

TESE

956

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

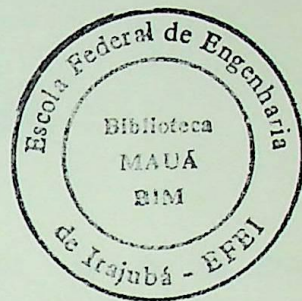
*Análise Paramétrica do Impacto de Modelos  
de contrato para a venda de Excedentes de  
Energia Elétrica sobre a Economicidade de  
Plantas de Cogeração no Brasil*

**Mônica Rodrigues de Souza**

**ITAJUBÁ - 1996**

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO



**ANÁLISE PARAMÉTRICA DO IMPACTO DE MODELOS  
DE CONTRATO PARA A VENDA DE EXCEDENTES DE  
ENERGIA ELÉTRICA SOBRE A ECONOMICIDADE DE  
PLANTAS DE COGERAÇÃO NO BRASIL**

MÔNICA RODRIGUES DE SOUZA

ORIENTADOR : PROF. DR. LUIZ AUGUSTO HORTA NOGUEIRA

**ITAJUBÁ - 1996**

CLASS. 621.311.2:330(043.2)
CUTT. R. 5719a
TOMBO. 956



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ANÁLISE PARAMÉTRICA DO IMPACTO DE MODELOS DE CONTRATO PARA A VENDA DE EXCEDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA SOBRE A ECONOMIA DE PLANTAS DE GERAÇÃO NO BRASIL

MÔNICA RODRIGUES DE SOUZA

ORIENTADOR: PROF. DR. LUIZ AUGUSTO HORTA NOGUEIRA

ITAJUBÁ - 1998



Ministério da Educação e do Desporto  
**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ**

**ANEXO I**

**PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 151 de julho de 1997, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "Modelos Contratuais para Comercialização de Excedentes de Energia em Cogeração entre Autoprodutores e Concessionárias" apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de Mestre em Ciências em Engenharia Mecânica, na Área de Conversão de Energia, satisfeitas as demais exigências regimentais, à Mônica Rodrigues de Souza.

Itajubá, 1º de julho de 1997.

Prof. Emilio Lèbre La Rovere  
1º Examinador - UFRJ

Prof. Jamil Haddad  
2º Examinador - EFEI

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira  
3º Examinador - (Orientador) - EFEI



Ministério da Educação e do Desporto  
**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ**  
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

**ANEXO II**

**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**

Título da Dissertação: "Modelos Contratuais para Comercialização de Excedentes de Energia em Cogeração entre Autoprodutores e Concessionárias".

Autora: Mônica Rodrigues de Souza

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	

Resultado Médio: Conceito A, ou seja, aprovado

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 1º de julho de 1997

Prof. Emilio Lèbre La Rovere  
1º Examinador - UFRJ

Prof. Jamil Haddad  
2º Examinador - EFEI

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira  
3º Examinador (Orientador) - EFEI

**ANÁLISE PARAMÉTRICA DO IMPACTO DE MODELOS DE CONTRATO  
PARA VENDA DE EXCEDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA SOBRE A  
ECONOMICIDADE DE PLANTAS DE COGERAÇÃO NO BRASIL**

Mônica Rodrigues de Souza

TESE APROVADA PELO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE PÓS -  
GRADUAÇÃO DA ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE  
MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA MECÂNICA

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	página
<b>Figura 4.1</b> - Distribuição dos segmentos horosazonais (1996)	28
<b>Figura 6.1</b> - Curva de Duração de Carga ( Tempo(%) x Demanda (kW))	49
<b>Figura 7.1</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para pequeno produtor sem modulação de carga	77
<b>Figura 7.2</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para pequeno produtor com e sem modulação de carga	78
<b>Figura 7.3</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para pequeno produtor com modulação de energia e potência	79
<b>Figura 7.4</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para pequeno produtor com fator $\alpha$ igual a 0,1	80
<b>Figura 7.5</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para pequeno produtor com modulação de energia e de potência (fator $\alpha$ igual a 0,1)	81
<b>Figura 7.6</b> - Variação da razão entre TIR para $\alpha= 0,05$ e TIR para $\alpha=0,1$ com o fator de carga elétrica para pequeno produtor	82
<b>Figura 7.7</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação horária de energia /TIR com modulação horária de energia com o fator de carga elétrica para pequeno produtor	83
<b>Figura 7.8</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para médio produtor com e sem modulação de energia horária	84
<b>Figura 7.9</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para médio produtor com modulação horária de energia e potência	85

## ABSTRACT

This work presents a viability study of cogeneration in Brazil emphasizing contractual models through which surplus energy is purchased by utilities. Three contractual models have been studied, the take-and-pay tariff, seasonal and hourly tariff and a model practised by an utility in the state of São Paulo, CPFL. A sensitivity analysis of the economical viability measured by the internal return rate was developed for typical scenarios of different types of consumers as potential cogenerators. The most recent situation throughout The Brazilian Power Sector is considered, including lately changes in laws and regulations. A study of the Brazilian utility tariffs structure is also included. The proposed methodology is able to forecast the surplus availability from basic data, as load factor and peak demand, based on probabilistic methods. In general, according to the scenario assumed, the results do not indicate to be as economically sound for consumers to install plants to be self-sufficient and sell electricity surplus to the grid, especially regarding CPFL contracts. The cost-effectiveness is further deteriorated if electrical load modulation is available as a mechanism to decrease energy tariffs.

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise paramétrica da economicidade de plantas de cogeração em operação interligada, enfatizando a venda dos eventuais excedentes de energia para a concessionária mediante distintos modelos contratuais. Neste sentido foram apresentados e estudados três modelos contratuais: o modelo com tarifa plana, com tarifa horosazonal e o modelo praticado pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Estes modelos, combinados com os vários tipos de tarifas praticados para a venda de energia e potência pela concessionária, foram avaliados em termos de seu impacto sobre a viabilidade da cogeração segundo o ponto de vista do autoprodutor, empregando-se como indicador de economicidade a taxa interna de retorno do empreendimento. Foi incluído ainda no trabalho um estudo sobre o cenário brasileiro no qual se insere o cogerador, considerando a legislação vigente para a autoprodução e produção independente de energia, a estrutura atual do setor elétrico e analisando o quadro tarifário praticado. A metodologia desenvolvida permitiu obter a sensibilidade da taxa interna de retorno, frente a variação dos parâmetros operacionais e de projeto para os quais foram adotados valores que caracterizam cenários típicos para autoprodutores, divididos segundo seu porte. A previsão de excedentes de energia foi realizada através de um método probabilístico aplicado a curvas de duração de demandas térmica e elétrica. Os resultados se mostraram em geral desfavoráveis à comercialização de excedentes, especialmente considerando-se o contrato praticado pela CPFL, que só remunera adequadamente a energia excedente disponibilizada em condições específicas de operação, significando que para o cogerador é melhor ter uma capacidade menor e comprar energia constantemente da rede do que instalar uma capacidade que permita gerar excedentes para a rede. Esta tendência pode ser ainda maior se for possível ao autoprodutor a modulação horária de energia e potência, mecanismo capaz de reduzir bastante o valor da energia comprada.

<b>Figura 7.10</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para médio produtor para $\alpha = 0,1$ e $\alpha = 0,05$	86
<b>Figura 7.11</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação / TIR com modulação horária de energia com o fator de carga elétrica para médio produtor	87
<b>Figura 7.12</b> - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para o caso sem modulação e com modulação horária de energia e potência para grande produtor	88
<b>Figura 7.13</b> - Variação da razão TIR com modulação horária de energia ou potência / TIR sem modulação com o fator de carga elétrica para grande produtor	89
<b>Figura 7.14</b> - Variação da TIR com o fator de carga térmica para pequeno produtor sem modulação de carga elétrica	90
<b>Figura 7.15</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação / TIR com modulação horária de energia com o fator de carga térmica para pequeno produtor	91
<b>Figura 7.16</b> - Variação da razão entre TIR sem e com modulação de potência para pequeno produtor com o fator de carga térmica	92
<b>Figura 7.17</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação / TIR com modulação sazonal de energia com o fator de carga térmica para pequeno produtor	93
<b>Figura 7.18</b> - Variação da TIR com o fator de carga térmica para médio produtor sem modulação de carga elétrica	94
<b>Figura 7.19</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação / TIR com modulação horária de energia com o fator de carga térmica para médio produtor	95

<b>Figura 7.20</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação horária	96
<b>Figura 7.21</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação / TIR com modulação sazonal de energia com o fator de carga térmica para médio produtor	97
<b>Figura 7.22</b> - Variação da TIR com o fator de carga térmica para os casos sem modulação e com modulação de energia e potência para médio produtor	98
<b>Figura 7.23</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação horária de energia e potência com o fator de carga térmica para grande produtor	99
<b>Figura 7.24</b> - Variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação sazonal de energia e potência com o fator de carga térmica para grande produtor	100
<b>Figura 7.25</b> - Variação da TIR com o fator $\gamma$ de modulação horária de energia para pequeno produtor	101
<b>Figura 7.26</b> - Variação da TIR com o fator $\gamma$ de modulação horária de energia para médio produtor	102
<b>Figura 7.27</b> - Variação da TIR com o fator $\gamma$ de modulação horária de energia para grande produtor	103
<b>Figura 7.28</b> - Variação da TIR com o fator $\tau$ de modulação horária de potência para pequeno produtor	104
<b>Figura 7.29</b> - Variação da TIR com o fator $\tau$ de modulação horária de potência para médio produtor	105

<b>Figura 7.30</b> - Variação da TIR com o fator $\beta$ para pequeno produtor	106
<b>Figura 7.31</b> - Variação da TIR com o custo de capacidade para pequeno produtor	107
<b>Figura 7.32</b> - Variação da TIR com o custo de capacidade para médio produtor	108
<b>Figura 7.33</b> - Variação da TIR com o custo de capacidade para grande produtor	109

$\gamma$  - fator de modulação horária de energia

$\alpha$  - fator de modulação sazonal de energia

$\tau$  - fator de modulação temporal de potência

$\gamma_{sem}$  - fator de modulação horária de energia para o caso sem modulação

$\gamma_{lim}$  - limite máximo do fator de modulação horária de energia

$\gamma_{lim}$  - limite mínimo do fator de modulação horária de energia

$\beta_{pot}$  - fator de modulação horária de potência

$\eta_{res}$  - Eficiência da caldeira de reservatório

$\eta_c$  - rendimento do ciclo

$\eta_{ex}$  - Eficiência energética do projeto de cogeração

$\eta_g$  - Rendimento global

$a$  e  $b$  - fatores de ajuste, definidos conforme as 3 relações no Capítulo 3 para o contrato

CPPI

$c_p$  - Capacidade disponível (kW)

$D$  - Maior valor tomado entre a Demanda de Suprimento Contratada (DSP) e a demanda máxima de suprimento registrada por unidade no período de integração, com período de integração de 6 horas (valor de carga) (kW)

$D_{min}$  - demanda mínima (kW)

## Simbologia

$\alpha$  - demanda elétrica máxima/ demanda térmica máxima

$\beta$  - potência elétrica produzida/calor útil

$\delta$  - relação entre demanda elétrica mínima e demanda elétrica máxima

$\gamma$  - fator de modulação horária de energia

$\sigma$  - fator de modulação sazonal de energia

$\tau$  - fator de modulação horária de potência

$\gamma_{\text{não mod}}$  - fator de modulação horária de energia para o caso sem modulação

$\gamma_{\text{max}}$  - limite máximo do fator de modulação horária de energia

$\gamma_{\text{min}}$  - limite mínimo do fator de modulação horária de energia

$\tau_{\text{min}}$  - fator de modulação horária de potência

$\eta_{\text{cald}}$  - Eficiência da caldeira de referência

$\eta_{\text{C}}$  = rendimento do ciclo

$\eta_{\text{en}}$  - Eficiência energética do projeto de cogeração

$\eta_0$  - Rendimento nominal

a e b - fatores de ajuste, definidos conforme as s relações no Capítulo 5 para o contrato

CPFL

$c_i$  - Capacidade disponível (kW)

D - Maior valor tomado entre a Demanda de Suprimento Contratada(DSP), e a demanda máxima de suprimento registrada por medição no período de faturamento, com período de integralização de 6 horas (curva de duração) (kW).

$D_{\text{min}}$  - demanda mínima, (kW)

$D_{med}$  - demanda média, (kW)

$D_p$  - Demanda contratada na ponta (kW)

$D_{fp}$  - Demanda contratada fora da ponta (kW)

E - Preço a ser pago ao produtor para o período pelo contrato com tarifa plana. (R\$)

$e_i$  - energia em kWh entregue a rede pelas i horas sob o contrato com tarifa plana.

$E_g$  - energia elétrica produzida pelo ciclo (kWh)

$E_T$  - Consumo Total Anual (kWh)

$E_s$  - Consumo Total no período seco (kWh)

$E_u$  - Consumo Total no período úmido (kWh)

$E_p$  - Consumo na Ponta (kWh)

$E_{fp}$  - Consumo fora de Ponta (kWh)

ES - Energia mensal registrada (kWh)

$ES_F$  - Energia mensal faturável, limitada ao valor ponderado para o contrato CPFL (kWh).

$EC_p$  - Energia contratada ponderada para o mês, proporcional ao número de horas do período de faturamento(kWh).

$f_i$  - preço de combustível por hora em R\$/ MJ

$FC_g$  - Fator de carga global

$FC_{ps}$  -Fator de carga na ponta seca

$FC_{pu}$  -Fator de carga na ponta úmida

$FC_{fps}$  -Fator de carga fora de ponta seca

$FC_{fpu}$  -Fator de carga fora de ponta úmida

FOP - Faturamento mensal da operação em paralelo (R\$)

FS - Faturamento mensal de suprimento de energia elétrica efetuado pelo autoprodutor (R\$)

$h^*$  - consumo específico de calor em MJ / kWh

h - Número de horas do período de faturamento

$k_i$  - custo de capacidade em \$/kW

N - número de horas do período (ex., mês) no contrato com tarifa plana.

nhps - Número de horas de ponta no período seco

nhfps - Número de horas fora de ponta no período seco

nhpu - Número de horas de ponta no período úmido

nhfpu - Número de horas fora de ponta no período úmido

$P^*$  - Preço da energia por hora  $i$  com o "\*" indicando o preço ajustado periodicamente de acordo com escalonadores pré-determinados ou com um índice de escalonamento no contrato com tarifa plana (R\$)

PG - Potência nominal de geração própria do autoprodutor, em MW, colocada em paralelo com o sistema elétrico da CPFL

P - Potência no patamar considerado (kW)

$P_0$  - Potência nominal da planta (kW)

$Q_C$  = calor fornecido ao ciclo (kW)

$Q_U$  = calor útil (kW)

TP - Taxa para operação em paralelo (R\$)

TE - Tarifa de suprimento de energia para o contrato da CPFL (R\$/MWh)

TER - Tarifa de energia registrada, publicada mensalmente pelo DNAEE, decorrente da otimização eletroenergética dos sistemas elétricos e da variação do mercado para o contrato CPFL (MWh)

# ÍNDICE

Página

1. INTRODUÇÃO	1
2. CENÁRIOS INTERNACIONAIS PARA PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA	4
2.1 Histórico	4
2.2 O Modelo do Reino Unido	6
2.3 O Cenário Americano	7
2.4 A Política Energética da Dinamarca	9
2.5 Perspectivas para a América Latina	10
3. ASPECTOS INSTITUCIONAIS DA COGERAÇÃO	14
3.1 Evolução e Características do Setor Elétrico no Brasil	14
3.2 Reformas Institucionais Recentes No Setor Elétrico	17
4. ESTUDOS TARIFÁRIOS	25
4.1 A Estrutura Tarifária Para Energia Elétrica No Brasil	25
4.2 Estudo Paramétrico	33
5. MODELOS CONTRATUAIS PARA COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTES	38
5.1 Introdução	38
5.2 Modelos de Contrato	39
6. MODELO COMPUTACIONAL DE SIMULAÇÃO PARA AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO	48
6.1 Introdução	48
6.2 Curvas De Duração	49
6.3 Dados De Entrada	51
6.4 Cálculos Realizados	52
6.5 Cálculos Para Análise Econômica	56
7. RESULTADOS DA AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA	59
7.1 Introdução	59
7.2 Cenários Utilizados	59
7.3 Resultados Obtidos	60
8. COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES FINAIS	109
8.1 Síntese de Conclusões	110
8.2 Limitações dos resultados e recomendações para o prosseguimento do trabalho	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113

# 1. INTRODUÇÃO

A participação do capital privado na expansão da capacidade instalada de produção de eletricidade é uma das alternativas importantes para racionalização do Setor Elétrico no Brasil e para a superação das perspectivas de descompasso entre as disponibilidades e as necessidades de energia. Para buscar tal participação, além da licitação de concessões de centrais de serviço público e a permissão para produtores independentes de energia elétrica acederem ao mercado, o incremento da autoprodução por parte de consumidores também é uma oportunidade interessante, com destaque para a cogeração, que permite rendimentos elevados na utilização de energia primária. Neste sentido, o estabelecimento de relações contratuais adequadas, entre o autoprodutor e a concessionária, é um dos melhores mecanismos de estímulo a esta desejável expansão. Da adequação destes contratos ao conjunto de interesses no âmbito da indústria da energia elétrica podem surgir estímulos ou obstáculos à expansão da capacidade instalada em autoprodução e por conseqüência, em cogeração. Como um exemplo recente, os contratos para compra de eletricidade de produtores tipo NUG (“non-utility generators”) executados no mercado de concessionárias de eletricidade dos Estados Unidos, freqüentemente não têm sido capazes de integrar eficientemente o suprimento de energia contratado com o suprimento existente na concessionária (Dorris e Mount, 1994). O desafio seria então a implementação de modelos contratuais que atendam da melhor forma os interesses da concessionária e do fornecedor de energia melhorando a integridade e eficiência econômica desta transação.

Para que possa ser atingido o objetivo de transações eficientes na venda de excedentes de energia elétrica é fundamental que o Setor disponha de mecanismos que estimulem a disponibilidade de energia provinda da autoprodução. De um modo geral, pode-se dizer que a legislação brasileira é bastante limitada quanto a autoprodução de energia elétrica e praticamente inexistente em termos de cogeração, que configuraria a forma mais eficiente de autoprodução termelétrica. Somente com as primeiras restrições ao investimento público, no começo dos anos 80, reconhece-se o papel coadjuvante dos autoprodutores e de forma limitada concede-lhes a possibilidade de transacionar excedentes em sistemas isolados, desde que não utilizem combustível derivado do petróleo e sempre sob a égide dos interesses das concessionárias em situações excepcionais, poderia até mesmo ser determinado aos autoprodutores, o suprimento compulsório de energia elétrica. Recentemente foram introduzidas importantes modificações neste marco regulatório, com a regulamentação do Artigo 175 da Constituição Federal, que trata da concessão de serviços públicos e por Leis posteriores que estabeleceram as concessões e permissões, prazos para outorga e prorrogação das atuais concessões e permissões de serviços públicos, além de outras providências, viabilizando a produção independente de energia elétrica, procurando introduzir a concorrência entre empresas do Setor Elétrico Brasileiro e abrir espaço para a participação da iniciativa privada na exploração dos serviços, até então quase exclusividade das empresas estatais. Também no sentido de câmbios favoráveis à cogeração tem-se a aceleração do programa de privatização e a proposição de um sistema nacional de transmissão de energia elétrica, permitindo-se o livre acesso à rede de transporte de eletricidade. É importante observar que estas leis ainda

carecem de complementos e aperfeiçoamentos essenciais, como a diferenciação entre autoprodutores convencionais e cogeneradores, no espírito das “Qualified Facilities” americanas, visando a assegurar uma eficiência energética e ao estabelecimento de regras claras para a remuneração dos eventuais excedentes energéticos(Nogueira,1994).

As mudanças estruturais que acontecem no Setor Elétrico Brasileiro refletem uma tendência mundial de reestruturação do setor elétrico devido a mudança de custos na geração de energia que caracterizaram os anos 80 (Hunt & Shuttleworth,1996). A parcela de geração do setor elétrico sempre foi tida como um monopólio natural baseado em plantas grandes relacionadas com a dimensão do mercado que deveriam atender. Este cenário começou a mudar e nos anos noventa a tendência passou a ser claramente o uso de unidades menores e mais baratas. Esta mudança se deve aos avanços nas tecnologias de materiais e aos programas espaciais que tornaram as turbinas muito mais eficientes além do declínio no preço do gás. Assim, os consumidores que começaram a pensar em construir as suas próprias plantas queriam saber por que eles não poderiam se tornar fornecedores e com isso tornar a energia mais barata. O principal impedimento parecia ser transações em maior número e por consequência custos maiores de transação que estariam associados a um sistema de suprimento mais diversificado e competitivo (Hunt & Shuttleworth,1996).

Os mercados de eletricidade estão abertos aos diversos produtores e compradores e a análise econômica que se requer para este novo cenário do setor no mundo é a análise das transações, ou seja, qual é o produto que está sendo vendido ou comprado, a que horas, em que lugar, quem é o comprador e quem é o vendedor, qual é o preço e como este é determinado e quais são as condições de venda(Hunt & Shuttleworth,1996).

O objetivo deste trabalho é o estudo da economicidade de plantas de cogeração que comercializem energia excedente, através de modelos contratuais vigentes ou propostos para venda de energia à concessionária. O estudo foi feito considerando-se a atual estrutura tarifária no Brasil e a legislação vigente para a autoprodução de energia. Foi apresentada uma metodologia para a obtenção dos resultados da análise para alguns cenários, utilizando-se a taxa interna de retorno como indicador econômico. O resultado analisado é efeito da variação de parâmetros relevantes sobre o indicador econômico, para todas as combinações das tarifas de compra e modelos contratuais de venda de energia excedente. Os resultados se mostraram em geral desfavoráveis à comercialização de excedentes, especialmente considerando-se o contrato praticado pela Companhia Paulista de Força e Luz , que só remunera bem a energia excedente disponibilizada em condições específicas de operação. Isto significa que para o cogenerador é melhor ter uma capacidade menor e comprar energia constantemente da rede que instalar uma capacidade que permita disponibilizar excedentes.

