Q_{conv1}}{1000} = 0$

Potência reativa total de deslocamento (expressão de Budeanu, que é criticada por alguns estudiosos quanto ao seu significado físico)

$$Q_{conv_tot} := Q_{conv1} + \sum_{n=5}^{50} Q_{conv_n} \quad \frac{Q_{conv_tot}}{1000} = -18.366 \text{ kvar}$$

Potência reativa de distorção

$$D_{conv} := \sqrt{N_{conv}^2 - Q_{conv_tot}^2}$$

$$\frac{D_{conv}}{1000} = 461.759 \text{ kvah}$$

Obs: A potência aparente total é composta de parte ativa, reativa de deslocamento e reativa de distorção: $S^2 = P^2 + Q^2 + D^2$

Fator de potência se for determinado considerando apenas as potências ativa e reativa de deslocamento

$$\cos\left(\text{atan}\left(\frac{Q_{conv_tot}}{P_{conv_tot}}\right)\right) = 0.99983 \quad (\text{pode resultar capacitivo ou indutivo})$$



B) GRANDEZAS DA INSTALAÇÃO COM CARGA LINEAR

B.1) Na entrada

Correntes harmônicas na entrada da instalação com carga linear

$$I_{inst_h} := \frac{V_{p_h}}{\sqrt{3} \cdot Z_{inst_h}} \quad ITHD_{inst} := \frac{100}{|I_{inst1}|} \cdot \sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|I_{inst_h}|)^2}$$

$$ITHD_{inst} = 20.082 \quad \%$$

Corrente eficaz na entrada da instalação

$$I_{inst_ef} := |I_{inst1}| \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{ITHD_{inst}}{100}\right)^2} \quad I_{inst_ef} = 22.568 \quad A$$

$$\text{Para comparação: } |I_{inst1}| = 22.127 \quad A$$

Potências harmônicas na entrada da instalação da carga linear: $S_h = P_h + jQ_h$

$$S_{inst_h} := \sqrt{3} \cdot V_{p_h} \cdot \overline{I_{inst_h}} \quad P_{inst_h} := \text{Re}(S_{inst_h}) \quad Q_{inst_h} := \text{Im}(S_{inst_h})$$

Potências na entrada da instalação com carga linear

Potência ativa

$$P_{inst_h} := \sum_{n=5}^{50} P_{inst_h} \quad (\text{dos harmônicos}) \quad \frac{P_{inst_h}}{1000} = 2.4 \quad kW$$

$$P_{inst_tot} := P_{inst1} + P_{inst_h} \quad (\text{total}) \quad \frac{P_{inst_tot}}{1000} = 489.015 \quad kW$$

$$\text{Para comparação: } \frac{P_{inst1}}{1000} = 486.615 \quad kW$$

Potência aparente

$$S_{inst_tot} := \sqrt{3} \cdot V_{p_ef} \cdot I_{inst_ef} \quad \frac{S_{inst_tot}}{1000} = 540.074 \quad kVA$$

$$\text{Para comparação: } \frac{|S_{inst1}|}{1000} = 528.877 \quad kVA$$

$$\frac{S_{inst_tot}}{|S_{inst1}|} \cdot 100 = 102.117 \quad \%$$

Fator de potência total da instalação com carga linear

$$FP_{inst_t} := \frac{P_{inst_tot}}{S_{inst_tot}} \quad FP_{inst_t} = 0.90546$$

$$\text{Para comparação: } FP_{inst1} = 0.9201$$



Fator de potência harmônico da instalação com carga linear

$$FPh_{inst} := \frac{FPinst_t}{FPinst1} \quad FPh_{inst} = 0.9841$$

ou, pela expressã

$$FPh_{inst} := \frac{1 + \frac{Pinst_h}{Pinst1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{VTHDp}{100}\right)^2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{ITHDinst}{100}\right)^2}} \quad FPh_{inst} = 0.9841$$

Potência não ativa total da instalação com carga linear

$$Ninst := \sqrt{Sinst_{tot}^2 - Pinst_{tot}^2} \quad \frac{Ninst}{1000} = 229.226 \quad \text{kvar}$$