No Capítulo 2 é apresentado o contexto mundial revelando a tendência de reestruturação do setor e apresentando exemplos de políticas de sustentabilidade. Este cenário de mudanças é bastante favorável ao uso da tecnologia de cogeração, já que a tendência é a produção de energia pela iniciativa privada com plantas de menor porte, de forma racional e com livre acesso a rede. Ao se apresentar neste capítulo os cenários americano e britânico, pretende-se visualizar a reestruturação dos setores elétricos em países pioneiros nas mudanças ao passo que a Dinamarca é enfatizada pela preocupação

com políticas de racionalização do uso de energia aliada ao controle da poluição ambiental. É ainda para a Dinamarca que é tratada a questão de estímulo a cogeração de forma mais clara como é apresentado, especialmente fazendo-se uso de biomassa.

A atual estrutura brasileira e a questão institucional é abordada no Capítulo 3 quando são apresentados o autoprodutor e produtor independente, novas figuras inseridas no setor elétrico nacional. Também neste capítulo são tratadas as perspectivas para o setor.

No Capítulo 4 é estudada a atual estrutura tarifária brasileira. São apresentados os tipos de tarifa e consumidores a que estão direcionados cada tipo. São estudados os parâmetros de modulação de energia que quantificam a ação de evitar o consumo da ponta e no período seco e também a modulação horária de potência no sentido de reduzir a tarifa. Este estudo inclui os limites a que estão submetidas as variações de cada um dos parâmetros.

A seguir, no Capítulo 5, é feita a descrição dos modelos contratuais para venda de energia a concessionária utilizados neste trabalho. Dentre os tipos de contrato apresentados, apenas um é praticado no Brasil, o modelo da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

O Capítulo 6 descreve a metodologia para a obtenção dos resultados através do modelo computacional desenvolvido na planilha EXCEL. Este capítulo descreve a previsão de excedentes com métodos probabilísticos calculados a partir da distribuição do consumo em curvas monótonas de carga sob as considerações adotadas. No modelo, a planilha principal que calcula a quantidade de excedentes e faz o estudo de viabilidade apresenta interface com a planilha de simulação de tarifa, a fim de se calcular o quanto o cogenerador deixaria de pagar pelo consumo e com uma planilha de contratos que calcula o preço da venda de excedentes.

Os resultados da simulação são apresentados e comentados no Capítulo 7 sob a forma de gráficos. Estes gráficos apresentam o efeito sobre o indicador econômico da variação paramétrica considerando o cenário sem modulação, com modulação horária de energia e potência e modulação sazonal. A variação de cada parâmetro foi analisada separadamente sendo utilizadas tabelas auxiliares para o estudo separado do efeito da variação sobre o valor de compra de energia da concessionária e o valor de venda, tais efeitos aparecem combinados nos gráficos e é importante separá-los em tabelas para o estudo da participação de cada um sobre o efeito total da combinação.

No Capítulo 8 estão os comentários finais e uma síntese das conclusões. São feitas neste capítulo sugestões para um prosseguimento do trabalho incluindo possíveis melhorias na metodologia e no tratamento de dados. Os comentários sobre as conclusões resumem o panorama geral de resultados e o significado destes, fazendo recomendações sobre eles.

## 2. CENÁRIOS INTERNACIONAIS PARA PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA

As mudanças estruturais que acontecem no setor elétrico do Brasil seguem uma tendência mundial de reestruturação do setor. É importante a introdução do contexto mundial antes da apresentação do cenário nacional para um melhor entendimento da motivação e das perspectivas das mudanças do setor no país.

Este capítulo tem como objetivo a apresentação do cenário mundial recente do setor elétrico, cujas principais características têm sido a reestruturação do setor com tendência a geração com plantas de menor porte, a desverticalização e estímulo à competitividade e à introdução de mecanismos que possam garantir um uso racional de energia. Este tem sido um panorama bastante favorável à cogeração de energia e é apresentado neste capítulo, através dos modelos de políticas adotadas no Reino Unido, Estados Unidos e Dinamarca, além de uma discussão sobre o setor na América Latina.

O enfoque dado aos modelos americano e inglês trata das mudanças estruturais no setor que permitiram a participação da iniciativa privada, o acesso à rede para a comercialização da energia produzida enquanto o modelo dinamarquês é apresentado como exemplo de políticas de sustentabilidade e estímulo à racionalização. Ambas abordagens são importantes para inserção do produtor independente e autoprodutor em uma nova estrutura energética, para a qual caminha o Brasil, bem como para difundir e estimular o uso da cogeração por estes novos participantes.

### 2.1 HISTÓRICO

A reestruturação do mercado de energia elétrica começou nos Estados Unidos com a declaração em 1978 do PURPA, Public Utility Regulatory Policy, que introduziu a idéia de competitividade na geração. As concessionárias já estabelecidas tiveram que comprar a princípio eletricidade de produtores independentes a preços de "custo evitado" (Hunt & Shuttleworth, 1996). Após alguns ajustes iniciais a política alcançou o seu objetivo e foi possível estabelecer a competição na geração de eletricidade as concessionárias se tornaram, então, uma espécie de agência de compra de energia.

O PURPA foi motivado inicialmente por um desejo de estimular maneiras alternativas e mais econômicas de geração de energia ao invés de uma preocupação de desregulação ou reestruturação. A idéia tradicional permaneceu continuando a verticalização do setor elétrico. Essa idéia mudou de forma súbita em 1988, quando o governo britânico propôs que a privatização no setor elétrico deveria incluir o desmembramento do CEGB (Central Electricity Generating Board), a companhia estatal que possuía todas as plantas de geração e o sistema de transmissão (Hunt & Shuttleworth, 1996). A privatização do setor em 1989 trouxe mudanças significativas e transformou um monopólio de formação em várias empresas de transmissão e geração. A CEGB foi separada em empresas de suprimento e empresas regionais (Birks, 1996).

Os Estados Unidos começaram a seguir este modelo com o “Energy Policy Act of 1992”, que permite a todos os consumidores do mercado a escolha do fornecedor e obriga as concessionárias a transportar a eletricidade ao longo do território para garantir a implementação deste livre comércio. O estado da Califórnia anunciou em abril de 1994 que pretendia implementar o chamado acesso direto a rede ou ao mercado competitivo, uma mudança que teve conseqüências de um furacão na regulação do setor elétrico (Hunt & Shuttlesworth, 1996).

A Dinamarca tem uma longa tradição de implementar políticas vigorosas no Setor Energético com largo apoio político. O objetivo da primeira estratégia no setor energético, “Danish Energy Policy 1976” era o de proteger a Dinamarca contra a crise no suprimento de energia devido a crise mundial de 1973 - 1974. O plano seguinte, “Energy 81” lidava com o drástico aumento do preço de energia após a crise e enfatizava as considerações sócio-econômicas e ambientais. Após um período de construção de grandes projetos para instalação de gás natural e geração térmica e elétrica, o plano “Energy 2000” surgiu em 1990 introduzindo o objetivo de desenvolvimento sustentável no setor de energia .

Na América Latina a nacionalização do setor elétrico ocorreu com uma certa simultaneidade nos anos cinquenta fato este que era associado a uma estratégia de desenvolvimento econômico e social onde o papel do Estado era considerado crucial. O enfoque de serviço público conduziu a uma expansão do índice de eletrificação e particularmente, em alguns países, impulsionou a eletrificação rural. Assim constituíram-se estruturas monopólicas, reguladas com base numa taxa de retorno sobre o capital invertido e com uma forte presença do Estado na planificação, operação e propriedade do sistema. Isso se explica pela necessidade de capitais elevados, pela lenta maturação dos investimentos, pelos riscos econômicos e técnicos e pela necessidade de se concentrar os escassos recursos humanos, altamente qualificados, requeridos para o desenvolvimento da atividade e pelo papel estratégico que desempenha o setor no desenvolvimento nacional. A idéia de reestruturação do setor tem sofrido críticas, mas se torna fundamental considerando a descapitalização das companhias elétricas estatais do setor e o endividamento adquirido devido aos grandes investimentos estatais ocorridos na área.

Dentre os países da América Latina há o exemplo do Chile que consiste em uma experiência relativamente recente. Assim sendo, as conclusões que podem ser obtidas são incompletas e discutíveis. Contudo, é uma amostra da necessidade de reestruturação do setor elétrico para os países em desenvolvimento. O caráter de exemplo que alguns atribuem ao modelo chileno justifica o desafio de empreender a tarefa de reforma no setor nos demais países em desenvolvimento (Maldonado e Márquez, 1996)

## 2.2 O MODELO DO REINO UNIDO

O Reino Unido foi segregado em três regiões; Inglaterra e País de Gales, Escócia e Irlanda do Norte, cada uma com um tipo diferente de estrutura.

Para Inglaterra e País de Gales, as funções distintas do fornecimento de eletricidade são:

- Geração
- Transmissão
- Distribuição
- Fornecimento
- Uso Final

- **Geração** - Geração de larga escala, tipicamente acima de 100 MW, tem uma comunicação direta com o sistema de transmissão. A licença de geração não é requerida normalmente para operar qualquer planta que gere menos de 50 MW. Uma quantidade crescente de geradores, principalmente cogeneradores e aqueles que utilizam energia renováveis estão conectados à rede de distribuição.

- **Transmissão** - Via uma única companhia de transmissão nacional, National Grid Company-NGC. O custo extremamente alto da infra-estrutura torna a divisão não econômica e por isso a transmissão foi mantida como monopólio natural.

- **Distribuição** - Transporte de eletricidade efetuado por doze companhias regionais de eletricidade (RECs) do sistema de transmissão para os usuários finais, utilizando uma rede complexa de cabos e outros equipamentos. Assim como o sistema de transmissão, os sistemas de distribuição local são considerados monopólios naturais.

- **Fornecimento** - É uma atividade comercial, aberta a qualquer um que tenha obtido uma licença para fornecimento. Os fornecedores compram eletricidade em grande quantidade e vendem então aos consumidores finais. Para fazer isso, os fornecedores pagam taxas às companhias que transmitem e distribuem eletricidade e repassam estes custos aos consumidores finais. A intenção era que o consumidor pudesse eventualmente comprar eletricidade de qualquer fornecedor licenciado, mas para se permitir uma transição ordenada, a competição foi introduzida em três estágios.

- >1 MW, abril 1990
- >100 kW, abril 1994
- < 100 kW, abril 1998

- **Consumidores Finais** - Grandes consumidores industriais, grupos de prédio complexos, como Universidades e sistemas de transporte, tem redes de distribuição substanciais e sofrem dos mesmos tipos de perda que os sistemas RCEs. O tamanho da

rede é dependente do tamanho da localidade e do número total de atividades do processo no qual a eletricidade é usada.

### **2.2.1 O Órgão regulador de Energia Elétrica no Reino Unido (OFFER)**

O governo do Reino Unido estabeleceu o cargo de Diretor Geral do Fornecimento de Energia (DGES) e o Órgão Regulador da Energia Elétrica (OFFER), cujas tarefas mais importantes são:

- Assegurar que a demanda de eletricidade seja razoavelmente atendida
- Garantir que os possuidores de licença sejam capazes de financiar a continuidade das atividades para as quais eles estão autorizados através de suas licenças
- Promover a competição na geração e no fornecimento de eletricidade.
- Promover a eficiência energética e economia

O objetivo foi implementado de três maneiras

1. Promovendo suporte financeiro para planos de gerenciamento de demanda
2. Limitando o aumento das taxas das RECs
3. Introduzindo incentivos para redução das perdas no sistema de distribuição

## **2.3 O CENÁRIO AMERICANO**

A multiplicidade de jurisdições nos Estados Unidos torna muito mais difícil implementar mudanças no país da forma como ocorreu no Reino Unido, um país muito menor e com um sistema mais simples.

Em torno de 70 % da eletricidade vendida nos Estados Unidos é fornecida por alguma das 200 concessionárias privadas cujos preços são controlados por uma comissão pública em cada estado. Existem também em torno de 3000 concessionárias municipais que compram eletricidade e, dentre estas, as maiores também possuem plantas de geração de energia. O Governo Federal possui algumas plantas de geração de grande porte e companhias de transmissão. A Comissão Federal de Regulação em energia possui uma jurisprudência para assuntos interestaduais como acesso a transmissão e estabelecimento de preços.

Cada estado está seguindo o próprio planejamento de reestruturação e tem feito isso com ritmo próprio. A introdução da competição no setor tem provocado muitas questões, controvérsias e inevitavelmente, debates sobre o mérito de tal mudança. Estados como a Califórnia, Massachussets, Nova York e Nova Hampshire têm tomado

posições firmes e empreendedoras a respeito e estão ativamente estabelecendo programas para reestruturar o setor elétrico, enquanto em vários outros estados, há apenas um movimento fraco no sentido da desregulação e reestruturação (Hunt & Shuttlesworth, 1996).

Com base em informações do “Regulatory Research Associates, Jersey City, N.J. os cinquenta estados foram classificados em cinco grupos, de acordo com o nível de reestruturação atingido até 1996.

- No Grupo 1, estão os mais ativos e que já adotaram um plano de reestruturação
- Estados no Grupo 2 estão negociando um plano de reestruturação ou requereram as companhias que organizassem planos de reestruturação.
- No Grupo 3, os estados estão tratando de investigações que provavelmente levarão a adoção de um plano de reestruturação.
- No Grupo 4 os estados estão com a legislação pendente ou estão fazendo estudos informais.
- O Grupo 5 é composto de estados nos quais não há nenhuma atividade ou que decidiram que no presente nenhuma ação é necessária.

Esta classificação tem sido constantemente atualizada. Em torno de dois anos atrás todos os estados estavam no grupo 5. Agora são anunciados novos estados adotando programas de reestruturação, quase semanalmente. Levando isto em consideração, o Grupo 1 inclui apenas a Califórnia. De longe este estado é o mais avançado de todos e adotou um ambicioso plano, envolvendo um comércio separado de energia e um sistema de operação independente. Massachusetts, Vermont e Nova York determinaram que cada concessionária no estado deve preparar planos para reestruturação. Em Michigan, Nova Hampshire e Illinois, estão a caminho programas pilotos. A maior atividade de reestruturação tem ocorrido em estados onde os preços de eletricidade são maiores.

No modelo proposto na Califórnia, todos os consumidores escolhem o fornecedor e há um livre acesso às redes de transmissão e distribuição. A distribuição é separada da atividade da venda para o consumidor final que é competitiva. Este modelo é denominado “retail wheeling” e países como o Reino Unido, Noruega, Chile e Austrália têm sistemas que se aproximam deste sistema ou estão em fase de transição para tal. Mas para todos os casos, até então, o sistema de transmissão é separado. A competição no uso final insere todos os consumidores no mercado, mas aumenta bastante os custos devido a uma transação mais complexa e custo de medição. Para pequenos consumidores finais os custos podem sobrepor os benefícios, além disso a responsabilidade precisa devido a um serviço de má qualidade não pode ser apontada facilmente, já que a distribuição local está separada da concessionária que vende a energia.

Em geral, as partes competitivas dos sistemas reestruturados são a geração e a venda final, permanecendo a distribuição e a transmissão sob regulação. O controle da transmissão tem que ser separado da geração, assim como da atividade de venda para evitar conflito de interesses no processo de entrega de energia. Isto pode ser feito através de um operador independente do sistema, que pode administrar os processos de

entrega de energia sujeito a protocolos para a segurança do sistema e das tarifas para o uso do sistema. Este operador assegura a estabilidade do sistema, controla a frequência e a voltagem além de gerenciar as restrições para o sistema de transmissão.

## 2.4 A POLÍTICA ENERGÉTICA DA DINAMARCA

Não há limitação legal na Dinamarca para geração de energia pela iniciativa privada. Entretanto, plantas de geração de energia maiores que 25 MW precisam de uma licença do Ministério de Energia. Os produtores de energia privados que desejarem conectar-se à rede pública devem observar os requerimentos técnicos.

As concessionárias são obrigadas a estabelecer e financiar a capacidade de distribuição necessária e a comprar a produção de energia fora da concessionária. O produtor de energia deve pagar o custo direto de ser conectado à rede. Em geral, a produção inteira do produtor privado é vendida à concessionária e o produtor privado compra eletricidade à taxas normais para cobrir as suas necessidades de eletricidade. O preço pago pela eletricidade entregue às concessionárias segue dois princípios diferentes. O preço da geração por energia eólica é fixado por Lei como sendo 85% da taxa normal paga por residências. O pagamento varia entre 24 e 38 øre/kWh, dependendo da quantidade entregue à rede por todos os outros produtores privados, que são pagos de acordo com os custos evitados pela concessionária. (Bernsen, 1996).

Além do pagamento recebido das concessionárias os produtores privados que alimentam a rede, recebem um subsídio do governo dependendo da fonte de energia. A geração baseada no gás natural e nas fontes renováveis têm um subsídio de 10 øre/kWh. Um subsídio suplementar de 17 øre/kWh é dado a geração de potência por energia eólica e hidroeletricidade e para cogeração baseada em biomassa (Bernsen, 1996).

### 2.4.1 Planos de Energia na Dinamarca

O objetivo da primeira estratégia de energia adotada, "*Danish Energy Policy 1976*", seria proteger a Dinamarca da crise de suprimento de energia em 1973-74. O plano seguinte, *Energy 81*, iria além e foi elaborada para enfrentar os drásticos aumentos de preço em energia depois da crise, em 1979-80, ele também enfatizou considerações sócio-econômicas e ambientais. Depois de um período de construção de grandes projetos para concessionárias e mercados para gás natural, calor e geração, o plano de ação. *Energy 2000* está introduzindo o objetivo de desenvolvimento sustentável no setor de energia. A atual política de Energia é baseada neste plano que tem o objetivo de direcionar o setor de energia no sentido de melhorar o uso final, a eficiência energética, uma melhora na eficiência de geração de eletricidade e calor assim como aumentar o uso de combustíveis e energia renováveis. Este plano de ação é composto de 4 principais

elementos : economia no consumo de energia, conversão do sistema de fornecimento, fontes de energia mais limpas e pesquisa e desenvolvimento (Bernsen,1996). Neste plano foi revisado o "Heat Supply Act" e o "1990 Agreement" que tratavam de implementar o crescimento do número de plantas de cogeração, estabelecendo que a capacidade de geração de potência adicional seja fornecida preferencialmente pela conversão de plantas existentes de aquecimento distrital a plantas de cogeração de menor escala. O plano incluía também propostas de aumento do uso de gás natural e de biomassa. (Small-scale Combined Heat and Power in Denmark Report, 1993)

Em 1996 o plano foi modernizado pelo "Energy 21" que é o plano de governo para desenvolvimento sustentável de energia na Dinamarca em um contexto internacional. O novo plano de energia pretende colocar a Dinamarca em posição de manter e aumentar o seu papel como um país pioneiro em termos de desenvolvimento global e sustentável. Neste plano foram estabelecidas novas metas para conservação de energia, uso de fontes renováveis e eficiência energética. O desenvolvimento dentro da União Européia, abrindo mercados de energia trouxe a necessidade de uma nova política para que os objetivos fossem mantidos dentro de um novo contexto de mercado. Uma tarefa especial é estabelecer o papel que o comércio de energia com outros países vai ter nos esforços para atingir as metas do plano assim como nas questões de expansão de energia. O mercado internacional de energia está num processo em que o comércio além das fronteiras de eletricidade e gás está assumindo novas formas e, por isso, "Energy 21", representa iniciativas para reformar a rede elétrica legal e economicamente neste sentido (Bernsen,1996).

## 2.5 PERSPECTIVAS PARA A AMÉRICA LATINA

O desenvolvimento do setor elétrico no mundo possui mais elementos comuns que diferentes, em particular nos países em desenvolvimento. A maioria dos casos se constituem de estruturas monopólicas, reguladas com base numa taxa de retorno sobre o capital invertido e com uma forte presença do Estado na planificação, operação e propriedade do sistema. Isso se explica pela necessidade de capitais elevados, pela lenta maturação dos investimentos e riscos econômicos e técnicos, necessidades de se concentrar os escassos recursos humanos, altamente qualificados, requeridos para o desenvolvimento da atividade e pelo papel estratégico que desempenha o setor no desenvolvimento nacional.

Com maior ou menor força, nas últimas décadas têm havido uma crítica generalizada a forma adotada nos países em desenvolvimento para abordar a evolução do setor elétrico. Uma parcela importante desta crítica provém de:

1. A crise financeira por que atravessam as empresas elétricas estatais, em muitos casos, devido a tarifas fixadas politicamente abaixo dos custos,
2. Os diversos impactos financeiros derivados das flutuações financeiras e monetárias nos mercados nacionais e internacionais,
3. As desvalorizações ocorridas nos anos oitenta que se traduziram em um elevado fardo financeiro para as empresas, que se endividaram para financiar

investimentos próprias ou requerimentos de outros setores da economia, pressionados por seus governos ( OLADE,1990)

4. O endividamento externo provocado pela expansão no setor
5. As interferências políticas do governo no gerenciamento das empresas.
6. Os erros na planificação que conduziram a uma sobre ou subestimativa dos investimentos no setor
7. A dificuldade crescente para financiar os investimentos do setor.
8. A falta de uma separação clara das funções de planificação, operação e regulação, muitas vezes concentradas em uma mesma instituição.

Como resultado de um estudo realizado pelo Banco Mundial, que coincide em grande parte com o diagnóstico anterior, pode-se concluir que mais do que a expansão elétrica no setor, a indústria elétrica nos países em desenvolvimento deveria enfatizar a eficiência e a reestruturação e, basicamente, a privatização deste setor (Oliveira e MacKerron, 1993).