Para comparação: $\frac{Qinst1}{1000} = 207.163 \quad \text{kvar}$

Potência reativa total de deslocamento (de acordo com Budeanu)

$$Qinst_{tot} := Qinst1 + \sum_{n=5}^{50} Qinst_n \quad \frac{Qinst_{tot}}{1000} = 204.058 \quad \text{kvar}$$

Potência reativa de distorção

$$Disnt := \sqrt{Ninst^2 - Qinst_{tot}^2} \quad \frac{Disnt}{1000} = 104.428 \quad \text{kvah}$$

Fator de potência se for determinado considerando apenas as potências ativa e reativa de deslocamento

$$\cos\left(\text{atan}\left(\frac{Qinst_{tot}}{Pinst_{tot}}\right)\right) = 0.92287$$

B.2) No banco de capacitores do consumidor

$$Vcap_h := Vp_h \cdot \frac{Zassoc_h}{Zinst_h}$$

$$VTHDcap := 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|Vcap_n|)^2}}{|Vcap1|} \quad VTHDcap = 7.373 \quad \%$$

$$V_{cap_ef} := |V_{cap1}| \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{V_{THDcap}}{100}\right)^2}$$

$$V_{cap_ef} = 13599 \quad V$$

$$\frac{|V_{cap_ef}|}{|V_{cap1}|} \cdot 100 = 100.271 \quad \%$$

$$I_{cap_h} := \frac{V_{cap_h}}{\sqrt{3} \cdot (-j \cdot X_{cap_h})}$$

$$ITHD_{cap} := 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|I_{cap_n}|)^2}}{|I_{cap1}|}$$

$$ITHD_{cap} = 41.766 \quad \%$$

$$I_{cap_ef} := |I_{cap1}| \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{ITHD_{cap}}{100}\right)^2}$$

$$I_{cap_ef} = 17.177 \quad A$$

$$\frac{I_{cap_ef}}{|I_{cap1}|} \cdot 100 = 108.371 \quad \%$$

Potência:

$$S_{cap_tot} := \sqrt{3} \cdot V_{cap_ef} \cdot I_{cap_ef}$$

$$\frac{|S_{cap_tot}|}{1000} = 404.574 \quad kvar$$

$$\text{Para comparação: } \frac{|S_{cap_tot}|}{|Q_{cap1}|} \cdot 100 = 108.666 \quad \%$$

C) GRANDEZAS DO CONJUNTO CARGA LINEAR + CONVERSOR

Potências harmônicas no ponto de alimentação do conjunto carga linear + carga não linear (orientação: convenção da carga)

$$I_{p_h} := I_{conv_h} + I_{inst_h}$$

$$ITHD_p := 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|I_{p_n}|)^2}}{|I_{p1}|}$$

$$ITHD_p = 31.253 \quad \%$$

$$I_{p_ef} := \sqrt{(|I_{p1}|)^2 + \sum_{n=5}^{50} (|I_{p_n}|)^2}$$

$$S_{p_h} := S_{conv_h} + S_{inst_h}$$

$$P_{p_h} := \text{Re}(S_{p_h})$$

$$Q_{p_h} := \text{Im}(S_{p_h})$$



Potências do conjunto

Pontência ativa

$$Pp_h := \sum_{n=5}^{50} Pp_n \quad (\text{dos harmônicos})$$

$$Pp_tot := Pp1 + Pp_h \quad (\text{total})$$

$$\frac{Pp_tot}{1000} = 1480.555 \quad \text{kW}$$

$$\text{Para comparação: } \frac{Pp1}{1000} = 1486.615 \quad \text{kW}$$

Potência aparente

$$Sp_tot := \sqrt{3} \cdot Vp_ef \cdot Ip_ef$$

$$\frac{Sp_tot}{1000} = 1574.435 \quad \text{kVA}$$

$$\text{Para comparação: } \frac{|Sp1|}{1000} = 1500.98 \quad \text{kVA}$$

$$\frac{Sp_tot}{|Sp1|} \cdot 100 = 104.894 \quad \%$$

Fator de potência total

$$FPp_t := \frac{Pp_tot}{Sp_tot}$$

$$FPp_t = 0.9404$$

$$\text{Para comparação: } FPp1 = 0.99$$

Fator de potência harmônico

$$FPh_p := \frac{FPp_t}{FPp1}$$

$$FPh_p = 0.949$$

Potência não ativa total

$$Np := \sqrt{Sp_tot^2 - Pp_tot^2}$$

$$\frac{Np}{1000} = 535.538 \quad \text{kvar}$$

$$\text{Para comparação: } \frac{Qp1}{1000} = 207.163 \quad \text{kvar}$$

Potência reativa total de deslocamento

$$Qp_tot := Qp1 + \sum_{n=5}^{50} Qp_n$$

$$\frac{Qp_tot}{1000} = 185.692 \quad \text{kvar}$$

Potência reativa de distorção

$$Dp := \sqrt{Np^2 - Qp_tot^2}$$

$$\frac{Dp}{1000} = 502.314 \quad \text{kvah}$$



Fator de potência se for determinado considerando apenas as potências ativa e reativa de deslocamento

$$\cos\left(\text{atan}\left(\frac{Q_{p_tot}}{P_{p_tot}}\right)\right) = 0.99223$$

D) GRANDEZAS NA SE

Tensões harmônicas na SE:

$$VSE_h := V_{p_h} + \sqrt{3} \cdot Z_{piequi_h} \cdot \left(I_{p_h} + \frac{V_{p_h}}{\sqrt{3}} \cdot Y_{piequi_h} \right) \quad V_{p_5} = -236.973 - 580.553j$$

$$vSE_h := \frac{|VSE_h|}{|VSE1|} \quad VSE_5 = -162.795 - 269.935j$$

$$VTHDSE := 100 \cdot \sqrt{\sum_{n=5}^{50} (vSE_n)^2} \quad VTHDSE = 2.475 \quad \%$$

$$VSEef := |VSE1| \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{VTHDSE}{100}\right)^2} \quad \frac{VSEef}{|VSE1|} = 1.0003$$

D.1) SAÍDA DO CIRCUITO PRIMÁRIO

Corrente harmônica no início do circuito

$$I_{circ_h} := \frac{VSE_h}{\sqrt{3}} \cdot Y_{piequi_h} + I_{p_h} + \frac{V_{p_h}}{\sqrt{3}} \cdot Y_{piequi_h} \quad I_{circ_5} = 18.786 - 2.442j$$

$$I_{p_5} = 18.76 - 2.429j$$

$$ITHD_{circ} := 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|I_{circ_n}|)^2}}{|I_{circ1}|} \quad ITHD_{circ} = 31.313 \quad \%$$

$$I_{circ_ef} := \sqrt{(|I_{circ1}|)^2 + \sum_{n=5}^{50} (|I_{circ_n}|)^2} \quad I_{circ_ef} = 65.777$$

Potências no início do circuito:

$$Scirc_h := \sqrt{3} \cdot VSE_h \cdot \overline{I_{circ_h}} \quad \frac{Scirc_5}{1000} = -4.156 - 9.472j \quad \text{kVA}$$



$$P_{\text{circ}_h} := \text{Re}(S_{\text{circ}_h})$$

$$\frac{P_{\text{circ}_5}}{1000} = -4.1555 \quad \text{kW}$$

$$Q_{\text{circ}_h} := \text{Im}(S_{\text{circ}_h})$$

$$\frac{Q_{\text{circ}_5}}{1000} = -9.472 \quad \text{kvar}$$

Potência ativa

$$P_{\text{circ}_h} := \sum_{n=5}^{50} P_{\text{circ}_n} \quad (\text{dos harmônicos})$$

$$\frac{P_{\text{circ}_h}}{1000} = -4.854$$

$$P_{\text{circ}_\text{tot}} := P_{\text{circ}_1} + P_{\text{circ}_h} \quad (\text{total})$$

$$\frac{P_{\text{circ}_\text{tot}}}{1000} = 1493.048 \quad \text{kW}$$

Para comparação:

$$\frac{P_{p_\text{tot}}}{1000} = 1480.555 \quad \text{kW}$$

$$\frac{P_{\text{circ}_1}}{1000} = 1497.903 \quad \text{kW}$$

$$S_{\text{circ}_\text{tot}} := \sqrt{3} \cdot V_{\text{SEef}} I_{\text{circ}_\text{ef}}$$