A situação descrita, se soma ao que pode se chamar o fim da “Idade de Ouro” do desenvolvimento elétrico das economias industrializadas (Oliveira e MacKerron, 1993).

Na década de setenta provocou-se uma quebra no que havia sido um processo contínuo de inovação tecnológica e de diminuição dos preços reais: nessa época, as melhorias de produtividade praticamente cessaram, os custos de capital e combustível aumentaram, e a expansão de consumo de eletricidade diminuiu.

As mudanças das condições políticas mundiais que deram origem a novos paradigmas econômicos, a crise da indústria elétrica dos países em desenvolvimento e o fim da “Idade de Ouro” do setor elétrico dos países industrializados, se conjugaram para gerar um novo modelo de desenvolvimento para o setor.

O Banco Mundial tem assumido a liderança na definição de novas estruturas no funcionamento do setor. De acordo com o planejamento do Banco e ao marco de suas sugestões relativas a eficiência e reestruturação do setor, os países deveriam adotar as políticas que se mencionam a seguir, e as incorporar às respectivas legislações, a fim de demonstrar o seu compromisso (Banco Mundial e EDF, 1993 et Maldonado e Marquéz,1996)

1. Reestruturar a indústria elétrica,
2. Permitir aos investidores e operadores privados comprar eletricidade e prestar serviços de suporte ao setor
3. Separar as funções de proprietário, responsável pela política, regulador e operador, por parte do Estado,
4. Vincular a propriedade das instalações à eficiência de operação;
5. Assegurar que o sistema de preços incorpore os critérios de rentabilidade comercial e cubra o total dos custos

6. Impor às empresas elétricas do Estado a exigência de operar sob padrões comerciais e ambientais, outorgando a devida autonomia e responsabilidade aos executivos
7. Compensar os provedores de eletricidade pelo custo de ministrar serviços não comerciais, setor rural, por exemplo.

A importância dos recursos que se requer ao setor para enfrentar os desafios das próximas décadas e as condições impostas por agências multilaterais a concessão de créditos parecem ir definindo as características de reforma do setor. Em princípio, estas agências estarão mais dispostas a conceder empréstimos aqueles países que cumprirem de melhor maneira a política exposta. O êxito que essas políticas pudessem ter nos países modelos, serviriam de exemplo para aqueles que enfrentam maiores dificuldades para adotá-las.

Nos últimos anos o Chile tem experimentado importantes avanços nas distintas áreas de seu desenvolvimento econômico e social e na consolidação de sua democracia. Sem dúvida, existem algumas tarefas pendentes destinadas a assegurar a sustentabilidade do processo de desenvolvimento; particularmente no tocante a sua capacidade de gerar e adaptar o conhecimento científico e tecnológico, assegurar uma distribuição equitativa dos resultados do processo de crescimento além de um meio ambiente sustentável. É nesse contexto que se deve analisar a evolução do sistema energético, já que a energia constitui um componente fundamental em qualquer estratégia de desenvolvimento sustentável, não só devido a sua participação em toda a atividade humana, mas também devido ao papel decisivo desta na competitividade do país, no meio ambiente, e na integração e melhoramento da qualidade de vida.

Com o objetivo de avaliar os resultados do processo de reforma do setor elétrico, são estabelecidas algumas premissas básicas, que constituem o fio condutor no desenvolvimento desta abordagem. São elas:

- nem a intervenção estatal absoluta nem o liberalismo seriam a garantia de eficiência econômica,
- a liberação total não é factível, já que não existem mercados competitivos em toda a cadeia elétrica,
- o mercado de eletricidade determina que a regulação seja inevitável, independentemente do regime de propriedade das empresas,
- Uma maior intervenção do Estado não é garantia de uma regulação eficaz,
- A capacidade de regulação do Estado deverá se reforçar para responder a um funcionamento do mercado cada vez mais complexo sobretudo considerando a integração energética crescente e a maior abertura das economias.

A integração vertical, particularmente quando se trata de geração e transmissão, pode afetar negativamente a competitividade. A abertura comercial e as condições colocadas pelos organismos multilaterais para financiar as inversões custosas do setor elétrico dos países em desenvolvimento, constituem-se de reformas institucionais. Com efeito, estas incluem, praticamente como uma exigência, a participação do setor privado, a incorporação de práticas comerciais que privilegiem a rentabilidade, a introdução do uso eficiente de eletricidade e a proteção ao meio ambiente.

## EVOLUÇÃO E CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

A indústria de energia elétrica no Brasil é contemporânea da sua implantação em 503 quilômetros. Desde a inauguração da iluminação da Estação Ferroviária "Central do Brasil" em 15 de Janeiro em 1879, até os dias de hoje, o desenvolvimento da energia elétrica no Brasil sofreu profundas alterações. As primeiras empresas foram baseadas no modelo municipal de serviços públicos com tarifas que propõem alguma rentabilidade para o poder local, pagando de um modelo inspirado nas ferrovias americanas. Estas empresas se agregaram paulatinamente e formaram empresas maiores, modernas e com modelos de gestão mais evoluídos, capazes de atender demandas crescentes que chegaram a atingir até 11,7 % ao ano, em termos de potência instalada, nas primeiras décadas deste século (Nabli e O'Donnell 1995). Com a aprovação do Código das Águas em 1934, o Setor Elétrico foi completamente reformulado, dando lugar a um processo de intenso intervencionismo do Estado. Após Segunda Guerra Mundial, seguiu-se uma tendência mundial, ocorrendo a desapropriação e a nacionalização pública dos serviços de eletricidade, em sua maior parte sendo transferida para o governo federal. A partir de então foram criadas várias empresas estaduais e federais, culminando com a criação em 1962 da ELETROBRAS, caracterizada como "holding" das empresas federais do Setor.

Sob tais condições, o Setor Elétrico brasileiro evoluiu de forma significativa, como pode ser observado na Tabela 3.1, que apresenta seus principais indicadores.

### **3. ASPECTOS INSTITUCIONAIS DA COGERAÇÃO**

Este capítulo é dedicado à apresentação e a discussão dos aspectos institucionais do Setor Elétrico relevantes para a cogeração, particularmente quando em operação interligada. Inicialmente apresentam-se uma breve revisão histórica e uma descrição do Setor Elétrico no Brasil, desde o início deste século até 1988. A partir deste ano, com a promulgação da nova Constituição brasileira, surge um novo cenário, comentado em um tópico a parte. Apresenta-se ainda uma breve revisão da legislação relativa à produção de eletricidade no contexto de produtores privados, incluindo comentários sobre estes aspectos institucionais.

#### **3.1 . EVOLUÇÃO E CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL**

A indústria de energia elétrica no Brasil é contemporânea da sua implantação em nível mundial. Desde a inauguração da iluminação da estação ferroviária “Central do Brasil”, no Rio de Janeiro em 1879, até os dias de hoje, o desenvolvimento da energia elétrica no Brasil sofreu profundas alterações. As primeiras empresas eram baseadas na concessão municipal de serviços públicos com tarifas que proporcionavam rentabilidade assegurada aos acionistas, partindo de um modelo inspirado nas ferrovias americanas. Tais empresas se agregaram paulatinamente e formaram empresas maiores, modernas e com modelos de gestão mais evoluídos, capazes de atender demandas crescentes, que chegaram a atingir até 22,7 % ao ano, em termos de potência instalada, nas primeiras décadas deste século (Relatório GDO,1995). Com a aprovação do Código das Águas em 1934, o Setor Elétrico foi completamente reformulado, dando início a um processo de intenso intervencionismo do Estado. Após Segunda Guerra Mundial, seguindo uma tendência mundial, ocorreram a desapropriação e a nacionalização paulatina dos serviços de eletricidade, em sua maior parte sendo transferidos para o governo federal. A partir de então foram criadas várias empresas estaduais e federais, culminando com a criação em 1962 da ELETROBRAS, caracterizada como “holding” das empresas federais do Setor.

Sob tais condições, o Setor Elétrico brasileiro evoluiu de forma significativa, como pode ser observado da Tabela 3.1, que apresenta seus principais indicadores.

**Tabela 3.1** - Indicadores do Setor Elétrico no Brasil em 1995 (COGERBA, 1995)

Participação na Matriz Energética	40%
Capacidade instalada	58.000 MW
Linhas de Transmissão	115.000 Km (>69kV)
Subestações Transformadoras	250.000 MVA
Geração de Energia	270 Twh/ano (96% hidroeletricidade)
Consumidores	30.000.000(90% dos domicílios brasileiros atendidos)
Consumo per capita	1800 kWh/ano
Número de empregados	185.000 (1993)
Ativos	≅ US\$ 120 bilhões
Faturamento anual	≅ US\$ 14,6 bilhões

O Setor Elétrico Brasileiro possui, até o momento, forte perfil estatal com predominância de empresas federais(ELETROBRÁS) e empresas pertencentes aos Estados da federação, além de empresas municipais de pequeno porte. As empresas privadas ainda representam pequena fatia do mercado de energia elétrica brasileiro. Entretanto, todas as empresas do grupo ELETROBRÁS encontram-se incluídas no Programa Nacional de Desestatização, já tendo sido privatizadas a ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. e a LIGHT - distribuidora no estado do Rio de Janeiro. A ELETROBRÁS atua operacionalmente em todo o território nacional, através de empresas geradoras, das quais detém o controle acionário. Essas empresas suprem as concessionárias distribuidoras e alguns grandes consumidores industriais, com a seguinte distribuição de áreas de atuação: ELETRONORTE nos Estados da Região Norte , além de Tocantins, Maranhão e Mato Grosso; CHESF na Região Nordeste, exceto o Maranhão; FURNAS na Região Sudeste, Goiás e no Distrito Federal e ELETROSUL na Região sul e em Mato Grosso do Sul. A ELETROBRÁS ainda detém 50% do capital acionário da ITAIPU BINACIONAL e participa acionariamente das empresas estaduais. As interconexões com países vizinhos e demais modalidades de atuação internacional da área federal do Setor Elétrico, também são de responsabilidade da ELETROBRÁS (COGERBA,1995).

As empresas estaduais, como a COELBA no Estado da Bahia, constituem importante grupo de concessionárias, atuando especialmente na área de distribuição, embora algumas possuam significativos parques geradores e sistemas de transmissão, tais como a CESP, CEMIG, COPEL e CEEE. Essas empresas são estatais de economia mista, cujo controle acionário é dos respectivos governos estaduais, exceto a do Estado do Tocantins - CELTINS, cujo controle é privado. Existem, ainda diversas empresas municipais de menor porte, essencialmente de distribuição, e empresas privadas com pequena participação no conjunto do Setor Elétrico, além dos autoprodutores.

Deve-se observar que as empresas federais regionais, além de atenderem a totalidade dos requisitos de energia da maioria das distribuidoras e complementarem a produção própria de outras concessionárias, são também responsáveis pelas interligações elétricas inter-regionais, estabelecendo assim os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. No longo prazo, quando se visualiza o aproveitamento dos recursos hidrelétricos da Amazônia, em particular nas bacias dos rios Xingú, Tapajós e Madeira, o sistema elétrico brasileiro, exceto algumas áreas isoladas da Região Norte, poderá a se constituir em um único Sistema Interligado Nacional que atenderá cerca de 99% do mercado de energia elétrica do País. As áreas isoladas da Região Norte, devido às distâncias envolvidas e ao pequeno porte de seus mercados, certamente continuarão a ser supridas por geração local, em geral de origem térmica. (COGERBA,1995)

O planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos brasileiros é realizado por órgãos colegiados constituídos pelas empresas concessionárias de energia elétrica e coordenados pela ELETROBRÁS. Esses Colegiados, abaixo relacionados, atuam no sentido de compatibilizar os interesses locais e regionais das concessionárias, com aqueles do país e do Setor Elétrico.

- Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GSPS - responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica em todo o País.
- Grupo Coordenador de Operação Interligada - GCOI- responsável pela operação do sistema interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Em função da interligação hidráulica entre os sistemas Sudeste e Nordeste, através do Rio São Francisco, a CHESF passou, a partir de 1979, a participar dos estudos do GCOI. Em 1981, com a interligação entre os sistemas elétricos Norte (Sistema Tucuruí) e Nordeste, a ELETRONORTE também passou a integrar aquele colegiado.
- Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste - CCON - responsável pelo relacionamento operacional entre as supridoras regionais e as concessionárias estaduais de distribuição, nos sistemas interligados das regiões Norte e Nordeste. Suas atividades envolvem o planejamento da operação e os estudos de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON- responsável pelo apoio às atividades relativas à operação e manutenção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, bem como de utilização e comercialização de energia dos Sistemas Isolados da Região Norte e de regiões vizinhas.
- Comitê de Distribuição - CODI - responsável pela otimização dos sistemas de distribuição das empresas das regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste e COELBA.
- Comitê Coordenador das atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE - responsável pelas atividades relacionadas aos aspectos sócio-ambientais dos empreendimentos que integram os sistemas elétricos.

- A supervisão e coordenação da operação é realizada no âmbito do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação interligada - SINSC, juntamente com o Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS), (COGERBA,1995).

Toda esta estrutura é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia - MME, que formula a política energética, acompanha e coordena a sua execução, exerce atividades de supervisão e controle dos recursos hídricos e energéticos em geral, orienta e fiscaliza as atividades relativas ao Setor de Energia, em particular a prestação de serviços de Energia Elétrica. Na sua estrutura, constam ainda o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, o Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético- DNDE e o Departamento Nacional de Combustíveis - DNC. Ao DNAEE, compete, dentre outras atribuições, submeter à aprovação do Governo Federal elementos referentes à outorga de concessão ou permissão de prestação de serviços de energia elétrica, a homologação dos níveis e a estrutural tarifária, a fiscalização e o controle das empresas concessionárias de energia elétrica e outorga de concessão ou permissão para exploração de potenciais hidrelétricos. Tais competências, em um contexto de maior independência, se mantêm no novo órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, ora em fase de aprovação pelos organismos legislativos. Estas modificações são comentadas nos tópicos posteriores.

### **3.2 REFORMAS INSTITUCIONAIS RECENTES NO SETOR ELÉTRICO**

A partir dos anos 80, meio à uma persistente crise econômica, as tarifas do setor elétrico, como outros preços públicos controlados pela União, tiveram seus reajustes postergados como mecanismo de controle inflacionário. Com isso, a remuneração das empresas de energia viu-se bastante prejudicada, gerando uma situação de inadimplência generalizada entre empresas, comprometendo técnico-financeira e economicamente o Setor Elétrico Brasileiro e inviabilizando em boa medida a estrutura institucional existente. Como possível saída para esta situação, tem sido proposta e mesmo colocada como imperativa a reestruturação legal e institucional do Setor Elétrico, a fim de permitir a inserção do setor privado na produção e comercialização de energia elétrica, reduzindo a participação do capital público, considerada onerosa e ineficiente. As mudanças tentadas podem ser visualizadas nas recentes medidas e nos diplomas legais de iniciativa do Poder Executivo e do Congresso Nacional: a reforma da Constituição de 1988; a aceleração do programa de privatização; a Lei Nº 8631/93 instituindo novas regras tarifárias e restabelecendo o equilíbrio econômico-financeira das concessionárias; a Nova Lei das Concessões de serviços públicos e regulamentação subsequente, com criação do produtor independente; o sistema nacional de transmissão de energia elétrica - SINTREL - e o redesenho do modelo operacional do setor, incluindo a já citada criação da ANEEL. A seguir este novo quadro legal é apresentado em seus elementos básicos, interessantes para o estudo em questão (Nogueira,1993)

### 3.2.1 Modelos de participação da iniciativa privada

Para inserção da iniciativa privada no setor elétrico, é necessário a definição dos modelos a serem adotados para produção de energia elétrica segundo as determinações legais. A seguir são apresentados os modelos usualmente considerados na legislação de diversos países e que vem sendo adaptados para as condições brasileiras.

#### Produtores Independentes

Em primeiro lugar, é conveniente ressaltar que a expressão "produção independente" não define de forma fechada ou não controversa uma entidade ou modelo empresarial universal. Variam, dentro do contexto de cada país, do escopo e da situação dentro do Setor Elétrico, o que costuma se chamar de produção independente. Nos Estados Unidos, origem provável da denominação, os IPP's (independent power producers) identificam-se a partir de critérios estabelecidos na regulamentação. Na Inglaterra, onde não faria sentido usar tal expressão, pois o mercado é totalmente competitivo, produtores independentes são todos os demais geradores além das três grandes empresas geradoras.

Nas condições brasileiras, particularmente segundo a Lei Nº 9074/95, considera-se que produtores independentes de energia elétrica são as pessoas jurídicas ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio, de toda ou parte da energia produzida, por sua conta ou risco. Assim, a venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para

- Concessionário de serviço público de energia elétrica;
- Consumidores com carga igual ou maior que 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, respeitados os contratos de fornecimento em vigor.(COGERBA,1995)

Os limites anteriores deverão ser progressivamente relaxados para permitir o atendimento de consumidores de menor porte, dentro do seguinte programa:

- Decorridos 3 anos da publicação da Lei 9074, os consumidores acima referidos poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.
- Decorridos 5 anos da Lei 9074, os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário do mesmo sistema interligado.
- Após 8 anos da Lei 9074, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos.
- Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento, só poderão optar por outro fornecedor, após o

prazo de 36 meses , contados a partir da data de manifestação ao concessionário.

- O exercício da opção pelo consumidor faculta ao concessionário rever, na mesma proporção, seus contratos e previsões de compra de energia elétrica, junto às suas supridoras.
- É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores, livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão do concessionário de serviço público mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.
- As tarifas das concessionárias, envolvidas na opção do consumidor, poderão ser revisadas para mais ou para menos, quando a perda ou o ganho de mercado alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.(COGERBA,1995)

Cabe observar que para os novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3MW, não se aplicam as restrições acima, sendo de sua livre escolha o fornecedor com quem contratarão a compra de energia elétrica, desde que se classifiquem nas condições abaixo:

- Consumidores de energia elétrica integrantes do complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurando o fornecimento no prazo de até 180 dias contado da solicitação(COGERBA,1995).

## **Autoprodutores**

Os autoprodutores são agentes que produzem eletricidade para a utilização prioritária em seus processos produtivos. Neste caso, a produção de eletricidade pode ser acompanhada ou não da produção de outras formas de energia, tais como calor ou energia mecânica, ficando evidente as oportunidades para a cogeração, ainda não qualificada na legislação. Em muitos casos, estas empresas poderiam dispor de excedentes de eletricidade, em condições de fornecimento horosazonal. caso houvessem condições econômicas que viabilizassem a venda destes excedentes. Esta venda de energia por autoprodutores está, com frequência, associada à otimização no uso de recursos energéticos no âmbito da própria empresa. Deve-se assim ser desenvolvida uma remuneração que incentive esta otimização, sendo neste caso, as concessionárias de distribuição obrigadas a adquirir, guardadas as devidas restrições, toda a energia excedente resultante do processo de otimização e remunerando esta energia por seu

custo evitado, ou seja, o custo marginal associado à produção ou compra deste bloco energético. Ressalve-se ainda que deve haver equilíbrio entre os incentivos acima referidos e as condições de venda de energia.(Eletricidade Moderna,1995)

### **Produtores em Sistemas Isolados**

Produtores em sistemas isolados são agentes que atuam no mercado não atendido pelo sistema interligado. Mediante processo licitatório, será conferido excepcionalmente a estes agentes a possibilidade de atuar de forma integrada nas atividades de transmissão e distribuição, até que a interconexão futura do sistema isolado implique em sua desverticalização(Eletricidade Moderna,1995).

### **Pequenos Produtores Incentivados**

No conjunto das unidades produtoras de energia elétrica podem existir situações qualitativamente distintas que mereçam tratamento específico no plano legislativo. Esse é o caso dos pequenos produtores incentivados, que compreendem os produtores de energia elétrica que fazem uso de alternativas tecnológicas de geração que apesar de não atenderem todas as condições técnicas de confiabilidade de suprimento exigidas pelo sistema de transmissão aos demais geradores, devem ser incentivados em função da necessidade de desenvolvimento tecnológico das alternativas ou dos benefícios indiretos ou externos gerados pelas mesmas, tais como redução de impactos ambientais. Incluem-se, nesta categoria de produtores, por exemplo, os geradores a partir de pequenas centrais hidrelétricas, da energia eólica e solar, da biomassa renovável e de resíduos agrícolas e urbanos (Eletricidade Moderna,1995)

### **3.2.2 Legislação Brasileira para Autoprodução e Cogeração**

A legislação brasileira relativa à autoprodução ou produção independente é bastante explícita quando trata do aproveitamento dos potenciais hidráulicos pela iniciativa privada. No tocante a implantação de usinas termelétricas, contudo, esta legislação não distingue devidamente nem qualifica os produtores, ignorando também a problemática da tarifa de comercialização de energia apropriada a esses novos agentes geradores e todas as dificuldades geradas pelo parque majoritariamente hidrelétrico, principalmente, a questão fundamental de se determinar níveis apropriados de operação e os correspondentes fatores de capacidade para centrais térmicas operando em complementação hidráulica. Pode-se dizer, então, que a legislação brasileira é ainda bastante limitada quanto a autoprodução de energia elétrica e praticamente inexistente em termos de cogeração, a forma mais eficiente de produção termelétrica.

Ainda que já se praticasse a autoprodução na indústria e alguma cogeração, os níveis de capacidade instalada nestes sistemas são pouco expressivos face aos potenciais

estimados. Foi com as primeiras restrições ao investimento público no começo dos anos 80, que se reconheceu o importante papel dos autoprodutores e de forma limitada passou-se a conceder-lhes a possibilidade de transacionar excedentes, inicialmente em sistemas isolados e desde que não utilizassem combustível derivado do petróleo, sempre sobre a égide dos interesses das concessionárias. Em situações excepcionais poderia até mesmo ser determinado aos autoprodutores o suprimento compulsório de energia elétrica.

A portaria DNAEE nº 1474/88, que aprova o estudo do Grupo de Trabalho sobre utilização de excedentes de autoprodutores instituído pelo MME em seus vários aspectos e procura formular propostas de ação, pode ser considerada o ponto de inflexão na política de autoprodução de energia elétrica, passando-se a considerar tais sistemas de suprimento como agentes importantes para "Redução dos Riscos de Déficit de Energia". De forma prática, as recomendações desta portaria resultaram na elaboração da Portaria DNAEE 246/88, que é o instrumento legal básico que deve reger as relações entre autoprodutores e concessionárias. Este documento foi posteriormente complementado pelas portarias DNAEE nº 094/89 e nº 095/89. O eixo central destas três portarias é o estabelecimento de condições para a aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores pelas concessionárias. Exclui-se o emprego de derivados de petróleo, "exceto nos casos de cogeração", sem contudo definir o que se entende por isso. Exigem-se ainda contratos pelo prazo mínimo de 10 anos, com suprimento pelo autoprodutor com "qualidade e confiabilidade" e atendendo aos requisitos de "produção, medição e comunicação", exigidos pelo concessionário. Mantendo basicamente os mesmos termos, com algumas simplificações, a Portaria DNAEE nº 095/89 admitiu a possibilidade de contratos experimentais, com até um ano de duração (Nogueira, 1993)

A portaria DNAEE nº 246/88 detalha e define as condições contratuais, inclusive apresentando um modelo de contrato e estabelecendo preços para a energia excedente, fórmulas de reajuste e condições de faturamento. Inclui-se também, a possibilidade do concessionário efetuar o "transporte de energia elétrica gerada por produtor para fim exclusivo de atender uma nova unidade industrial", desde que no mesmo Estado, condição posteriormente flexibilizada na legislação posterior. Esta portaria também estabelece que o preço do excedente a ser negociado entre o produtor e concessionária não poderá ser superior ao custo marginal de longo prazo da geração dos sistemas interligados, mas não avança qualquer fórmula para a determinação desta tarifa. Embora passível de críticas, esta portaria significou um avanço e forneceu os primeiros elementos para a expansão da autoprodução, tal como ocorreu no setor sucroalcooleiro paulista, contudo de forma ainda bastante contida e portanto com resultados modestos (Nogueira, 1993).

Um avanço do processo de modernização institucional foi a abertura da rede de transmissão através do Decreto 1.009/93, com a criação do sistema nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, que é o organismo responsável para viabilizar a inclusão de agentes autoprodutores e produtores independentes ao parque gerador brasileiro e constitui um importante passo para a aceleração da competitividade na geração e maior estímulo à autoprodução (Nogueira, 1993)

Mais recentemente, a promulgação da Lei N° 8987/95, e da Lei N° 9074/95, introduziram importantes modificações no Setor, com a regulamentação do Artigo 175 da Constituição Federal, que trata da concessão de serviços públicos. Este artigo incube ao Poder Público, na forma de Lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos, e foi regulamentado pela Lei N° 8987 e pela Lei N° 9074, estabelecendo prazos para outorga e prorrogação das atuais concessões e permissões de serviços públicos, além de outras providências (Eletricidade Moderna,1995).

A chamada Lei das Concessões, Lei N° 9074/96 dispõe que a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5000 kW destinada à produção independente é objeto de concessão, mediante licitação, desde que após a publicação do anúncio no Diário Oficial haja outros eventuais interessados, caso contrário, a autorização será outorgada ao requerente sem licitação. Uma usina de mesmo porte, mas destinada à autoprodução é objeto apenas de autorização pelo órgão regulador. Ainda assim, uma usina para autoprodução deverá ser objeto de concessão mediante licitação se a sua potência for superior a 10000 kW. As usinas termelétricas destinadas ao serviço público e superiores a 5000 kW deverão ser objeto de licitação. Qualquer tipo de produtor da iniciativa privada cuja usina tenha potência igual ou inferior a 5000 kW, está dispensado de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas comunicar a implantação da planta termelétrica ao poder concedente. O quadro a seguir apresenta um resumo sobre estas disposições (COGERBA,1995).

**Tabela 3.2** - Procedimentos de concessão para empreendimentos termelétricos (COGERBA,1995)

Capacidade instalada	menor ou igual a 5MW	maior que 5MW e menor que 10 MW	Maior que 10MW
Autoprodução	Comunicação ao poder concedente	Concessão mediante autorização	Concessão mediante licitação
PIE	Comunicação ao poder concedente	Concessão mediante licitação ou autorização	Concessão mediante autorização ou licitação
Serviço Público	Comunicação ao poder concedente	Concessão mediante licitação.	Concessão mediante licitação.

É importante ainda citar a emenda constitucional já aprovada no Congresso, eliminando a distinção entre as empresas brasileiras de capital nacional e as de capital estrangeiro, anteriormente previsto no artigo 171 da Constituição de 1988, extinguindo assim o tratamento diferenciado das empresas de capital nacional na prestação de serviços públicos, dando acesso ao setor de energia elétrica às empresas estrangeiras, reservado até então às empresas de capital nacional, mantido o controle da União.(COGERBA,1995)

Este conjunto de mudanças introduz a concorrência entre empresas do Setor Elétrico Brasileiro e abre importante espaço para a participação da iniciativa privada na exploração dos serviços, até então quase exclusividade de empresas estatais. Observe-se que entende-se por concessão a delegação, por uma autoridade, freqüentemente o Estado, a uma entidade privada ou semi-privada da responsabilidade de executar e fazer funcionar um serviço que, por sua necessidade imperiosa para a vida cotidiana dos cidadãos e da coletividade nacional ou local, é qualificado como serviço público (Eletricidade Moderna,1995). A implementação da nova legislação exigirá profunda reestruturação do órgão regulador, encarregado de regular, normalizar e fiscalizar os serviços públicos de energia, no sentido de dotá-lo de maior autonomia e agilidade para as importantes tarefas que deverá realizar.(Eletricidade Moderna,1995)

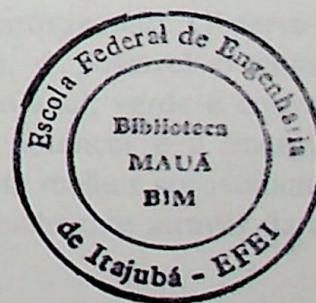
### **Resumo do Marco Legal relativo à Cogeração**

De acordo com a evolução da legislação discutida acima, e considerando o período mais relevante, a seguir se apresentam as principais leis e portarias relativas à autoprodução e à cogeração no Brasil.

- Port. MME N° 852/77, 1977 : Incidência de empréstimo Compulsório em favor da Eletrobrás sobre energia gerada por autoprodutor.
- Port. N° 1634, 1978 : Isenção do Empréstimo quando o vapor produzido tiver aproveitamento industrial (cogeração)
- Port. N° 084 , 1981: Autoriza a aquisição pelas concessionárias de excedente de geração própria de autoprodutores para fornecimento a áreas atendidas por meio de sistema elétrico isolado.
- Port. N° 283 1985 : Faculta aos consumidores autoprodutores de energia elétrica a contratação de demanda suplementar de reserva (atendimento a paralisação ou redução de geração própria)
- Port. N° 096 , 1986 : Ajusta os fornecimentos de energia garantida às unidades consumidoras de autoprodutores.
- Port. DNAEE N° 120 , 1986 : Autoriza os concessionários das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste a negociarem com consumidores com geração própria a redução total ou parcial do consumo de energia elétrica.
- Port. DNAEE N°185 , 1988 : Regulamenta o fornecimento de energia elétrica pela concessionária ao autoprodutor em situação de perda de geração

própria deste último, mediante a contratação de demanda suplementar de reserva.

- Port. DNAEE N°1474 , 1988 : Aprova o estudo do GT sobre utilização de excedentes de autoprodutores instituído pelo MME N°661 de 19.05.1987 contendo os seguintes tópicos:
  - Aspectos legais e institucionais;
  - Aspectos técnicos da interligação /equipamentos;
  - Potencial de autoprodutores;
  - Experiências de Concessionárias e autoprodutores;
  - Aspectos Econômicos e Financeiros;
  - Formulação de Propostas Políticas.
- Port. DNAEE N° 246, 1988.: Regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente de autoprodução pelas concessionárias que integram os sistemas elétricos interligados. Estabelece condições para que autoprodutores negociem o transporte e a permuta de energia elétrica
- Port. DNAEE N°094, 1989 : Aprimora Port.DNAEE 246 simplificando o critério de faturamento.
- Port. DNAEE N°095, 1989 : Estabelece para o sistema elétrico interligado condições específicas para aquisição de energia elétrica excedente de produtor pelas concessionárias em contrato experimental de curto prazo por período máximo de 1 ano.
- Port. DNAEE N°274, 1989 : Estabelece valores limites para negociação na aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores.
- Lei N° 8987, 1995 : Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no Art.175 da Constituição Federal.
- Lei N° 9074, 1995 : Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e introduz a figura do produtor independente.



## 4. ESTUDOS TARIFÁRIOS

Uma condição inicial para o desenvolvimento de estudos relativos à viabilidade de Sistemas de Cogeração em operação interligada com a rede da concessionária refere-se ao quadro tarifário, na base do qual se definem os custos associados ao suprimento convencional de energia elétrica. Neste sentido, desenvolve-se neste capítulo inicialmente uma revisão da presente estrutura de tarifas de eletricidade no Brasil, buscando-se apresentar sua evolução recente, bem como os conceitos e princípios que determinam o valor da potência e energia entregue ao consumidor. A partir deste levantamento se apresenta uma avaliação paramétrica dos custos de energia elétrica para as principais classes de consumidores, procurando-se evidenciar o efeito de distintas práticas operacionais quanto à distribuição horosazonal do consumo e da demanda sobre os custos energéticos resultantes.

### 4.1 - A Estrutura Tarifária para Energia Elétrica no Brasil

A atual estrutura tarifária brasileira é decorrente de um esforço de reestruturação e revisão, empreendido a partir de início dos anos oitenta, cujo principal objetivo foi a racionalização do uso de energia e a adequada valorização da energia de acordo com seu custo de produção, transmissão e distribuição. A preocupação com a racionalização surgiu a partir dos cortes drásticos de investimentos para expansão no Setor Elétrico devido à crise econômico-financeira neste período, tornando-os insuficientes para o atendimento da demanda prevista, que manteve-se crescente apesar da crise. Vale lembrar que durante a segunda metade da década passada, tanto consumidores da Região Nordeste como da Região Sul passaram por períodos de racionamento de energia elétrica (DNAEE, 1990)

Fundamentalmente com base na Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica (DNAEE, 1981), e nos trabalhos posteriores relativos ao desenvolvimento de metodologias de análise de carga, custos, construção e aplicação de tarifas; foi elaborado o quadro tarifário para energia elétrica utilizado no Brasil atualmente (DNAEE, 1990). Tais tarifas contemplam distintos grupos de consumidores, definidos basicamente pela tensão de fornecimento, atribuindo-se valores à energia consumida e à potência requerida (tarifa binômica), para os diferentes períodos de consumo, segundo uma segmentação em horários de ponta e fora de ponta e em período úmido e seco (tarifa horosazonal). Observe-se que, em vários casos, para um mesmo grupo de consumidores, é possível o consumidor selecionar ainda entre distintos tipos de tarifas, rotuladas como azul, verde e convencional (não horosazonal), que atribuem valores diferentes para a potência e a energia. Esta diferenciação visa induzir modulações de carga no sentido de um melhor aproveitamento do sistema elétrico e maior racionalidade na sua expansão, essencialmente através da redução

da demanda e do consumo no horário de ponta, obtida pela modulação horária, assim como no período seco, no caso de modulação sazonal. A seguir se apresentam os principais elementos desta estrutura tarifária.

#### 4.1.1 Definições

Ao longo do tempo, tem se consolidado uma terminologia específica para a área de tarifas de energia elétrica, cujas definições básicas são dadas abaixo:

**1. Demanda Registrada :** É a potência máxima registrada pelo consumidor, em kW, integralizada ao longo de um determinado período de tempo.

**4. Demanda Contratada :** É a potência contratada pelo consumidor com a concessionária, em kW, sobre a qual a parcela da tarifa referente à demanda é calculada, ou seja, não importando qual seja a demanda registrada, a tarifa será cobrada sobre o valor da contratada.

**3. Consumo :** É a energia elétrica consumida, em kWh, em um determinado período de tempo.

**4. Subgrupos Tarifários :** Correspondem aos grupos nos quais são subdivididos os consumidores de acordo com a tensão de fornecimento pela concessionária, cujo valor está associado basicamente ao consumo de energia. Assim, grandes consumidores usualmente são atendidos sob tensões elevadas. As tarifas são diferenciadas para cada subgrupo, classificados conforme a tabela abaixo em função da tensão de fornecimento:

**Tabela 4.1 - Grupos Tarifários (DNAEE, 1990)**

Subgrupos	Tensão de Fornecimento (kV)
A1	230 ou mais
A2	88 a 138
A3	69
A3a	30 a 44
A4	2,3 a 25
AS	Subterrâneo

**5. Horário de Ponta :** É o período composto por três horas consecutivas, de acordo com o ajustado entre concessionária e consumidor, no intervalo compreendido, diariamente, entre 17:00 e 22:00. É feita uma exceção nos feriados nacionais, sábados e domingos para os subgrupos A.1, A.2, e A3 e nos sábados e domingos para as unidades consumidoras atendidas nos subgrupos A4 e AS.

**6. Período Seco:** É o período compreendido de maio a novembro, inclusive, para cada ano.

**7. Período Úmido:** É o período compreendido de dezembro de um ano até abril do ano seguinte, incluindo estes meses.

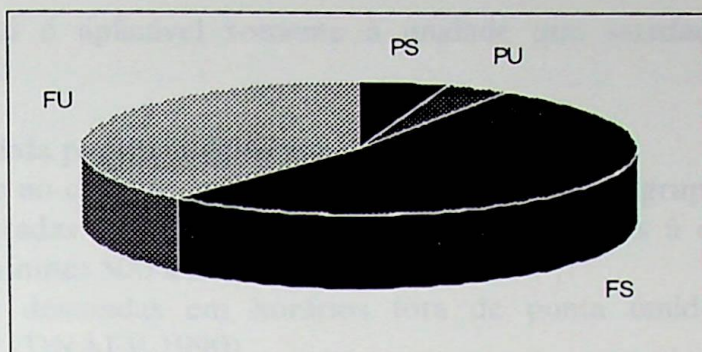
**8. Tarifa de Ultrapassagem:** É o valor cobrado por kW de demanda registrado acima do valor contratado na concessionária, sendo contudo permitida uma folga de até 10 % desta demanda (DNAEE,1990).

#### 4.1.2 Tarifa Azul

Este tipo de tarifa é destinada aos consumidores de grande porte com elevado fator de carga, embora seja também opcional para os demais. Trata-se de uma tarifa binômica horosazonal, cuja a fatura é constituída de quatro fatores de multiplicação para consumo sendo um para cada segmento horosazonal e dois para demanda, para ponta e fora de ponta. A duração dos segmentos horosazonais é mostrada na Tabela 4.1, apresentando-se na Figura 4.1 uma visualização da importância relativa de cada segmento, para médio e grande consumidor, para os quais se excluem os feriados nacionais. Como o número de feriados não coincidentes com o final de semana varia a cada ano, nestes exemplos foi considerado o ano de 1996(DNAEE,1990).

**Tabela 4.2 - Segmentos Horosazonais (1996)**

Segmentos	Símbolos	duração (h)
Horário de ponta para período seco	PS	465
Horário de ponta em período úmido	PU	321
Horário fora de ponta em período seco	FS	4599
Horário fora de ponta em período úmido	FU	3375



**Figura 4.1** - Distribuição dos segmentos horosazonais (1996)

A legislação atual brasileira eliminou a equalização tarifária, podendo cada concessionária adotar o valor básico de tarifas mais adequado à seu caso. Da mesma forma, os impostos estaduais (ICMS - Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços), incidem com diferentes alíquotas em cada Estado. Ainda assim, não se observam grandes variações tarifárias entre as concessionárias. A Tabela 4.3 apresenta os valores da Tarifa Azul para os consumidores da CESP - Companhia Energética de São Paulo (Diário Oficial, 1995)

**Tabela 4.3** - Valores da Tarifa Azul para a CESP (Diário Oficial, 1995)

CESP	Demanda		Ultrapassagem		Consumo - R\$/MWh			
	R\$/kW		R\$/kW		Período Seco		Período Úmido	
Grupos	Ponta	Fora dePonta	Ponta	ForadePonta	Ponta	Fora dePonta	Ponta	Fora dePonta
A1	6,78	1,41	25,14	5,28	38,61	27,32	33,78	23,23
A2	7,29	1,67	27,01	6,17	40,93	29,32	38,18	26,90
A3	9,78	2,67	36,29	9,90	46,37	31,94	41,11	27,57
A3a	11,43	3,82	38,46	12,82	74,97	35,66	69,40	31,52
A4	11,86	3,95	35,57	11,86	77,75	36,96	71,95	32,67
As	12,40	6,06	37,22	18,17	81,36	38,69	75,30	34,19

A tarifa azul é aplicável somente à unidade que satisfaça cumulativamente as seguintes condições:

- a) Seja atendida por meio de sistema elétrico interligado.
- b) Apresente no caso de unidades consumidoras dos subgrupos A.4 e A.S, histórico de demandas registradas nos últimos 6 (seis) meses anteriores à contratação, cujo valor médio seja de, no mínimo 500 kW.
- c) Contrate demandas em horários fora de ponta úmido, com valores nunca inferiores a 500 kW (DNAEE,1990).

Devem ser consideradas ainda as seguintes restrições:

- A demanda contratada para os segmentos fora de ponta de um período seco ou úmido não poderá ser inferior à contratada para o segmento de ponta do mesmo período.
- A demanda contratada para os segmentos de ponta e fora de ponta, do período úmido, não poderão ser inferiores às contratadas para os respectivos segmentos do período seco
- As demandas contratadas para os segmentos fora de ponta não poderão ser inferiores às contratadas no ajuste anterior, para os períodos a serem abrangidos pelo novo contrato(DNAEE,1990).

#### 4.1.3 Tarifa Verde

Esta tarifa é destinada aos consumidores com potência instalada superior a 50kVA e demanda inferior à 500kW, apresentando por suas características de processo ou operação, um baixo fator de carga. Sua aplicação restringe-se aos grupos A3a, A4 e AS. Sua estrutura é binômica com tarifa única para demanda e quatro segmentos horosazonais para o consumo. A Tabela 4.4 apresenta os valores desta tarifa para consumidores da CESP(Diário Oficial,1995).

**Tabela 4.4** - Valores da Tarifa Verde para a CESP (Diário Oficial,1995)

CESP	Demanda R\$/kW	Ultrapassagem R\$/kW	Consumo - R\$/MWh			
			Período Seco		Período Úmido	
Grupo			Ponta	Fora dePonta	Ponta	Fora de Ponta
A3a	3,82	12,82	339,34	35,66	333,78	31,52
A4	3,95	11,86	351,8	36,96	346,03	32,67
AS	6,06	18,17	368,16	38,69	362,13	34,19

Analogamente à tarifa azul, o faturamento da demanda é obtido multiplicando o valor da demanda contratada pelo valor da tarifa. A parcela do consumo é faturada da mesma forma que a tarifa azul.

#### 4.1.4 Tarifa Convencional

Considera-se que esta tarifa se destine a consumidores de baixa tensão com potência instalada inferior a 50kW. Este grupo compreende uma ampla gama de consumidores, desde o residencial, o rural, a iluminação pública e os consumidores industriais até 138 kV de tensão. Trata-se de uma tarifa de estrutura binômia simples para os consumidores industriais e monômia simples para os demais. O faturamento, no caso de consumidores industriais, é feito com um parcela para consumo e outra para demanda. Para os demais é feito com um único preço para o consumo. Tipicamente, os consumidores que optam pela tarifa convencional não constituem potenciais autoprodutores mediante cogeração, particularmente por seu reduzido fator de carga (DNAEE,1996).

**Tabela 4.5 - Valores da Tarifa Convencional para a CESP (Diário Oficial, 1995)**

Grupos:	Demanda R\$/kW	Consumo R\$/kWh
A2	11,57	29,11
A3	12,47	31,39
A3a	4,33	63,34
A4	4,48	65,67
AS	6,63	68,72
Residencial :		
.Até 30 kWh	44,40	
. 31 a 100 kWh	76,11	

#### 4.1.5. Outros aspectos

As tarifas anteriormente apresentadas referem-se a condições ideais de operação e constituem a base de cálculo do preço final da energia oferecida pela concessionária ao consumidor. Por diversos motivos, este preço final é diferente da tarifa de base: impostos, possibilidade de emprego simultâneo de outras tarifas subsidiadas ou favorecidas, existência de ultrapassagem, tarifas de energia reativa, etc. Tais motivos serão brevemente comentados a seguir.

As alíquotas do imposto que incidem sobre o consumo de energia elétrica, o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços -ICMS, variam de Estado para Estado, de acordo com o tipo de consumidor e faixa de consumo, como mostrado na Tabela 2.5. Vale observar que correspondem a incrementos importantes no custo final da energia comprada e que naturalmente, não incidem sobre a energia produzida.