Fator de potência

$$FP_{\text{circ}_t} := \frac{P_{\text{circ}_\text{tot}}}{S_{\text{circ}_\text{tot}}}$$

$$FP_{\text{circ}_t} = 0.9403 \quad FP_{p_t} = 0.9404$$

Fator de potência harmônico

$$FPh_{\text{circ}} := \frac{FP_{\text{circ}_t}}{FP_{\text{circ}_1}}$$

$$FPh_{\text{circ}} = 0.9509 \quad FPh_p = 0.9495$$

D.2) CAPACITOR DA SE

Corrente harmônica:

$$Z_{\text{CAPSE}_5} = -10.58j$$

$$I_{\text{CAPSE}_h} := \frac{V_{\text{SE}_h}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{CAPSE}_h}}$$

$$I_{\text{CAPSE}_5} = 14.73 - 8.884j$$

$$i_{\text{CAPSE}_h} := \frac{|I_{\text{CAPSE}_h}|}{|I_{\text{CAPSE}_1}|}$$

$$ITHD_{\text{CAPSE}} := 100 \cdot \sqrt{\sum_{n=5}^{50} (i_{\text{CAPSE}_n})^2}$$

$$ITHD_{\text{CAPSE}} = 13.896 \quad \%$$

$$I_{\text{CAPSEef}} := |I_{\text{CAPSE}_1}| \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{ITHD_{\text{CAPSE}}}{100}\right)^2}$$

$$I_{\text{CAPSEef}} = 153.526$$

$$\frac{I_{\text{CAPSEef}}}{|I_{\text{CAPSE}_1}|} \cdot 100 = 100.961 \quad \%$$



Potência aparente total:

$$SCAPSE_{tot} := \sqrt{3} \cdot VSE_{ef} \cdot ICAPSE_{ef} \quad \frac{|SCAPSE_{tot}|}{1000} = 3706 \quad \text{kvar}$$

Para comparação: $\frac{\frac{|SCAPSE_{tot}|}{1000}}{SCAPSE} \cdot 100 = 102.948 \quad \%$

Verificação do cálculo da potência no capacitor:

$$VSE_1 := VSE1 \quad ICAPSE_1 := ICAPSE1$$

$$k := 1..50$$

$$var_k := \sqrt{3} \cdot (|VSE_k| \cdot |ICAPSE_k|) \quad (\text{fórmula a ser verificada})$$

$$\sum_{n=1}^{50} var_n = 3.682 \cdot 10^6 \quad \frac{var_1}{1000} = 3669.735$$

D.3) EQUIVALENTE DA CARGA DO SISTEMA

$$I_{cargasist_h} := \frac{VSE_h}{\sqrt{3} \cdot Z_{cargasist_h}}$$

$$VSE_5 = -162.795 - 269.935j$$

$$I_{cargasist_5} = -9.432 - 3.199j$$

$$I_{circ_5} = 18.786 - 2.442j$$

$$ICAPSE_5 = 14.73 - 8.884j$$

D.4) CARGA TOTAL DA SE

$$ISE_h := I_{circ_h} + ICAPSE_h + I_{cargasist_h}$$

$$ISE_5 = 24.084 - 14.525j \quad (A)$$

$$ITHDSE := 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=5}^{50} (|ISE_n|)^2}}{|ISE1|}$$

$$ITHDSE = 6.614 \quad \%$$

$$ISE_{ef} := \sqrt{(|ISE1|)^2 + \sum_{n=5}^{50} (|ISE_n|)^2}$$

$$ISE_{ef} = 444.702 \quad (A)$$

Potências na SE: $SSE_h := \sqrt{3} \cdot VSE_h \cdot \overline{ISE_h}$

$$\frac{SSE_5}{1000} = -15.356j \quad \text{kVA}$$

$$PSE_h := \text{Re}(SSE_h)$$

$$\frac{PSE_5}{1000} = -1.2048 \cdot 10^{-15} \quad \text{kW}$$

$$QSE_h := \text{Im}(SSE_h)$$

$$\frac{QSE_5}{1000} = -15.356 \quad \text{kvar}$$

Potência ativa total

$$PSE_h := \sum_{n=5}^{50} PSE_n \quad (\text{dos harmônicos}) \quad \frac{PSE_h}{1000} = -1.083 \cdot 10^{-15}$$

$$PSE_{tot} := PSE1 + PSE_h \quad (\text{total}) \quad \frac{PSE_{tot}}{1000} = 10697.903 \quad \text{kW}$$

$$SSE_{tot} := \sqrt{3} \cdot VSE_{ef} ISE_{ef} \quad \frac{SSE_{tot}}{1000} = 10735.14 \quad \text{kVA}$$