**Tabela 4.6 - Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços-ICMS**  
(Diário Oficial, 1995)

Região	Estado	Empresa	Faixa de Consumo kWh/MÊS	Alíquota
SUDESTE	SÃO PAULO	ELETROPAULO		17 %
		CPFL		17 %
		CESP		17 %
	RIO DE JANEIRO	LIGHT		17 %
		CERJ		17 %
	ESPIRITO SANTO	ESCELSA	0 A 50	12 %
Acima de 50			25 %	
MINAS GERAIS	CEMIG	0 A 50	12 %	
		Acima de 50	18 %	
SUL	PARANÁ	COPEL		25 %
	SANTA CATARINA	CELESC		25 %
	RIO GRANDE DO SUL	CEEE		25 %

Visando aproveitar a energia secundária eventualmente disponível nos períodos de hidraulicidade favorável ou a energia firme decorrente dos excedentes regionais de capacidade e/ou energia, resultantes dos descompassos entre a evolução da demanda e da oferta no Sistema Elétrico, foram criadas nos últimos anos diversas tarifas especiais, como a EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado e a EFST - Energia Firme de Suprimento Temporário (DNAEE,1990). Tais tarifas oferecem energia a custos significativamente inferiores aos da estrutura tarifária descrita anteriormente e destinam-se basicamente a grandes e médios consumidores industriais, que utilizam simultaneamente as tarifas regulares e as especiais, conduzindo a um custo final de energia menor. Embora seja relevante na análise de viabilidade de sistemas de cogeração dispor-se de um valor correto da energia da concessionária, a ampla variação de situações e as incertezas neste quadro dificultam, em um tratamento genérico, a inserção das tarifas especiais no estudo tarifário. Posteriormente, através de análises de sensibilidade, este aspecto poderá ser considerado.

Outro aspecto relevante para a determinação da tarifa efetiva de energia da concessionária refere-se à eventual ocorrência de ultrapassagem da demanda contratada. Trata-se também de um fator de cunho probabilístico, cuja distribuição estatística é utilizada, em alguns consumidores, para a adequada definição da demanda ótima a ser contratada. Considerando o tratamento genérico que se desenvolve no presente estudo, admite-se que não deverão ocorrer ultrapassagens, contudo seu efeito podendo ser estimado através de análises de sensibilidade, como citado para as tarifas especiais.

Recentemente, em abril de 1996, iniciou-se no Brasil a tarifação dos fluxos de energia reativa, como uma evolução da sistemática anterior de multa por ultrapassagem de limites mínimos para o fator de potência. Naturalmente que este aspecto pode ser importante, sobretudo quando se tem em conta a possibilidade de empregar os sistemas de cogeração como controladores ativos do fator de potência, trazendo assim benefícios adicionais além dos associados a geração de energia elétrica. Não obstante, a modelagem deste fenômeno e seu impacto tarifário requer uma definição precisa das condições de projeto e operação de cada sistema, sendo muito difícil sua generalização.

A constante evolução das estruturas tarifárias aponta em um horizonte próximo a adoção de mecanismos ainda mais complexos para atribuir valores à energia elétrica. Este é o caso da tarifação em função da confiabilidade e da qualidade da energia fornecida pela concessionária, temas de imediata relação com os sistemas de autoprodução. Também pelos motivos anteriormente apresentados, estes aspectos não serão considerados, podendo entretanto constituir assuntos a serem explorados como sequência deste trabalho.

## 4.2 Estudo Paramétrico

O estudo paramétrico desenvolvido a seguir permite a análise dos efeitos da variação de alguns parâmetros relevantes sobre os resultados. Assim, serão analisados os impactos dos parâmetros que quantificam a modulação de carga, ou seja, os parâmetros que medem a proporção do consumo afastado da ponta, a redução na demanda contratada, e o afastamento do consumo no período seco. Tal estudo paramétrico pretende demonstrar os efeitos da modulação para distintos consumidores, de pequeno, médio ou grande porte. Os resultados representam portanto o quanto a tarifa, absoluta ou relativa, pode ser reduzida com a modulação.

### 4.2.1 Parâmetros de modulação adotados

#### a) Parâmetro $\gamma$

O parâmetro gama, que indica a modulação horária do consumo, relaciona a energia consumida na ponta e o consumo total verificado, ao longo de um ano, sendo definido como:

$$\gamma = \frac{E_p}{E_T} \quad (4.1)$$

Onde  $E_p$  é a energia elétrica anual total consumida na ponta e  $E_T$  corresponde à energia elétrica anual total consumida, dada pela soma das energias consumidas na ponta e fora de ponta.

#### c) Parâmetro $\tau$

O parâmetro  $\tau$  relaciona as demandas efetivas nos períodos de ponta e fora de ponta, fornecendo uma indicação da modulação horária da demanda de potência, sendo definido como :

$$\tau = \frac{D_p}{D_{fp}} \quad (4.2)$$

Onde  $D_p$  é a demanda contratada para o período de ponta e  $D_{fp}$  é a demanda contratada para o período fora de ponta

### c) Parâmetro $\sigma$

Fornecendo uma indicação da modulação sazonal, o parâmetro  $\sigma$  relaciona a energia consumida no período seco com o consumo total anual, sendo dado pela expressão a seguir:

$$\sigma = \frac{E_s}{E_T} \quad (4.3)$$

Onde  $E_s$  corresponde à energia consumida no período seco e  $E_T$  a energia consumida total, ao longo do ano.

Para desenvolver a análise paramétrica, deve-se então variar os parâmetros  $\gamma$ ,  $\tau$  e  $\sigma$  desde os respectivos valores na ausência de modulação até os valores nulos, que significaria a modulação ótima para cada parâmetro. Isto ocorre porque o consumo seria, sob tais condições, totalmente desviado para o horário fora de ponta e para o período úmido e não haveria necessidade de se contratar demanda para o horário de ponta. Observe-se que o sentido de ótimo neste caso prende-se ao quadro tarifário, mesmo que valores nulos correspondam à eventual subutilização dos sistemas energéticos. Apresenta-se a seguir os valores limites para os parâmetros de modulação, indicando-se ainda as relações entre estes parâmetros.

Para o cálculo do valor de  $\gamma$  na situação não modulada,  $\gamma_{\text{não mod}}$ , considera-se que a curva de consumo energético não varie entre os vários segmentos horosazonais, e assim devem ser atendidas as seguintes condições:

$$FCps = FCfps = FCpu = FCfpu \quad (4.4)$$

$$\tau = 1$$

Onde  $FCps$ ,  $FCfps$ ,  $FCpu$ ,  $FCfpu$  correspondem respectivamente aos fatores de carga elétrica na ponta e fora da ponta. Logo, tem-se que:

$$FCps = \frac{D_{fp} \cdot nht \cdot FCg \cdot \gamma \cdot \sigma}{D_p \cdot nhps} = \frac{\gamma \cdot FCg \sigma}{\tau \left( \frac{nhps}{nht} \right)} \quad (4.5)$$

$$FCf_{ps} = \frac{D_{fp} \cdot nht \cdot FCg \cdot (1 - \gamma) \cdot \sigma}{D_{fp} \cdot nhfps} = \frac{(1 - \gamma) \cdot FCg \sigma}{\left(\frac{nhfps}{nht}\right)} \quad (4.6)$$

$$FCf_{pu} = \frac{D_{fp} \cdot nht \cdot FCg \cdot (1 - \gamma) \cdot (1 - \sigma)}{D_{fp} \cdot nhfpu} = \frac{(1 - \gamma) \cdot FCg(1 - \sigma)}{\left(\frac{nhfpu}{nht}\right)} \quad (4.7)$$

$$FCp_u = \frac{D_p \cdot nht \cdot FCg \cdot \gamma \cdot (1 - \sigma)}{D_p \cdot nhpu} = \frac{\gamma \cdot FCg(1 - \sigma)}{\tau \left(\frac{nhpu}{nht}\right)} \quad (4.8)$$

Onde  $D_{fp}$  e  $D_p$  correspondem respectivamente a demanda de potência observada nos períodos fora de ponta e na ponta,  $nht$  é o número de horas total do ano (8760 horas),  $nhps$ ,  $nhpu$ ,  $nhfps$ ,  $nhfpu$  são respectivamente número de horas do segmentos de ponta seco, ponta úmido, fora de ponta seco e fora de ponta úmido.  $FCg$  é o fator de carga global (médio anual).

Fazendo-se finalmente  $FCps = FCfps = FCpu =: FCfpu$

e  $\tau = 1$

$$\gamma_{nao\ mod} = \frac{1}{((nhfps + nhfpu)/(nhps + nhpu) + 1)} \quad (4.9)$$

Logo, haverá um  $\gamma$  não modulado que dependerá do número de horas de cada segmento.

O valor do parâmetro  $\gamma$  está sujeito também a um limite máximo assim como a um limite mínimo, definindo assim uma região dentro da qual o seu valor é factível. O limite máximo decorre da restrição da demanda na ponta ser no máximo igual à demanda fora de ponta, uma imposição da legislação tarifária. Logo, ao se considerar um fator de carga global e um dado  $\tau$ , existe um valor máximo de  $\gamma$ , correspondente à situação de modulação ótima de potência no segmento de ponta úmido ou de ponta seca, isto é, o fator de carga em um dos dois segmentos é unitário, decorrendo disso duas fórmulas para o cálculo do máximo, cujo maior resultado do cálculo será o valor do máximo. Como, pode-se mostrar que:

$$\gamma_{\max} = \frac{\tau \cdot (\text{nhps}/\text{nht})}{\sigma \cdot \text{FCg}} \quad (4.10)$$

ou

$$\gamma_{\max} = \frac{\tau (\text{nhpu}/\text{nht})}{(1 - \sigma) \cdot \text{FCg}} \quad (4.11)$$

Por sua vez, o valor mínimo de  $\gamma$  é decorrente da restrição de que o fator de carga no segmento fora da ponta seco ou no segmento úmido deve ser menor ou igual a um. Sendo  $\tau$  e a demanda fora de ponta dados conhecidos, o afastamento do consumo da ponta para fora da ponta terá o limite determinado pelo valor máximo da energia nos segmentos úmido ou seco do período fora de ponta, e conseqüentemente, fornecerá um valor mínimo na ponta que será traduzido pelo  $\gamma$  mínimo. Assim, para  $\text{FCfps} \leq 1$ , temos as seguintes fórmulas para o cálculo de  $\gamma$  mínimo,

$$\gamma_{\min} = 1 - \frac{(\text{nhfps}/\text{nht})}{\sigma \cdot \text{FCg}} \quad (4.12)$$

ou

$$\gamma_{\min} = 1 - \frac{\text{nhfp}/\text{nht}}{\text{FCg}} \quad (4.13)$$

De modo análogo, o limite superior para o parâmetro  $\tau$  é também consequência da restrição imposta pelo valor máximo da demanda no horário de ponta, cujo valor máximo deve ser igual ao valor da demanda contratada para o período fora de ponta e, assim,  $\tau$  é no máximo igual a um, representando também o valor de  $\tau$  não modulado. Para o cálculo do limite mínimo, dado o parâmetro  $\gamma$  e um fator de carga global, assim como a demanda fora de ponta, deve-se seguir o raciocínio já utilizado para a determinação do limite mínimo de  $\gamma$ . Da mesma forma, haverá um  $\tau$  mínimo determinado também pela energia mínima a ser consumida no período de ponta a fim de que o fator de carga fora de ponta no segmento úmido ou seco seja no máximo igual a 1, obtendo-se como se segue:

$$\tau_{\min} = \frac{\sigma \cdot FC_g \cdot nht \cdot \gamma}{nhps} \quad (4.14)$$

ou

$$\tau_{\min} = \frac{(1 - \sigma) \cdot FC_g \cdot nht \cdot \gamma}{nhpu} \quad (4.15)$$

O valor não modulado de  $\sigma$  foi determinado através do recurso solver da planilha Excel aplicado aos valores da planilha de simulação de tarifa. Estabelecendo-se como meta que o valor de  $\gamma$  seja igual ao valor  $\gamma_{\text{sem modulação}}$ , que o parâmetro  $\tau$  seja igual a 1 e que os fatores de carga de cada período tenham o mesmo valor, obtém-se como resultado o valor de  $\sigma$  para o caso sem modulação.

O limite de um fator de carga também seria necessário. Não se calcula este limite mas é requerido novo valor de fator de carga global durante a simulação se o fator de carga de algum segmento horosazonal é ultrapassado. Ou seja, se todos os parâmetros têm seus limites testados, e ainda assim há um fator de carga que atinge um valor maior que um, o programa vai requerer um novo valor para o fator de carga elétrico global.

## 5. MODELOS CONTRATUAIS PARA COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTES

Neste capítulo se desenvolve uma breve discussão dos modelos contratuais empregados para formalizar as relações entre autoprodutores com geração de excedentes energéticos e as concessionárias com quem devem operar interligados. Foram considerados quatro modelos básicos de contratos, sendo que um deles reflete a prática adotada em anos recentes por algumas concessionárias brasileiras. Adiante, estes modelos serão considerados aplicados à simulação de sistemas decogeração.

### 5.1 INTRODUÇÃO

Os mecanismos econômicos e operacionais de contrato usados nos acordos para compra de eletricidade pela concessionária da energia excedente produzida por autoprodutores têm um impacto direto no preço da eletricidade e nas taxas de crédito da concessionária e na viabilidade do empreendimento para o autoprodutor (Moulton, 1993, e Abbot e Marshella, 1992). Assim, é decisivo para o investimento do autoprodutor que sua energia disponibilizada para a rede da concessionária tenha uma remuneração adequada, a fim de viabilizar a instalação de uma sobrecapacidade na planta de potência. Evidentemente que tal sobrecapacidade pode interessar a concessionária, desde que o valor pago pela energia produzida seja menor ou igual ao seu próprio custo marginal.

Da adequação destes contratos ao conjunto de interesses no âmbito da indústria da energia elétrica podem surgir estímulos ou obstáculos à expansão da capacidade instalada em autoprodução e por consequência, em cogeração. Como um exemplo recente, os contratos para compra de eletricidade de produtores tipo NUG (“non-utility generators”) executados no mercado de concessionárias de eletricidade dos Estados Unidos, freqüentemente não tem sido capazes de integrar de modo eficiente o suprimento de energia contratado com o suprimento existente na concessionária (Dorris e Mount, 1994). Isto é particularmente verdade quando contratos de longo prazo são escritos apenas para energia entregue a rede. Desde o seu estágio inicial, antes de 1990, o mercado competitivo de eletricidade nos Estados Unidos amadureceu significativamente, apresentando uma variedade de problemas que emergiram a medida que os autoprodutores e produtores independentes se tornaram uma fonte de peso para nova capacidade das concessionárias (Dorris e Mount, 1994). As eficiências econômicas potenciais dos mercados de eletricidade competitivos, como custos reduzidos e riscos de operação e financeiros mais baixos para investidores, estão sendo enfraquecidos através de contratos ineficientes de compra de eletricidade. O desafio é, então, melhorar a eficiência econômica e a integridade de operação da tradicional concessionária supridora de eletricidade dentro de um mercado mais competitivo. Os modelos contratuais procuram o aumentar os

benefícios para os investidores contratando eletricidade de uma forma eficiente enquanto controla possíveis perdas para os acionistas da concessionária ou para os NUGs.

Outro aspecto importante refere-se à tendência mundial de incrementar a plantas de potência de menor porte em detrimento aos grandes investimentos na área de energia. Este é o caso dos autoprodutores, cuja eletricidade a ser disponibilizada deve atender a parte do crescimento de demanda sendo então de fundamental importância mecanismos contratuais que estimulem a venda de excedentes integralizando-os a concessionária de forma satisfatória.

Este capítulo apresenta as formas de contrato pesquisadas e propostas cujos efeitos são analisados na simulação, sendo que dentre elas apenas uma está em vigor no Brasil, o contrato adotado pela Companhia Paulista de Força e Luz para compra de excedentes em energia.

## 5.2 Modelos de contrato

Foram estudados neste trabalho quatro modelos de contrato. O modelo de Tarifa Plana é o mais simples, com um preço único para a energia, enquanto o modelo horosazonal segue a estrutura tarifária, com uma remuneração diferente para cada segmento. O contrato que remunera o investimento e considera os custos operacionais foi abordado de forma crítica, à título de ilustração. Finalmente, o contrato praticado pela CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, concessionária do Estado de São Paulo, que remunera potência disponibilizada e energia transferida, também é apresentado. Exceto para o contrato que remunera os custos de investimento e operacionais, os preços da energia elétrica vendida calculada para cada contrato são parâmetros variáveis na simulação efetuada adiante, cujos efeitos foram analisados.

### 5.2.1 Contrato com tarifa plana

Este foi o primeiro contrato utilizado nos Estados Unidos para os NUGs e representou uma parcela majoritária dos contratos para venda de energia para concessionária. A energia é remunerada na base de um valor unitário, em \$/kWh, como mostra a seguinte fórmula:

$$E = \sum_{i=1}^N P^* e_i \quad (5.1)$$

Onde :

$P^*$  = Preço da energia por hora  $i$  com o "\*" indicando o preço ajustado periodicamente de acordo com escalonadores pré-determinados ou com um índice de escalonamento.

$e_i$  = energia em kWh entregue a rede pelas  $i$  horas

$N$  = número de horas do período (ex., mês)

$E$  = Preço a ser pago ao produtor para o período

Deve-se observar que o contrato com Tarifa Plana é ineficiente pois não leva em conta a dinâmica operacional da concessionária e sua variação horária de custos. O NUG poderá maximizar seus lucros produzindo eletricidade sempre que possível, independente dos custos operacionais relativos à concessionária.

Consequentemente, contratos com Tarifa Plana resultam em custos maiores para a concessionária, sempre quando o preço de contrato é mais alto que os reais custo marginal de capacidade e custos de energia para uma proporção de tempo substancial. Esses contratos podem representar um risco de mercado a medida que preços maiores que praticados no mercado podem causar perdas nas vendas e nos ganhos da concessionária. Em particular, contratos com preços cujos escalonamentos são baseados em projeções apresentam riscos ao divergir dos preços competitivos de mercado ao longo da vida do contrato. (Dorris e Mount, 1994)

## NÍVEL DE PREÇO

### • Contratos de Curto Prazo

Para os contratos de curto prazo, a tarifa de energia foi considerada como igual a 1/3 da tarifa média de suprimento da CESP para a CPFL e limitado a 1/3 da tarifa média de fornecimento da CPFL, seguindo o modelo CPFL que é apresentado adiante neste capítulo. Assim, o valor médio para contratos de curto prazo com tarifa plana é de R\$ 11,87/MWh (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

### • Contratos de Longo Prazo

Para os contratos de longo prazo a tarifa de energia utilizada foi de R\$ 35,338/MWh (Relatório à diretoria da CPFL, 1996). Esta é a tarifa de energia utilizada até que a tarifa média de suprimento de energia da CESP ultrapasse esse valor.

## 5.2.2. Contrato com a Tarifa Horosazonal

Este é um contrato baseado no modelo de tarifa horosazonal, composto de quatro preços para remuneração diferenciada para cada segmento horosazonal, ponta e fora de ponta, períodos úmido e seco. Os valores da energia a ser vendida para a concessionária seguem a mesma razão entre os preços da estrutura da tarifa horosazonal para cada segmento. O preço

base considerado é o preço do horário de ponta seca baseado no custo marginal para o período seco, R\$ 35,61 (Relatório à diretoria da CPFL,1996), no caso de contrato de longo prazo é igual a 1/3 deste valor para contratos de curto prazo conforme nível de preço estipulado pela CPFL para o contrato em vigor. Os valores restantes são calculados em função do segmento de ponta seca, seguindo as seguintes razões. A tabela a seguir apresenta estes valores em termos relativos e para a venda de energia, considerando contratos de longo e de curto prazo. Observe-se que por contrato de longo prazo adota-se geralmente 10 anos de prazo, que pode ser considerado exagerado para um produtor privado.

**Tabela 5.1 - Preços de excedentes de energia, modelo de contrato com tarifa horosazonal**

Segmentos	Fração do Preço Base	Preços para contratos de Longo Prazo(R\$/MWh)	Preços para <sup>curto</sup> contratos de Longo Prazo(R\$/MWh)
Ponta Seco	1	35,61(Valor base)	11,87(Valor base)
Ponta Úmido	0,88	31,34	10,44
Fora de ponta Seco	0,71	25,28	8,43
Fora de ponta Úmido	0,6	21,36	7,12

### 5.2.3. Contrato para Remuneração de Investimento e Custos Operacionais

Um contrato desse tipo poderá prover a concessionária que adquire energia de um autoprodutor, do mesmo grau de eficiência econômica e do mesmo controle operacional que apresenta em suas próprias plantas geradoras (Dorris e Mount,1994). Vale notar que essa afirmação é factível para o caso de concessionária que se utiliza de plantas térmicas. No contexto brasileiro contudo, onde tipicamente se utiliza a hidroeletricidade, este contrato não terá o mesmo efeito. Este contrato tem um componente de capacidade e um componente de energia como mostra a seguinte fórmula:

$$E = \sum_{i=1}^N (h^* f_i e_i + c_i k^*) \quad (5.2)$$

Onde :

$c_i$  = Capacidade disponível

$k_i$  = custo de capacidade em \$/kW

$h^*$  = consumo específico de calor em MJ / kWh

$f_i$  = preço de combustível por hora em \$/ MJ

O primeiro termo a direita representa o custo de combustível para a energia elétrica produzida e o segundo termo representa o pagamento pela capacidade disponibilizada. O

custo de capacidade deve refletir os custos fixos para fornecer potência além de incluir taxas, pagamentos de capital, operação e manutenção, depreciação. O custo variável da energia é o produto entre o consumo específico e o preço de combustível vezes a energia entregue à rede. O consumo específico de calor é normalmente predeterminado de uma análise preliminar da planta na condição de projeto, com um fator adicional para garantir lucratividade. A energia vendida será sempre igual ou maior que o custo médio de produção de energia de forma a evitar perdas econômicas ao longo do contrato.

Este contrato, assim como o seu variante que considera um consumo específico variado não é satisfatório na sua operação, pois remuneraria a energia produzida ineficientemente com um preço maior, já que a fórmula demonstra que quanto maior o consumo específico maior o preço da energia. No presente trabalho este modelo é apresentado apenas de forma ilustrativa, pois ainda que fosse de concepção correta, o preço a ser eventualmente pago pela concessionária estaria acima dos custos marginais do Sistema Elétrico Brasileiro, pois decorreria diretamente da operação de centrais termelétricas.

#### **5.2.4. Contrato tipo CPFL**

Este é o modelo de contrato adotado pelo Programa de Intercâmbio de Energia Elétrica com Autoprodutores da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL. Com a perspectiva de aumento do risco de déficit de energia e dificuldades de atendimento no horário de ponta do Sistema Interligado Sul/Sudeste, conforme relatório "Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético dos Sistemas interligados S/SE/CO e N/NE no Período 1996/1998", apresentado na Reunião do Conselho Deliberativo realizada no Rio de Janeiro em 20/08/96, algumas medidas emergenciais foram sinalizadas pelo Grupo Coordenador de Operação Interligada - GCOI, sendo necessária a implementação de ações determinantes. A expansão da Cogeração apresenta-se como uma das opções para o incremento da oferta de energia.

Com base nessa projeção, o Programa propõe os seguintes modelos para permitir a operação interligada com autoprodutores e a eventual aquisição de seus excedentes de energia, sobretudo considerando as usinas de açúcar e de álcool:

##### **1. CONTRATO DE PARALELISMO SEM SUPRIMENTO:**

Este contrato é adequado aos autoprodutores que tenham apenas déficit de energia em sua operação, pois não trata de suprimento à rede. Consiste em um fator adicional à fatura de energia do produtor, que estará ligado em paralelo à rede.

- **Condicionantes Operacionais**

- Todos os custos para adequação do sistema elétrico local da CPFL, serão arcados pelo autoprodutor. Isto inclui eventuais novas linhas e reforço das existentes, sistema complementar de medição, etc.

- Os autoprodutores e os produtores independentes deverão atender as exigências da legislação em vigor quanto à concessão e autorização do poder concedente, apresentando no mínimo o protocolo do processo encaminhado ao DNAEE e requisitos técnicos estabelecidos pela CPFL para operação em paralelo

#### • Modelo Comercial

Durante a vigência do contrato de paralelismo, o autoprodutor pagará à concessionária, neste caso a CPFL, adicionalmente à fatura normal de energia elétrica, valor mensal correspondente ao preço da operação em paralelo, calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$FOP = PG \times TP \quad (5.3)$$

Onde:

FOP = Faturamento mensal da operação em paralelo

PG = Potência nominal de geração própria do autoprodutor, em MW, colocada em paralelo com o sistema elétrico da CPFL

TP = Taxa para operação em paralelo.

Para fins de faturamento, o valor de PG será, no mínimo, de 5 MW, para todos os autoprodutores ligados em paralelo. A taxa referente à operação em paralelo será cobrada integralmente, durante o período do contrato, independentemente do número de dias do mês em que a operação em paralelo ocorrer efetivamente, tendo com base no valor da potência em geração colocada em paralelo. Observe-se que a operação dos geradores do autoprodutor sincronizados com a rede da concessionária eleva significativamente a confiabilidade do atendimento as cargas do próprio autoprodutor, constituindo este fator o elemento que justifica o pagamento desta taxa de operação em paralelo (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

#### 2. CONTRATOS DE PARALELISMO COM SUPRIMENTO:

Estes são os contratos para autoprodutores cujo processo gera excedentes em energia. São os contratos para remuneração de excedentes que podem ser de curto e longo prazo. As condições apresentadas a seguir naturalmente refletem as pautas específicas da CPFL, que entretanto podem ser consideradas razoavelmente similares às das demais concessionárias brasileiras, particularmente aquelas cuja capacidade própria de geração é marcadamente inferior à demanda verificada em seu mercado. Este é o caso da maioria das distribuidoras

estaduais no Brasil, que adquirem energia em maior das supridoras do sistema interligado (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

### • **Contratos de Curto Prazo**

- a) A nova política possibilita aditamentos aos contratos de curto prazo já firmados com autoprodutores que concordarem em aumentar o montante de demanda de suprimento bem como firmar novos contratos experimentais de curto prazo com autoprodutores.
- b) Os novos contratos experimentais de curto prazo deverão seguir as seguintes orientações básicas:
  - Poderão ser celebrados novos contratos experimentais de suprimento de energia elétrica de curto prazo com autoprodutores, com vigência de três anos a partir de 1997. Anualmente poderão ser ajustados entre as partes, através de aditamento ao contrato, o período de fornecimento ao longo do ano, o preço e a quantidade de energia elétrica a ser suprida no ano, dependendo das condições globais e comportamento do mercado da CPFL previstas para o ano.
  - Atender os pedidos de paralelismo com suprimento, respeitados os requisitos técnicos e resguardados os interesses da CPFL.
  - Todos os custos de investimentos e despesas para adequação do sistema elétrico da CPFL, necessários à interligação, serão custeados pelo autoprodutor, à semelhança do contrato de paralelismo sem suprimento anteriormente apresentado.
  - A Demanda de Suprimento Contratada (DSP) mínima será de 1,0 MW (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

### • **Contratos de Longo Prazo**

Ressalvando manter os contratos de longo prazo anteriormente já firmados com a Usina Santa Elisa S.A e Companhia Açucareira Vale do Rosário, a CPFL propõe que os novos contratos de longo prazo a serem estabelecidos com autoprodutores deverão seguir as seguintes orientações básicas:

- Poderão ser celebrados novos contratos de suprimento de energia elétrica de longo prazo com demanda de suprimento mínima de 2 MW e vigência de dez anos a partir de 1997.
- Todos os custos de investimentos e despesas para a adequação do sistema elétrico da CPFL, necessários à interligação, serão custeados pela CPFL, com possibilidade de negociação para cada caso. Esta é uma diferença importante deste tipo de contrato em

relação aos casos anteriores e pode significar um fator de estímulo à adoção de contratos de maior duração.

- Os novos contratos de longo prazo serão analisados caso a caso e submetidos à aprovação da Diretoria da CPFL (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

### 3. Nível de Preço

- **Contratos de curto prazo**

A CPFL propõe a adoção de uma tarifa de energia para contratos de curto prazo ( $TE_c$ ), correspondente a 1/3 da tarifa média de suprimento da CESP para a CPFL e limitado a 1/3 da tarifa média de fornecimento da CPFL. Estes valores já foram apresentados anteriormente, no tópico referente ao nível de preço para o modelo com tarifa plana.

- **Contratos de longo prazo**

A tarifa de energia para contratos de longo prazo ( $TE_L$ ), será de R\$ 35,338/ MWh, até que a tarifa média de suprimento CESP, ultrapasse esse valor. A partir de então,  $TE_L$  passa a ter o mesmo valor que a tarifa média de suprimento CESP. Tal postura resguarda os interesses da concessionária quanto aos riscos de ver-se obrigada a adquirir energia sob custos mais elevados do que os valores praticados por seu tradicional supridor.

Para os anos de 1997 e 1998, deverão ser repassados ao autoprodutor com contrato de longo prazo, os custos adicionais com geração térmica, compensáveis através da CCC. Este é outro aspecto importante, que no bojo das modificações que devem ocorrer no quadro institucional do Setor Elétrico brasileiro poderão passar por modificações, com conseqüentes redefinições ainda por esclarecer. Daí certamente pode se depreender porque se sinaliza o uso de recursos da CCC apenas até 1998 (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

### 4. Modelo Comercial

Com o objetivo de remunerar a energia em função de sua qualidade, a CPFL propõe a fórmula paramétrica abaixo, estruturada no conceito de fator de carga de geração e na sua experiência ao longo de seu programa de operação interligada com autoprodutores, certamente a mais significativa dentre as concessionárias brasileiras.

O faturamento mensal do suprimento do autoprodutor à CPFL será efetuado conforme segue:

$$FS = a \times ES_F \times TE + b \times (ES - EC_p) \times TER \quad (5.4)$$

Onde:

FS = Faturamento mensal de suprimento de energia elétrica efetuado pelo autoprodutor

TE = Tarifa de suprimento de energia

TER = Tarifa de energia registrada, publicada mensalmente pelo DNAEE, decorrente da otimização eletroenergética dos sistemas elétricos e da variação do mercado

ES = Energia mensal registrada.

ES<sub>F</sub> = Energia mensal faturável, limitada ao valor ponderado.

EC<sub>p</sub> = Energia contratada ponderada para o mês, proporcional ao número de horas do período de faturamento.

a e b = fatores de ajuste, definidos conforme as seguintes relações:

$$a = \frac{ES}{0,95 \times D \times h} \quad b=0, \text{ se } \frac{ES}{EC_p} \geq 0,7 \text{ ou } b=1, \text{ se } \frac{ES}{EC_p} < 0,7$$

Onde

D = Maior valor tomado entre a Demanda de Suprimento Contratada(DSP), e a demanda máxima de suprimento registrada por medição no período de faturamento, com período de integralização de 6 horas (curva de duração).

h = Número de horas do período de faturamento (Relatório à diretoria da CPFL, 1996).

O multiplicador a primeiro termo da fórmula entre parênteses poderia representar um fator de carga se fosse ignorado o fator 0,95 no divisor. Este primeiro termo representa a remuneração pela energia suprida e o segundo termo representa um desconto no valor para o caso em que o suprimento for menor que 70 %. Tal fórmula deixa evidente o interesse da concessionária em remunerar de forma diferenciada a energia dos autoprodutores segundo sua estabilidade de suprimento, pois apenas os autoprodutores cujos excedentes apresentem pequena variação de potência receberão maiores valores. A tabela abaixo foi retirada do capítulo de resultados da simulação e exemplifica esta forma de valoração, sendo então possível observar que com o aumento do fator a da fórmula contratual há um sensível aumento no valor de venda da energia excedente por MWh para a mesma quantidade de energia contratada. O valor do preço da energia vendida varia

Além disso, devido ao aumento da energia registrada até este valor ser limitado pelo valor da energia contratada. É observável também que a partir de 0,6 de fator de carga, a energia disponibilizada passa a ser maior ou igual a 70% do valor de energia contratada resultando no valor do fator b igual a zero.

**Tabela 5.2** - Exemplos de valores dos parâmetros do contrato CPFL para distintos fatores de carga térmico.

FCT	0,5	0,6	0,7	0,8
Demanda de suprimento máxima (MW)	32426	32426	32426	32426
Demanda de suprimento contratada (MW)	21077	21077	21077	21077
Energia registrada (MWh)	47957	71240	94524	117807
Energia faturável (MWh)	47957	71240	94524	108251
Energia contratada (MWh)	108251	108251	108251	108251
Fator de ajuste a	0,30	0,45	0,6	0,74
Fator de ajuste b	1,00	0	0	0
Energia excedente (MWh)	81760	121472	161184	200896
Energia em déficit (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Preço da energia vendida (R\$/MWh)	5,01	13,55	21,11	24,18

## 6. MODELO COMPUTACIONAL DE SIMULAÇÃO PARA AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Este capítulo descreve o modelo de simulação desenvolvido bem como a metodologia utilizada. São apresentados conceitos de curva de duração, convolução, os dados de entrada e cálculos realizados. Neste capítulo são estabelecidas também as hipóteses concernentes aos cálculos de simulação bem como as constantes e variáveis utilizadas.

### 6.1 INTRODUÇÃO

Os resultados apresentados neste trabalho foram obtidos através de um modelo computacional de simulação desenvolvido utilizando-se a planilha eletrônica Excel 5.0. Esta versão inclui uma subrotina para otimização e diversos recursos que tornam simples e direta a atividade de simular e representar sistemas energéticos. O modelo considerou a operação sob paridade térmica, ou seja, atende-se prioritariamente a carga térmica e a energia elétrica é um subproduto da geração de calor, o que deve, pelo menos em princípio constituir a forma mais usual de operação dos sistemas de cogeração, já a priorização da geração de energia elétrica deverá conduzir a custos unitários superiores aos valores de mercado, tendo em vista o cenário brasileiro.

Para representar as demandas de energia térmica e elétrica foram utilizadas curvas de duração ou monótonas de carga. Nesta acepção, o consumo elétrico foi distribuído em curvas de duração de quatro patamares para os diversos segmentos horosazonais. Esta distribuição foi feita em função do consumo total e do fator de carga global e dos parâmetros de modulação adotados. O perfil de demanda de calor foi considerado independente do período horosazonal e estimado de modo análogo. Este perfil foi utilizado para gerar a curva de energia elétrica cogenerada, através da relação  $\beta$ . Os excedentes de energia elétrica foram previstos através do balanço energético em bases probabilísticas, empregando-se o método da convolução das curvas de demanda e oferta de energia elétrica. O objetivo do modelo é obter os custos operacionais associados ao suprimento convencional e mediante cogeração, cuja diferença corresponde à economia decorrente da implantação do sistema de cogeração. Esta economia deve permitir a amortização dos gastos para implantação da citada planta de cogeração, podendo-se finalmente determinar os valores da taxa interna de retorno, desde que estimados os correspondentes níveis de investimento.

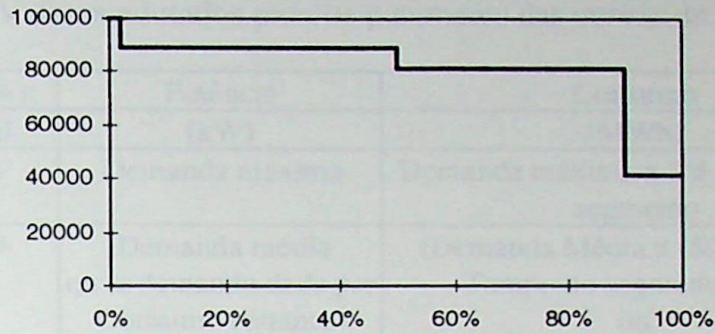
Os cálculos foram feitos em três planilhas distintas, cujos resultados são compartilhados a fim de se chegar ao resultado final indicativo da economicidade do sistema de cogeração frente ao suprimento convencional de calor e energia elétrica. Da planilha de simulação de tarifa obtém-se os custos de compra de energia da concessionária compatível com a estrutura tarifária que seria aplicada ao autoprodutor caso ele optasse por comprar sua energia da rede da concessionária. O pagamento pela venda de eventuais excedentes é calculado na planilha de contratos e todos resultados são então sintetizados na planilha de Estudo Energético e Econômico do Sistema de Cogeração.

Figura 6.1 - Curva de Duração da Carga (Tempo vs. a Demanda (kW))

## 6.2. CURVAS DE DURAÇÃO

Como já indicado, a variação do consumo de energia térmica e elétrica foi apresentada através de curvas de duração de carga. O consumo para cada segmento foi distribuído em curvas de quatro patamares cujos intervalos de tempo são diferentes entre si e fixos para todas as simulações. As curvas de duração de carga elétrica para cada segmento são determinadas a partir do consumo total e da demanda máxima, distribuídos segundo os fatores de modulação. O primeiro patamar da curva de patamares decrescentes é a demanda máxima, um dado que é conhecido ou fornecido ou ainda estimado. Um dos patamares foi definido como a demanda média cujo valor é calculado a partir do fator de carga e demanda máxima para cada segmento, a demanda mínima é tomada como uma parcela da demanda média enquanto o quarto patamar é dado pela demanda decorrente da distribuição do consumo restante no intervalo de tempo a ser preenchido. Durante a simulação, a ordem dos patamares é monitorada a fim de garantir que permaneça decrescente, já que se trata de uma monótona de carga.

O perfil da curva de carga térmica foi mantido constante ao longo dos quatro segmentos horosazonais. O valor da demanda máxima é calculado como sendo igual ao fator Alfa ( $\alpha$ ) multiplicado pela demanda elétrica máxima, tratando-se de um fator que depende apenas das características de cada consumidor (Baletieri, 1989). Assim como as curvas de carga elétrica, a curva de duração de carga térmica está dividida em um patamar de demanda máxima, um patamar de demanda média, um para a demanda mínima e um último, calculado pela distribuição do consumo restante. De forma análoga à curva para energia elétrica, é feito um controle para assegurar que os patamares são decrescentes. Um exemplo de curva de duração é apresentado abaixo:



**Figura 6.1** - Curva de Duração de Carga ( Tempo(%) ) x Demanda (kW))

Para garantir a ordem decrescente da curva deve-se controlar os valores da demanda mínima assim como o valor da demanda calculada, para comportar o consumo restante em um dos patamares, conforme já comentado. O controle é feito sobre o fator delta ( $\delta$ ), definido como :

$$\delta = \frac{D_{\min}}{D_{\text{med}}} \quad (6.1)$$

onde  $D_{\min}$  = demanda mínima, (kW)  
 $D_{\text{med}}$  = demanda média, (kW)

Este fator deve respeitar um limite, definido de modo a garantir que a demanda mínima seja no máximo igual ao patamar imediatamente anterior, ou seja, existe um  $\delta$  máximo. Da mesma forma há um limite inferior, o  $\delta$  mínimo, definido com o objetivo de garantir que a demanda resultante da distribuição do consumo restante seja menor ou igual a demanda máxima. Esses limites foram monitorados para cada variação efetuada durante a simulação.



**Tabela 6.2** - Dados de entrada do modelo de simulação

Tarifa de energia elétrica	* Tensão de fornecimento * Demanda Máxima (energia elétrica) * Fator de Carga Global
Parâmetros de modulação	* $\gamma$ - fator de modulação horária de energia * $\sigma$ - fator de modulação sazonal de energia * $\tau$ - fator de modulação horária de potência
Razões eletricidade/calor	* $\alpha$ do processo (demanda elétrica máxima/ demanda térmica máxima) * $\beta$ da planta (potência elétrica produzida/ calor útil)
Eficiência da Caldeira de Referência	* $\eta_{\text{Cald}} = \frac{\text{Energia Térmica Gerada}}{\text{Energia Fornecida}}$
Eficiência Energética do Projeto de Cogeração	* $\eta_{\text{En}} = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada}}{\text{Energia Fornecida}}$
Dados de Capacidade	* Custo Unitário de Capacidade (\$/kW) * Margem de reserva de Capacidade (%)
Vida Útil Prevista	* adotada entre 15 e 20 anos
Custos de Combustível	* Para cogeração * Convencional
Outros dados econômicos	* Taxa de desconto anual * Fator de custos de O&M (adicional em relação ao suprimento convencional, sobre custos de investimento) * Fator de custos adicionais de capital (correspondente aos custos de transporte, impostos e taxas, etc.)

**Tabela 6.3** - Dados mantidos constantes na simulações efetuadas

Dados	Valores
Eficiência da caldeira de referência	70%
Margem de reserva de capacidade	10%
Vida útil prevista	15 anos
Custos de combustível (para cogeração e geração convencional)	R\$ 4/ Gcal
Taxa de desconto anual	10%
Fator de custos O&M	0,05

## 6.4. CÁLCULOS REALIZADOS

As tabelas abaixo apresentam os cálculos intermediários realizados no programa de simulação para obtenção dos valores de consumo e demanda nos diversos períodos horosazonais, a serem efetuados utilizando-se dos dados das tabelas anteriores.

**Tabela 6.4** - Relações para cálculos dos valores de demanda e consumo

Demanda na ponta	$D_{fp} \times \tau$
Consumo Anual:	$D_{fp} \times FCg \times 8760$
Consumo Anual na Ponta Úmida:	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times \tau \times \gamma \times (1-\sigma)$
Consumo Anual na Ponta Seca	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times \tau \times \gamma \times \sigma$
Consumo Anual Fora de Ponta Úmido:	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times (1-\tau) \times (1-\gamma) \times (1-\sigma)$
Consumo Anual Fora de Ponta Seca:	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times (1-\tau) \times (1-\gamma) \times \sigma$

Particularmente para cada segmento horosazonal foram realizados os seguintes cálculos adicionais para determinar os valores médios e mínimos das demandas:

**Tabela 6.5** - Relações adicionais para os períodos horosazonais

Fator de carga do segmento	$(\text{Consumo} \times 1000) / (\text{Demanda} \times \text{horas no segmento})$
Demanda Média	$\text{Demanda} \times \text{Fator de Carga do segmento}$
Demanda Mínima	$\text{Demanda} \times \delta$

A curva de geração elétrica foi calculada a partir da curva de geração térmica utilizando-se o fator Beta ( $\beta$ ) (Nogueira e Santos, 1987). Assim, cada patamar de potência gerada foi determinado a partir de seu correspondente na geração térmica, multiplicado por um fator  $\beta$ . No presente trabalho considerou-se uma variação deste fator, correspondendo a uma variação linear do consumo específico com a carga, conforme se desenvolve a seguir.

#### 6.4.1 Variação do Fator Beta com a Carga:

O fator  $\beta$  representa a razão entre o calor e a eletricidade produzidas no sistema de cogeração e tem seu valor inerente à tecnologia utilizada. Este fator varia com a carga e tal variação pode ser calculada a partir da variação do rendimento, estimado pela metodologia proposta por (Nascimento e Nogueira, 1997). Neste sentido, assume-se que o rendimento varia com a potência produzida segundo a equação a seguir :

$$\eta_c = \eta_o \frac{(P / P_o)}{X + (1 - X)(P/P_o)} \quad (6.2)$$

onde  $\eta_c$  = rendimento para o patamar de potência considerado  
 $\eta_o$  = rendimento nominal  
 $P$  = potência no patamar considerado  
 $P_o$  = potência nominal da planta  
 $X$  = parcela do consumo nominal requerida para operação em vazio

A função  $\beta = f(\eta)$  pode ser proposta considerando-se as perdas do ciclo constantes, como desenvolvido a seguir. A expressão abaixo apresenta a eficiência do ciclo, enquanto a seguinte explicita a relação básica para o fator  $\beta$ :

$$\eta_c = \frac{E_g}{Q_c} \quad (6.3)$$

onde  $E_g$  = energia elétrica produzida  
 $Q_c$  = calor fornecido ao ciclo  
 $\eta_c$  = rendimento do ciclo

$$\beta = \frac{E_g}{Q_u} \quad (6.4)$$

onde  $Q_u$  = calor útil

Assim, pode-se mostrar que;

$$\frac{\eta_c}{\beta} = \frac{Q_u}{Q_c} \quad (6.5)$$

$$Q_c = E + Q_u + Z \quad (6.6)$$

$$\beta = \eta_c \cdot \left( \frac{E + Q_u + Z}{Q_u} \right) \quad (6.7)$$

onde Z é definido como as perdas energéticas no processo de conversão e a eficiência pode ser obtida da expressão (6.2). Tem-se então que:

$$\beta = \frac{K}{(1 - \eta_c)} \eta_c \quad (6.8)$$

$$\text{onde } K = 1 + \frac{Z}{Q_u}$$

O coeficiente K foi calculado a partir dos valores de geração máxima de eletricidade e calor e foi determinado, para o presente estudo como sendo igual a 1,13. Assim, finalmente, tem-se que:

$$\beta = 1,13 \left( \frac{\eta_c}{1 - \eta_c} \right) \quad (6.9)$$

#### 6.4.2 Cálculo dos Excedentes

A energia excedente para cada segmento horosazonal foi estimada através do Método da Convolução. Através deste método, que combina probabilisticamente a curva de duração da demanda de energia elétrica com a curva de duração da produção de energia elétrica, para cada período horosazonal, por meio de uma operação de convolução, obtém-se a curva de duração dos excedentes e déficit de energia elétrica (Santos e Nogueira, 1988). Determinada a curva de duração de excedentes, diretamente se pode conhecer a energia a se comprar ou eventualmente vender para a concessionária, bem como as máximas potências para cada caso. Para o presente estudo, o cálculo dos excedentes de energia consiste em multiplicar o excedente ou déficit de potência pelo tempo no qual ocorre esta energia excedente ou em déficit. O tempo é determinado pela porcentagem do tempo no qual ocorre o excedente, resultante da multiplicação das porcentagens de tempo das potências pelo número de horas de cada período. As tabelas abaixo apresentam valores em curvas patamares como exemplo do cálculo de convolução.