Para comparação: $\frac{|SSE1|}{1000} = 10708.46 \quad \text{kVA}$

Fator de potência $FPSE_t := \frac{PSE_{tot}}{SSE_{tot}} \quad FPSE_t = 0.9965 \quad FPSE1 = 0.999$

Fator de potência harmônico $FPh_{SE} := \frac{FPSE_t}{FPSE1} \quad FPh_{SE} = 0.9975$

ou $FPh_{SE} := \frac{|VSE1| \cdot |ISE1|}{VSE_{ef} ISE_{ef}} \cdot \left(1 + \frac{PSE_h}{PSE1}\right) \quad FPh_{SE} = 0.9975$

Diferença percentual entre SSE_{tot} e SSE1

$$\text{DeltaSSE} := \frac{|SSE_{tot}| - |SSE1|}{|SSE1|} \cdot 100 \quad \% \quad \text{DeltaSSE} = 0.25 \quad \%$$

E) PERDA NA LINHA:

Total:

$$PL_t := |P_{circ_tot} - P_{p_tot}| \quad \frac{PL_t}{1000} = 12.493 \quad \text{kW}$$

$$pL_t := \frac{PL_t}{P_{circ_tot}} \cdot 100 \quad \% \quad pL_t = 0.837 \quad \% \text{ da potência ativa total do circuito}$$

Para comparação (com resist. de linha concentrada): $\frac{3 \cdot [(|I_{p_ef}|)^2 \cdot (rL1 \cdot d)]}{1000} = 12.395 \quad \text{kW}$

Devida a corrente fundamental:

$$PL1 := |P_{circ1} - P_{p1}| \quad \frac{PL1}{1000} = 11.288 \quad \text{kW}$$

$$pL1 := \frac{PL1}{PL_t} \cdot 100 \quad \% \quad pL1 = 90.349 \quad \% \text{ da perda total no circuito}$$

Devida a correntes harmônicas:

$$PL_h := P_{circ_h} - P_{p_h} \quad \frac{PL_t - PL1}{1000} = 1.206 \quad \text{kW}$$



$$pLh := \frac{PLh}{PLt} \cdot 100 \quad \% \qquad pLh = 9.651 \quad \% \text{ da perda total no circuito}$$

INDICES DE EFEITOS DE HARMÔNICOS

OCUPAÇÃO SUPÉRFLUA DA CAPACIDADE:

$$\text{Conversor} \quad OSC_{conv} := \left(\frac{1}{FPh_{conv}} - 1 \right) \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Carga linear} \quad OSC_{inst} := \left(\frac{1}{FPh_{inst}} - 1 \right) \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Conjunto Conversor + Carga linear} \quad OSC_p := \left(\frac{1}{FPh_p} - 1 \right) \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Circuito:} \quad OSC_{circ} := \left(\frac{1}{FPh_{circ}} - 1 \right) \cdot 100 \quad (\%)$$

RELAÇÕES DE POTÊNCIA E DE PERDA HARMÔNICAS:

$$\text{Potência harmônica no conversor por unid. de pot. ativa} \quad RPh_{conv} := \frac{P_{conv_h}}{P_{conv_tot}} \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Perda na linha por potência ativa do conversor:} \quad RPLh_{conv} := \frac{PLh}{P_{conv_tot}} \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Potência harmônica na carga linear por unid. de pot. ativa} \quad RPh_{inst} := \frac{P_{inst_h}}{P_{inst_tot}} \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Potência harmônica no conjunto por unid. de pot. ativa} \quad RPh_p := \frac{Pp_h}{Pp_tot} \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Perda na linha por potência ativa do conjunto:} \quad RPLh_p := \frac{PLh}{Pp_tot} \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{Perda na linha por potência ativa do circuito:} \quad RPLh_{circ} := \frac{PLh}{P_{circ_tot}} \cdot 100 \quad (\%)$$