**Tabela 6.6** - Valores de demanda anuais

Fração de tempo		Potência (kW)	Consumo(MWh)
0	2%	1000	175
2%	80%	500	3416
80%	100%	200	350

**Tabela 6.7** - Valores de produção de energia elétrica anuais

Fração de tempo		Potência (kW)	Consumo(MWh)
0	5%	1500	657
5%	50%	400	3942
50%	100%	300	1752

**Tabela 6.8** - Tabela de cálculo de excedentes

Potência excedente ou déficit (kW)	Tempo de ocorrência de excedente ou déficit (%)	Energia Excedente ou em déficit (MWh)
500	0,1	4,38
1000	3,9	341,64
1300	1,0	113,88
-600	0,9	- 47,30
-100	35,1	-306,60
200	9,0	157,68
-700	1,0	-61,30
-200	39,0	-683,28
100	10,0	87,60

Deve-se observar que para a simulação foram calculados os excedentes para cada segmento horosazonal separadamente, considerando-se a curva de geração constante para todos os quatro períodos, já que esta decorre da curva de demanda térmica. Assim, tem-se concluída a análise técnica do sistema de cogeração, da qual resulta, para o perfil operacional adotado, os fluxos de energia a utilizar e a produzir no atendimento das curvas de carga.

## 6.5. CÁLCULOS PARA ANÁLISE ECONÔMICA

O resultado do indicador econômico utilizado, a taxa interna de retorno, é baseado no fluxo de caixa ao longo de quinze anos de vida útil do projeto. Para o cálculo deste indicador é necessário o cálculo da economia anual constituída da soma do custo evitado de compra de energia da concessionária mais o valor da venda de excedentes menos uma eventual compra de energia da concessionária, o que praticamente não ocorreu nos casos abordados neste trabalho. A tabela a seguir apresenta os dados de entrada relevantes para esta análise.

**Tabela 6.9** - Dados de entrada para a análise econômica

Dados	Valores	Unidade	Comentários
Custo unitário da capacidade:	500 a 1000	\$/kW	Estimado a partir da composição de Custos
Fator de custos de capital adicionais:-	1,4		Correspondente aos custos de Transporte, Taxas, etc.
Vida útil prevista	15 a 20	Anos	
Custo do combustível (para cogeração):	4	\$/Gcal	
Custo do combustível (convencional):	4	\$/Gcal	
Taxa de desconto anual:	0,10		
Eficiência da caldeira de referência:	0,70		
Fator de custos de O&M com cogeração:	0,05		Adicional em relação ao suprimento convencional, sobre custos de investimento.
Contrato de venda adotado:	Tarifa Plana, Horosazonal ou Contrato da CPFL		
Tarifa para Compra de Déficit:	Azul, Verde ou Convencional		

A tabela seguinte apresenta os cálculos intermediários necessários para análise econômica. Estes cálculos têm o objetivo de determinar a economia anual e o valor do investimento inicial a fim de se compor o fluxo de caixa dos quinze anos de vida útil do projeto.

6 MODELO COMPUTACIONAL DE SIMULAÇÃO PARA  
 AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO

**Tabela 6.10 - Cálculos econômicos intermediários**

Investimento na planta de cogeração:	Capacidade Instalada x Custo de Capacidade x Fatores de Custos Adicionais	mil R\$
Despesa anual sem cogeração:		
Combustível:	Consumo de Calor x Custo de Combustível Convencional	mil R\$ -
Eletricidade:	Valor Calculado na Planilha de Simulação de tarifa	mil R\$
Total	Soma dos valores de combustível e eletricidade	mil R\$
Despesa anual com cogeração:		
Combustível:	Consumo de Calor x Custo de Combustível Convencional	mil \$
Eletricidade em Déficit:	(Energia Elétrica em Déficit x Preço da tarifa para consumo)/1000	mil \$
Excedentes:	Valor da Venda de excedentes Calculada na planilha de Contratos	mil \$
Custos de O&M:	Investimento na planta x Fator de custos O&M	mil \$
Total:	Custos de Combustível, Eletricidade em déficit, O&M - Valor da venda de excedentes	mil \$
Economia anual:	Despesa Anual sem cogeração - Despesa anual com cogeração	mil \$

Com o valor do Investimento e a economia anual é possível compor o fluxo de caixa e calcular a Taxa Interna de Retorno. Este resultado foi obtido através da função financeira do EXCEL 5.0 para o cálculo de taxa interna de retorno.

## 6. MODELO COMPUTACIONAL DE SIMULAÇÃO PARA AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Este capítulo descreve o modelo de simulação desenvolvido bem como a metodologia utilizada. São apresentados conceitos de curva de duração, convolução, os dados de entrada e cálculos realizados. Neste capítulo são estabelecidas também as hipóteses concernentes aos cálculos de simulação bem como as constantes e variáveis utilizadas.

### 6.1 INTRODUÇÃO

Os resultados apresentados neste trabalho foram obtidos através de um modelo computacional de simulação desenvolvido utilizando-se a planilha eletrônica Excel 5.0. Esta versão inclui uma subrotina para otimização e diversos recursos que gráficos que tornam simples e direta a atividade de simular e representar sistemas energéticos. O modelo considerou a operação sob paridade térmica, ou seja, atende-se prioritariamente a carga térmica e a energia elétrica é um subproduto da geração de calor, o que deve, pelo menos em princípio constituir a forma mais usual de operação dos sistemas de cogeração, já a priorização da geração de energia elétrica deverá conduzir a custos unitários superiores aos valores de mercado, tendo em vista o cenário brasileiro.

Para representar as demandas de energia térmica e elétrica foram utilizadas curvas de duração ou monótonas de carga. Nesta acepção, o consumo elétrico foi distribuído em curvas de duração de quatro patamares para os diversos segmentos horosazonais. Esta distribuição foi feita em função do consumo total e do fator de carga global e dos parâmetros de modulação adotados. O perfil de demanda de calor foi considerado independente do período horosazonal e estimado de modo análogo. Este perfil foi utilizado para gerar a curva de energia elétrica cogenerada, através da relação  $\beta$ . Os excedentes de energia elétrica foram previstos através do balanço energético em bases probabilísticas, empregando-se o método da convolução das curvas de demanda e oferta de energia elétrica. O objetivo do modelo é obter os custos operacionais associados ao suprimento convencional e mediante cogeração, cuja diferença corresponde à economia decorrente da implantação do sistema de cogeração. Esta economia deve permitir a amortização dos gastos para implantação da citada planta de cogeração, podendo-se finalmente determinar os valores da taxa interna de retorno, desde que estimados os correspondentes níveis de investimento.

Os cálculos foram feitos em três planilhas distintas, cujos resultados são compartilhados a fim de se chegar ao resultado final indicativo da economicidade do sistema de cogeração frente ao suprimento convencional de calor e energia elétrica. Da planilha de simulação de tarifa obtém-se os custos de compra de energia da concessionária compatível com a estrutura tarifária que seria aplicada ao autoprodutor caso ele optasse por comprar sua energia da rede da concessionária. O pagamento pela venda de eventuais excedentes é calculado na planilha de contratos e todos resultados

são então sintetizados na planilha de Estudo Energético e Econômico do Sistema de Cogeração.

## 6.2. CURVAS DE DURAÇÃO

Como já indicado, a variação do consumo de energia térmica e elétrica foi apresentada através de curvas de duração de carga. O consumo para cada segmento foi distribuído em curvas de quatro patamares cujos intervalos de tempo são diferentes entre si e fixos para todas as simulações. As curvas de duração de carga elétrica para cada segmento são determinadas a partir do consumo total e da demanda máxima, distribuídos segundo os fatores de modulação. O primeiro patamar da curva de patamares decrescentes é a demanda máxima, um dado que é conhecido ou fornecido ou ainda estimado. Um dos patamares foi definido como a demanda média cujo valor é calculado a partir do fator de carga e demanda máxima para cada segmento, a demanda mínima é tomada como uma parcela da demanda média enquanto o quarto patamar é dado pela demanda decorrente da distribuição do consumo restante no intervalo de tempo a ser preenchido. Durante a simulação, a ordem dos patamares é monitorada a fim de garantir que permaneça decrescente, já que se trata de uma monótona de carga.

O perfil da curva de carga térmica foi mantido constante ao longo dos quatro segmentos horosazonais. O valor da demanda máxima é calculado como sendo igual ao fator Alfa ( $\alpha$ ) multiplicado pela demanda elétrica máxima, tratando-se de um fator que depende apenas das características de cada consumidor (Balestieri, 1989). Assim como as curvas de carga elétrica, a curva de duração de carga térmica está dividida em um patamar de demanda máxima, um patamar de demanda média, um para a demanda mínima e um último, calculado pela distribuição do consumo restante. De forma análoga à curva para energia elétrica, é feito um controle para assegurar que os patamares são decrescentes. Um exemplo de curva de duração é apresentado abaixo:

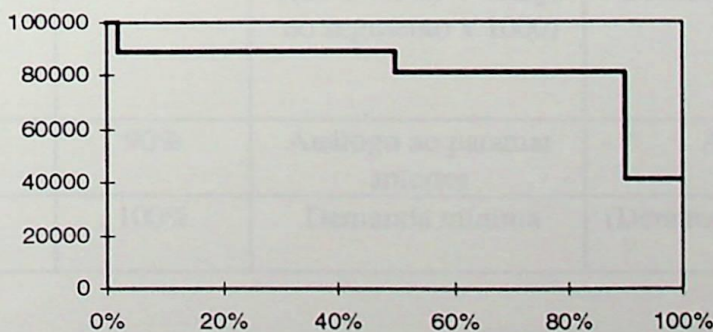


Figura 6.1 - Curva de Duração de Carga ( Tempo(%) x Demanda (kW))

Para garantir a ordem decrescente da curva deve-se controlar os valores da demanda mínima assim como o valor da demanda calculada, para comportar o consumo restante em um dos patamares, conforme já comentado. O controle é feito sobre o fator delta ( $\delta$ ), definido como :

$$\delta = \frac{D_{\min}}{D_{\text{med}}} \quad (6.1)$$

onde  $D_{\min}$  = demanda mínima, (kW)  
 $D_{\text{med}}$  = demanda média, (kW)

Este fator deve respeitar um limite, definido de modo a garantir que a demanda mínima seja no máximo igual ao patamar imediatamente anterior, ou seja, existe um  $\delta$  máximo. Da mesma forma há um limite inferior, o  $\delta$  mínimo, definido com o objetivo de garantir que a demanda resultante da distribuição do consumo restante seja menor ou igual a demanda máxima. Esses limites foram monitorados para cada variação efetuada durante a simulação.

**Tabela 6.1** - Valores adotados para os patamares das curvas de duração

Fração do tempo (%):		Potência	Consumo
inicial	final	(kW)	(MWh)
0%	2%	Demanda máxima	Demanda máxima x 2% x Tempo no segmento
2%	50%	Demanda média ou a demanda dada por Consumo restante / ((50% - 2%) x Tempo no segmento x 1000)	(Demanda Média x (50% - 2%) x Tempo no segmento)/1000 ou Consumo Total - Consumo calculado nos demais patamares
50%	90%	Análogo ao patamar anterior	Análogo ao patamar anterior
90%	100%	Demanda mínima	(Demanda mínima x (100% - 90%)*Tempo no segmento)/1000

### 6.3. DADOS DE ENTRADA

A seguir se apresentam os diversos dados de entrada necessários para avaliar a viabilidade econômica de sistema de cogeração, simulando sua operação em atendimento as demandas de calor e energia elétrica, e baseando-se em cenários fornecidos de custos e tarifas de energia, tecnologias de conversão e custos de capital para o sistema de cogeração. Para cada conjunto de dados listado a seguir, deve-se agregar, como elemento fundamental, os modelos tarifários e contratuais entre o autoprodutor e a concessionária, cujo efeito sobre a viabilidade de um empreendimento de cogeração pode ser determinado de modo absoluto ou relativo. Embora o programa desenvolvido permita a variação de todos os parâmetros desta tabela, alguns dos dados foram mantidos constantes durante as simulações e são apresentados na tabela seguinte.

**Tabela 6.2** - Dados de entrada do modelo de simulação

Tarifa de energia elétrica	* Tensão de fornecimento * Demanda Máxima (energia elétrica) * Fator de Carga Global
Parâmetros de modulação	* $\gamma$ - fator de modulação horária de energia * $\sigma$ - fator de modulação sazonal de energia * $\tau$ - fator de modulação horária de potência
Razões eletricidade/calor	* $\alpha$ do processo (demanda elétrica máxima/ demanda térmica máxima) * $\beta$ da planta (potência elétrica produzida/ calor útil)
Eficiência da Caldeira de Referência	* $\eta_{\text{Cal}} = \text{Energia Térmica Gerada}/$ Energia Fornecida
Eficiência Energética do Projeto de Cogeração	* $\eta_{\text{En}} = \text{Energia Elétrica Gerada}/$ Energia Fornecida
Dados de Capacidade	* Custo Unitário de Capacidade (\$/kW) * Margem de reserva de Capacidade (%)
Vida Útil Prevista	* adotada entre 15 e 20 anos
Custos de Combustível	* Para cogeração * Convencional
Outros dados econômicos	* Taxa de desconto anual * Fator de custos de O&M (adicional em relação ao suprimento convencional, sobre custos de investimento) * Fator de custos adicionais de capital (correspondente aos custos de transporte,

	impostos e taxas, etc.)
--	-------------------------

**Tabela 6.3** - Dados mantidos constantes na simulações efetuadas

Dados	Valores
Eficiência da caldeira de referência	70%
Margem de reserva de capacidade	10%
Vida útil prevista	15 anos
Custos de combustível (para cogeração e geração convencional)	R\$ 4/ Gcal
Taxa de desconto anual	10%
Fator de custos O&M	0,05

#### 6.4. CÁLCULOS REALIZADOS

As tabelas abaixo apresentam os cálculos intermediários realizados no programa de simulação para obtenção dos valores de consumo e demanda nos diversos períodos horosazonais, a serem efetuados utilizando-se dos dados das tabelas anteriores.

**Tabela 6.4** - Relações para cálculos dos valores de demanda e consumo

Demanda na ponta	$D_{fp} \times \tau$
Consumo Anual:	$D_{fp} \times FCg \times 8760$
Consumo Anual na Ponta Úmida:	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times \tau \times \gamma \times (1-\sigma)$
Consumo Anual na Ponta Seca	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times \tau \times \gamma \times \sigma$
Consumo Anual Fora de Ponta Úmido:	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times (1-\tau) \times (1-\gamma) \times (1-\sigma)$
Consumo Anual Fora de Ponta Seca:	$D_{fp} \times FCg \times 8760 \times (1-\tau) \times (1-\gamma) \times \sigma$

Particularmente para cada segmento horosazonal foram realizados os seguintes cálculos adicionais para determinar os valores médios e mínimos das demandas:

**Tabela 6.5** - Relações adicionais para os períodos horosazonais

Fator de carga do segmento	$(\text{Consumo} \times 1000) / (\text{Demanda} \times \text{horas no segmento})$
Demanda Média	$\text{Demanda} \times \text{Fator de Carga do segmento}$
Demanda Mínima	$\text{Demanda} \times \delta$

A curva de geração elétrica foi calculada a partir da curva de geração térmica utilizando-se o fator Beta ( $\beta$ ) (Nogueira e Santos, 1987). Assim, cada patamar de potência gerada foi determinado a partir de seu correspondente na geração térmica, multiplicado por um fator  $\beta$ . No presente trabalho considerou-se uma variação deste fator, correspondendo a uma variação linear do consumo específico com a carga, conforme se desenvolve a seguir.

#### 6.4.1 Variação do Fator Beta com a Carga:

O fator  $\beta$  representa a razão entre o calor e a eletricidade produzidas no sistema de cogeração e tem seu valor inerente à tecnologia utilizada. Este fator varia com a carga e tal variação pode ser calculada a partir da variação do rendimento, estimado pela metodologia proposta por (Nascimento e Nogueira, 1997). Neste sentido, assume-se que o rendimento varia com a potência produzida segundo a equação a seguir :

$$\eta_c = \eta_0 \frac{(P / P_0)}{X + (1 - X)(P/P_0)} \quad (6.2)$$

onde  $\eta_c$  = rendimento para o patamar de potência considerado

$\eta_0$  = rendimento nominal

P = potência no patamar considerado

$P_0$  = potência nominal da planta

X = parcela do consumo nominal requerida para operação em vazio

A função  $\beta = f(\eta)$  pode ser proposta considerando-se as perdas do ciclo constantes, como desenvolvido a seguir. A expressão abaixo apresenta a eficiência do ciclo, enquanto a seguinte explicita a relação básica para o fator  $\beta$ :

$$\eta_c = \frac{E_g}{Q_c} \quad (6.3)$$

onde  $E_g$  = energia elétrica produzida

$Q_c$  = calor fornecido ao ciclo

$\eta_c$  = rendimento do ciclo

$$\beta = \frac{E_g}{Q_u} \quad (6.4)$$

onde  $Q_u$  = calor útil

Assim, pode-se mostrar que;

$$\frac{\eta_c}{\beta} = \frac{Q_u}{Q_c} \quad (6.5)$$

$$Q_c = E + Q_u + Z \quad (6.6)$$

$$\beta = \eta_c \cdot \left( \frac{E + Q_u + Z}{Q_u} \right) \quad (6.7)$$

onde  $Z$  é definido como as perdas energéticas no processo de conversão e a eficiência pode ser obtida da expressão (6.2). Tem-se então que:

$$\beta = \frac{K}{(1 - \eta_c)} \eta_c \quad (6.8)$$

onde  $K = 1 + \frac{Z}{Q_u}$

O coeficiente  $K$  foi calculado a partir dos valores de geração máxima de eletricidade e calor e foi determinado, para o presente estudo como sendo igual a 1,13. Assim, finalmente, tem-se que:

$$\beta = 1,13 \left( \frac{\eta_c}{1 - \eta_c} \right) \quad (6.9)$$

## 6.4.2 Cálculo dos Excedentes

A energia excedente para cada segmento horosazonal foi estimada através do Método da Convolução. Por este método, que combina probabilisticamente a curva de duração da demanda de energia elétrica com a curva de duração da produção de energia elétrica, para cada período horosazonal, por meio de uma operação de convolução, obtém-se a curva de duração dos excedentes e déficit de energia elétrica (Santos e Nogueira, 1988). Determinada a curva de duração de excedentes, diretamente se pode conhecer a energia a se comprar ou eventualmente vender para a concessionária, bem como as máximas potências para cada caso. Para o presente estudo, o cálculo dos excedentes de energia consiste em multiplicar o excedente ou déficit de potência pelo tempo no qual ocorre esta energia excedente ou em déficit. O tempo é determinado pela porcentagem do tempo no qual ocorre o excedente, resultante da multiplicação das porcentagens de tempo das potências pelo número de horas de cada período. As tabelas abaixo apresentam valores em curvas patamares como exemplo do cálculo de convolução.

**Tabela 6.6** - Valores de demanda anuais

Fração de tempo		Potência (kW)	Consumo(MWh)
0	2%	1000	175
2%	80%	500	3416
80%	100%	200	350

**Tabela 6.7** - Valores de produção de energia elétrica anuais

Fração de tempo		Potência (kW)	Consumo(MWh)
0	5%	1500	657
5%	50%	400	3942
50%	100%	300	1752

**Tabela 6.8** - Tabela de cálculo de excedentes

Potência excedente ou déficit (kW)	Tempo de ocorrência de excedente ou déficit (%)	Energia Excedente ou em déficit (MWh)
500	0,1	4,38
1000	3,9	341,64
1300	1,0	113,88
-600	0,9	- 47,30
-100	35,1	-306,60
200	9,0	157,68
-700	1,0	-61,30
-200	39,0	-683,28
100	10,0	87,60

Deve-se observar que para a simulação foram calculados os excedentes para cada segmento horosazonal separadamente, considerando-se a curva de geração constante para todos os quatro períodos, já que esta decorre da curva de demanda térmica. Assim, tem-se concluída a análise técnica do sistema de cogeração, da qual resulta, para o perfil operacional adotado, os fluxos de energia a utilizar e a produzir no atendimento das curvas de carga.