$$\text{DeltaSSE} = 0.25 \quad \%$$

$$\text{FPSE}_t = 0.997$$

$$\text{FPSE1} = 0.999$$

$$\text{FPh}_{SE} = 0.998$$

$$pL_t = 0.84 \quad \% \text{ da potência ativa total do circuit}$$

$$pL_1 = 90.35 \quad \% \text{ da perda total no circuito}$$

$$pL_h = 9.65 \quad \% \text{ da perda total no circuito}$$

INDICES DE EFEITOS DE HARMÔNICOS

Conversor (%)	Carga linear (%)	Conjunto (%)	Circuito (%)
OSC_conv = 10.328	OSC_inst = 1.616	OSC_p = 5.323	OSC_circ = 5.161
RPh_conv = -0.8532	RPh_inst = 0.491	RPh_p = -0.409	
RPLh_conv = 0.122		RPLh_p = 0.081	RPLh_circ = 0.081

$$f_{pconv} := \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\text{ITHDconv}}{100}\right)^2}}$$

$$f_{pinst} := \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\text{ITHDinst}}{100}\right)^2}}$$

$$f_{pvc1} := \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\text{ITHDp}}{100}\right)^2}}$$

$$f_{pcirc} := \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\text{ITHDcirc}}{100}\right)^2}}$$

$$IV_{conv} := \frac{\text{ITHDconv}}{\text{VTHDp}}$$

$$IV_{inst} := \frac{\text{ITHDinst}}{\text{VTHDp}}$$

$$IV_p := \frac{\text{ITHDp}}{\text{VTHDp}}$$

$$IV_{circ} := \frac{\text{ITHDcirc}}{\text{VTHDSE}}$$

RESUMO DOS RESULTADOS :

Parâmetros do circuito:	d = 5 km	Pn = $5 \cdot 10^5$ W
SCCSE = 150 MVA	SNconv = $1 \cdot 10^6$ VA	FPn = 0.65
Scargasist= 10 MVA	$\alpha = 0^\circ$ fator = 1	Xcap1 = 494
FPcargasist= 0.92	Str = 750 kVA	
SCAPSE = 3600 kVAR	rtr = 1 % xtr = 4 %	FPinst1 = 0.92

Resultados : VTHDp = 4.865 %

ITHDconv = 44 %	ITHDinst = 20.1 %	ITHDp = 31.3 %	ITHDcirc = 31.3 %
FPconv_t = 0.906	FPinst_t = 0.905	FPp_t = 0.94	FPcirc_t = 0.94
FPconv1 = 1	FPinst1 = 0.9201	FPp1 = 0.99	FPcirc1 = 0.989
FPh_conv = 0.906	FPh_inst = 0.984	FPh_p = 0.949	FPh_circ = 0.951
fpconv = 0.915	fpinst = 0.98	fpcvcl = 0.954	fpcirc = 0.954
IVconv = 9.051	IVinst = 4.13	IVp = 6.42	IVcirc = 12.654

OSC_conv = 10.328 (%) OSC_inst = 1.616 (%) OSC_p = 5.323 (%)
OSC_circ = 5.161 (%)

RPh_conv = -0.8532 (%) RPh_inst = 0.491 (%) RPh_p = -0.409 (%)

RPLh_conv = 0.122 (%) RPLh_p = 0.081 (%)
RPLh_circ = 0.081 (%)

pLt = 0.837 % pL1 = 90.349 % pLh = 9.651 %

VTHDSE = 2.475 % DeltaSSE = 0.249 % FPSE_t = 0.997 FPSE1 = 0.999
FPh_SE = 0.998

$\frac{|V_{cap_ef}|}{|V_{cap1}|} \cdot 100 = 100.271 \%$ $\frac{I_{CAPSEef}}{|I_{CAPSE1}|} \cdot 100 = 100.961 \%$ $\frac{VSEef}{VLL1} = 1$

ITHDcap = 41.766 % $\frac{I_{cap_ef}}{|I_{cap1}|} \cdot 100 = 108.371 \%$ $\frac{I_{inst_ef}}{|I_{inst1}|} = 1.02$