## 6.5. CÁLCULOS PARA ANÁLISE ECONÔMICA

O resultado do indicador econômico utilizado, a taxa interna de retorno, é baseado no fluxo de caixa ao longo de quinze anos de vida útil do projeto. Para o cálculo deste indicador é necessário o cálculo da economia anual constituída da soma do custo evitado de compra de energia da concessionária mais o valor da venda de excedentes menos uma eventual compra de energia da concessionária, o que praticamente não ocorreu nos casos abordados neste trabalho. A tabela a seguir apresenta os dados de entrada relevantes para esta análise.

**Tabela 6.9 - Dados de entrada para a análise econômica**

Dados	Valores	Unidade	Comentários
Custo unitário da capacidade:	500 a 1000	\$/kW	Estimado a partir da composição de Custos
Fator de custos de capital adicionais:-	1,4		Correspondente aos custos de Transporte, Taxas, etc.
Vida útil prevista	15 a 20	Anos	
Custo do combustível (para cogeração):	4	\$/Gcal	
Custo do combustível (convencional):	4	\$/Gcal	
Taxa de desconto anual:	0,10		
Eficiência da caldeira de referência:	0,70		
Fator de custos de O&M com cogeração:	0,05		Adicional em relação ao suprimento convencional, sobre custos de investimento.
Contrato de venda adotado:	Tarifa Plana, Horosazonal ou Contrato da CPFL		
Tarifa para Compra de Déficit:	Azul, Verde ou Convencional		

A tabela seguinte apresenta os cálculos intermediários necessários para análise econômica. Estes cálculos têm o objetivo de determinar a economia anual e o valor do investimento inicial a fim de se compor o fluxo de caixa dos quinze anos de vida útil do projeto.

Com o valor do investimento e a economia anual é possível compor o fluxo de caixa e calcular a Taxa Interna de Retorno. Este trabalho foi obtido através da planilha financeira do EXCEL 3.0 para o cálculo de taxa interna de retorno.

7. RESULTADOS DA AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA

7.1 INTRODUÇÃO

**Tabela 6.10 - Cálculos econômicos intermediários**

Investimento na planta de cogeração:	Capacidade Instalada x Custo de Capacidade x Fatores de Custos Adicionais	mil R\$
Despesa anual sem cogeração:		
Combustível:	Consumo de Calor x Custo de Combustível Convencional	mil R\$
Eletricidade:	Valor Calculado na Planilha de Simulação de tarifa	mil R\$
Total	Soma dos valores de combustível e eletricidade	mil R\$
Despesa anual com cogeração:		
Combustível:	Consumo de Calor x Custo de Combustível Convencional	mil \$
Eletricidade em Déficit:	(Energia Elétrica em Déficit x Preço da tarifa para consumo)/1000	mil \$
Excedentes:	Valor da Venda de excedentes Calculada na planilha de Contratos	mil \$
Custos de O&M:	Investimento na planta x Fator de custos O&M	mil \$
Total:	Custos de Combustível, Eletricidade em déficit, O&M - Valor da venda de excedentes	mil \$
Economia anual:	Despesa Anual sem cogeração - Despesa anual com cogeração	mil \$

Com o valor do Investimento e a economia anual é possível compor o fluxo de caixa e calcular a Taxa Interna de Retorno. Este resultado foi obtido através da função financeira do EXCEL 5.0 para o cálculo de taxa interna de retorno.

## 7. RESULTADOS DA AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA

### 7.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados da metodologia desenvolvida, aplicada aos cenários referentes a distintos sistemas de cogeração, sempre considerando a taxa interna de retorno como indicador de economicidade. O efeito da variação dos parâmetros de projeto e operação é apresentado através de gráficos e tabelas de resultados. Para cada variação paramétrica os demais parâmetros são mantidos constantes, permitindo a interpretação do significado da variação do parâmetro e do seu efeito isolado sobre a taxa interna de retorno. Os parâmetros analisados são o fator de carga elétrico, fator de carga térmico, os parâmetros de modulação  $\lambda$ ,  $\tau$ ,  $\sigma$ , já apresentados no Capítulo 4, o fator  $\beta$  (relação potência elétrica máxima produzida/calor útil para o sistema de cogeração) e o custo de capacidade.

### 7.2 CENÁRIOS UTILIZADOS

Visando cobrir as situações nas quais a cogeração pode mostrar-se interessante, foram avaliados os casos mostrados na Tabela 7.1, associados a uma variação paramétrica no entorno do cenário de referência definido conforme a Tabela 7.2. No cenário de referência não foi considerada a modulação da demanda de energia elétrica.

**Tabela 7.1 - Casos estudados**

Caso	Demanda elétrica máxima (MW)	Base tarifária	Tensão de fornecimento
Pequeno Consumidor	10 MW	A3a	44 kV
Médio Consumidor	40 MW	A3	69 kV
Grande Consumidor	100 MW	A1	230 kV

**Tabela 7.2 - Cenário de Referência**

Parâmetro	Valor Adotado
Fator de Carga Elétrico Global	0,8
Fator de Carga térmico	0,6
Relação Potência/Calor útil para o sistema de cogeração	0,2
Custo unitário da capacidade instalada	500 R\$/kW ( equipamentos) 200 R\$/kW ( outros custos)
Relação demanda máxima elétrica/demanda máxima térmica	0,05
Parâmetro de modulação horária de energia ( $\gamma$ )	0,091 (sem modulação)
Parâmetro de modulação horária de potência ( $\tau$ )	1,000 (sem modulação)
Parâmetro de modulação sazonal de energia ( $\sigma$ )	0,586 (sem modulação)

Com relação a estes parâmetros, a variação a ser estudada foi efetuada sobre um parâmetro mantendo os outros constantes de acordo com o cenário de referência salvo exceções feitas aos casos de variação dos parâmetros de modulação horária de potência e modulação sazonal de energia. Nesses casos houve a necessidade de se imprimir também uma modulação de energia horária e modulação horária conjunta de energia e potência, para atender os requisitos de compatibilidade também descritos no Capítulo 4.

### 7.3 RESULTADOS OBTIDOS

Os resultados obtidos foram dispostos em gráficos e tabelas que apresentam o comportamento da taxa interna de retorno do empreendimento em cogeração, variando-se os principais parâmetros que podem afetar este indicador econômico para os vários os modelos contratuais de compra de energia excedente pela concessionária e o tipo de tarifa adotado. Observe-se que a tarifa azul é a única disponível para o grande produtor enquanto para o médio produtor existe a possibilidade da tarifa azul ou convencional. Ao pequeno produtor é possível a escolha entre todas as tarifas, logo é o único caso onde são analisadas todas as possibilidades combinadas. O fato do grande produtor contar com mecanismos tarifários mais favoráveis, levando a um preço mais baixo para a energia comprada que decresce com o consumo, o torna detentor de taxas internas de retorno mais baixas no cenário geral. Por outro lado, deve-se também ter em mente o efeito da escala sobre o custo de capacidade da planta de cogeração, proporcionando custos unitários de capacidade mais baixos para os sistemas de grande porte, o que pode ser vantajoso para o grande produtor.

Para cada variação paramétrica foi fixado um caso para o cálculo da demanda contratada pela CPFL. Para o caso considerado, que na maior parte correspondeu aos valores do cenário de referência para os vários tipos de produtores, calculou-se a demanda contratada para venda a concessionária que maximiza o valor do preço da energia vendida sob este contrato. Considerando-se os casos de variação dos parâmetros fator de carga elétrico,  $\gamma$  e  $\beta$ , a demanda contratada sofre variação em decorrência da variação da demanda máxima, pois a demanda contratada é estipulada como parcela da demanda máxima. Esta determinação da demanda contratada ótima para venda foi realizado através da ferramenta "Solver" do Excel 5.0, definindo-se o preço da energia vendida como a função objetivo a ser maximizada e obtendo-se então o valor da parcela da demanda máxima a ser contratada. A seguir são feitos os comentários a respeito da variação de cada parâmetro

### 7.3.1 Fator de Carga Elétrico

A avaliação do efeito deste parâmetro foi feita com sua variação de 0,4 até 0,9, mantendo-se os demais parâmetros constantes. Para obtenção do resultado de demanda contratada foi utilizado o valor de 0,8 para o fator de carga ou seja, aquele que foi definido no cenário de referência. De um modo geral, o aumento do fator de carga elétrico demonstrou-se favorável a viabilidade. O resultado direto do acréscimo do fator de carga elétrico é o aumento de consumo que provoca uma diminuição na energia elétrica excedente a ser vendida já que os outros parâmetros foram mantidos constantes, sendo então possível considerar esta a análise como um estudo da melhor relação de energia produzida para consumo e para venda, ou um estudo da sobrecapacidade instalada. A taxa interna de retorno em geral aumentou com o fator de carga elétrico demonstrando que a estrutura tarifária e contratual não seria favorável ao caso de se ter uma capacidade instalada para atender um pico de demanda e vender a energia excedente em grande quantidade, consequência dos baixos fatores de carga. Houve uma exceção para o caso de médio produtor com tarifa plana, e para alguns casos com modulação horária de energia e de potência que demonstraram diminuição da taxa interna de retorno com o fator de carga elétrico. Estes aspectos são abordados em maior detalhe a seguir.

Para as Figuras 7.1 a 7.7 a variação explorada foi sobre o modelo de pequeno produtor, que tem a possibilidade de escolha entre todas as opções tarifárias oferecidas. Na Figura 7.1 se apresenta a variação da taxa interna de retorno com o fator de carga elétrico para todas as opções de tarifas e contratos. Os resultados apresentam uma maior viabilidade para a combinação de qualquer tarifa de compra com o contrato de venda com tarifa plana, no valor adotado. A variação do fator de carga também apresentou resultados análogos para os três grupos tarifários agrupados em diferentes contratos de venda, resultados que demonstram uma variação da taxa muito maior com o aumento do consumo para as tarifas verde e convencional, cujos resultados ultrapassam a taxa interna de retorno para a tarifa azul para valores de fator de carga entre 0,55 e 0,65. Ou seja, para os valores de fator de carga acima de 0,65 e tarifas de compra verde ou convencional, as taxas internas de retorno são bem maiores que as de tarifa azul para o pequeno produtor.

A variação dos parâmetros do contrato CPFL com o fator de carga elétrico é apresentada na tabela abaixo, para um pequeno produtor. O valor de venda do MWh diminui com o aumento de consumo para este contrato enquanto permanece constante para os outros contratos, apesar disso as curvas que resultam da combinação com o contrato horosazonal possuem praticamente a mesma inclinação, demonstrando que a sensibilidade da TIR a esta variação de preços não é perceptível. Na Tabela 7.4 apresenta-se os valores das tarifas de compra de energia para pequenos produtores.

**Tabela 7.3 - Exemplo de variação dos parâmetros do contrato CPFL para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Demanda de suprimento máxima (MW)	36406	34416	33422	32427	31433
Demanda de suprimento contratada para venda (MW)	20114	19015	18466	17916	17367
Energia registrada (MWh)	91774	81507	76374	71240	66107
Energia faturável (MWh)	91774	81507	76374	71240	66107
Energia contratada (MWh)	103306	97661	94839	92017	89195
Fator de ajuste a	0,52	0,49	0,47	0,45	0,43
Fator de ajuste b	0	0	0	0	0
Energia excedente (MWh)	156512	138992	130232	121472	112712
Energia em déficit (MWh)	0	0	0	0	0
Preço em R\$/MWh	18,30	17,17	16,56	15,91	15,22

**Tabela 7.4 - Variação das tarifas para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Tarifa Azul (R\$/ MWh)	89,71	72,30	67,33	63,60	60,70
Tarifa Verde (R\$/MWh)	74,74	70,38	69,14	68,20	67,48
Tarifa Convencional(R\$/MWh)	78,17	73,23	71,81	70,75	69,93

Ainda na Tabela 7.4 observa-se uma variação bem mais acentuada da tarifa azul com o fator de carga, conforme esperado. A princípio esta tarifa é bem mais alta que as outras tarifas e diminui até um valor menor, resultando na intersecção das curvas da Figura 7.1. Além disso, a sua combinação com a tarifa plana para venda de excedentes resulta em uma curva de valor praticamente constante, ou seja, a diminuição da tarifa e a diminuição da quantidade de excedentes são efeitos que praticamente se anulam.

A Figura 7.2 apresenta resultados da modulação horária de energia acrescentados ao gráfico da Figura 7.1 para comparação. A modulação horária tem um efeito grande sobre a tarifa verde e este efeito pode ser observado no decréscimo do valor da TIR para o caso do contrato com tarifa plana ou ainda na Tabela 7.5 apresentada abaixo. A tarifa azul é também sensível a modulação, mas sua variação é bem menor, conforme a Tabela 7.6. O comportamento das curvas no caso do contrato CPFL demonstra a soma do efeito da modulação sobre as tarifas azul e verde com o efeito sobre este contrato, e seu efeito isolado é observado para o caso da sua combinação com a tarifa convencional, que não é sensível a modulação. Neste mesmo sentido, a Tabela 7.7 pode ser comparada com a Tabela 7.3. A modulação horária de energia age sobre a demanda máxima disponibilizada a rede aumentando o seu valor e conseqüentemente aumentando o valor da energia contratada para uma mesma quantidade de energia excedente. O valor da energia vendida decai também pelo decréscimo do fator a, citado no Capítulo 5. É importante ressaltar que esse decréscimo está associado ao fato da energia contratada ter sido definida como uma parcela da energia máxima para a simulação e conseqüentemente muda com a variação da demanda máxima devido a modulação. Se a demanda

contratada não fosse definida como uma parcela da demanda máxima, a variação seria unicamente devido ao fator a. A curva de combinação da tarifa azul com o contrato CPFL tem uma inflexão e o valor da TIR começa a cair devido a uma diminuição no preço de excedentes muito mais acentuada que para baixos fatores de carga, tornando a inclinação da curva diferente em relação ao caso sem modulação. Esta mudança de inclinação é também diferente para a combinação do contrato CPFL para outras tarifas.

**Tabela 7.5 - Exemplo de variação da tarifa azul com o fator de carga elétrico para os casos com e sem modulação, para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Tarifa Azul sem modulação horária de energia (R\$/Mwh)	89,71	72,30	67,33	63,60	60,70
Tarifa Azul com modulação horária de energia (R\$/Mwh)	88,11	70,70	65,73	61,99	59,09
Razão entre a tarifa azul sem modulação e com modulação	1,018	1,023	1,024	1,026	1,027

**Tabela 7.6 - Exemplo de variação da tarifa verde com o fator de carga elétrico para os casos com e sem modulação, para pequeno produtor.**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Tarifa Verde sem modulação horária de energia (R\$/Mwh)	74,73	70,37	69,12	68,19	67,46
Tarifa Verde com modulação horária de energia (R\$/Mwh)	62,18	57,82	56,58	55,64	54,91
Razão entre a tarifa verde sem modulação e com modulação	1,202	1,217	1,222	1,226	1,228

**Tabela 7.7 - Variação dos parâmetros do contrato CPFL para o caso com modulação de energia horária para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Demanda de suprimento máxima(MW)	38208	37121	36577	36033	35489
Demanda de suprimento contratada(MW)	21015	20416	20117	19818	19519
Energia registrada (MWh)	91774	81507	76374	71240	66107
Energia faturável (MWh)	91774	81507	76374	71240	66107
Energia contratada (MWh)	107931	104859	103323	101786	100250
Fator de ajuste a	0,49	0,45	0,43	0,41	0,38
Fator de ajuste b	0	0	0	1	1
Energia excedente(Mwh)	156512	138992	130232	121472	112712
Energia em déficit(Mwh)	0	0	0	0	0
Preço em R\$/Mwh	17,45	15,94	15,16	13,21	11,19

A Figura 7.3 mostra a variação da taxa interna de retorno com o fator de carga elétrico para o caso sem modulação e com modulação horária de energia para a relação demanda elétrica máxima/demanda de calor máxima ( $\alpha$ ) igual a 0,1, ou seja, o dobro da

mesma relação utilizada no cenário de referência. O efeito da diminuição da demanda de calor máxima é um aumento geral na taxa interna de retorno devido a menor parcela de investimento, já que este está relacionado com a demanda de energia térmica e foi considerado que o sistema deve operar em paridade térmica. Ou seja, para atender o aumento de demanda térmica deve-se aumentar a capacidade. Outro efeito observado devido a esta mudança é uma variação bem maior da TIR com o fator de carga elétrico, ou seja, com o aumento do consumo. Este efeito é o resultado da combinação de uma redução bem mais acentuada na energia excedente e um aumento na compra de energia da concessionária, ou seja, para os casos sem modulação e com modulação de energia horária seguindo o cenário de referência para os outros valores, é mais favorável uma planta que trabalhe com menos excedentes e mais déficit, pois o investimento menor se mostra mais viável.

O efeito da modulação de potência é apresentado na Figura 7.4 para o pequeno produtor. São consideradas as variações para tarifa azul, que é sensível a modulação de potência e para a combinação das outras tarifas com o contrato CPFL para venda de excedentes. Os efeitos das combinações da tarifa azul com os contratos com tarifa plana ou horosazonal refletem o efeito sobre a tarifa azul apenas, já que não há efeito algum do fator de carga elétrico sobre esses contratos. O resultado é, então, uma taxa bem menor devido a diminuição de preço com a modulação. O único contrato sensível a modulação de potência é o contrato praticado pela CPFL, ainda que a variação seja muito pequena. Os valores da demanda máxima e contratada decrescem com a modulação, aumentando o valor da energia vendida para um mesmo fator de carga, conforme a Tabela 7.8 apresentada abaixo. Na Figura 7.5, cuja relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica é igual a 0,1, a variação é perceptível apenas no caso da tarifa azul, ou seja nenhum contrato é sensível à variação de potência de maneira a influenciar a taxa interna de retorno. Isto se deve principalmente a pequena quantidade de excedentes nesta configuração de demanda.

**Tabela 7.8 - Variação dos parâmetros do contrato CPFL para o caso com modulação horária de potência para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Demanda de suprimento máxima (MW)	38017	36929	36385	35841	35297
Demanda de suprimento contratada(MW)	20909	20311	20012	19713	19414
Energia registrada (MWh)	91774	81507	76374	71240	66107
Energia faturável (MWh)	91774	81507	76374	71240	66107
Energia contratada (MWh)	107389	104317	102780	101244	99708
Fator de ajuste a	0,49	0,45	0,43	0,41	0,38
Fator de ajuste b	0	0	0	0	1
Energia excedente(MWh)	156512	138992	130232	121472	112712
Energia em déficit(MWh)	0	0	0	0	0
Preço em R\$/Mwh	17,50	15,99	15,21	14,39	11,25

Na Figura 7.6, os resultados de taxa interna de retorno estão dispostos sob a forma relativa da TIR para  $\alpha$  igual a 0,1 sobre a TIR para  $\alpha$  igual a 0,05, a fim de evidenciar o efeito desta variável. A vantagem do  $\alpha$  de 0,1 é principalmente devido a um

investimento menor. Neste gráfico pode ser enfatizada a variação bem maior desta relação para o modelo de contrato CPFL. Com o aumento da relação  $\alpha$  de 0,05 para 0,1, o preço da tarifa de energia vendida para CPFL diminui para um mesmo fator de carga além da diminuição deste mesmo valor com o aumento do fator de carga a partir do fator de carga elétrico de 0,8, conforme pode se conferir na comparação das Tabelas 7.8 e 7.9. Considerando-se um mesmo fator de carga ou seja, uma reta que corte as curvas de variação de fator de carga para  $\alpha$  igual a 0,1 e  $\alpha$  igual a 0,05, percebe-se que o valor da TIR é bem maior para  $\alpha$  igual a 0,1. Abatendo-se o aumento constante a todas as tarifas e concentrando-se na inclinação maior desta curva conclui-se que a viabilidade está mais bem mais favorecida com o aumento de consumo e conseqüente diminuição de excedentes, que é mais acentuada para o caso de  $\alpha$  igual a 0,1, além do menor preço do MWh de excedente. O menor preço é decorrente do efeito combinado da menor quantidade de excedentes comercializada e do menor valor do fator a da fórmula contratual, apesar da diminuição do valor de demanda contratada que implica em um efeito de aumento de preço. O resultado destes efeitos combinados é um preço maior de venda de excedentes para o caso de relação demanda máxima elétrica/demanda máxima térmica igual a 0,05. Considerando-se agora a variação do fator de carga, o comportamento do preço da energia vendida por MWh é apresentado na Tabela 7.3 para esta variação quando a relação  $\alpha$  é igual a 0,05, ao passo que para esta relação igual a 0,1, o preço passa a diminuir bastante para fatores de carga acima de 0,8. Contudo, a quantidade de excedentes diminui muito também para fatores de carga altos, tornando essa participação no resultado final irrisória. A conclusão é então que para relação  $\alpha$  igual a 0,1 a viabilidade aumenta consideravelmente mais que para a relação  $\alpha$  igual a 0,05 com o aumento de fator de carga, porque a quantidade de energia excedente comercializada pelo contrato diminui a uma taxa bem maior para o caso  $\alpha$  igual a 0,1. A esta conclusão soma-se o fato do preço da energia excedente para uma relação  $\alpha$  de 0,1 ser também menor, sendo então também favorável à inclinação de curva, pois o aumento de consumo resulta na diminuição de excedentes. Apresenta-se então um resultado completamente desfavorável à comercialização de excedentes sob o contrato da CPFL, sempre considerando o cenário abordado.

**Tabela 7.9 - Variação dos parâmetros do contrato CPFL para  $\alpha$  igual a 0,1 para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Demanda de suprimento máxima	16245	14367	13429	12490	11551
Demanda de suprimento contratada	4475	3958	3700	3441	3182
Energia registrada	35614	25325	20181	15037	10679
Energia faturável	22986	20329	19001	15037	10679
Energia contratada	22986	20329	19001	17672	16344
Fator de ajuste a	-0,45	0,36	0,31	0,25	0,19
Fator de ajuste b	0	0	0	0	1
Energia excedente(Mwh)	60798,60	43278,60	34518,60	25758,60	18314,24
Energia em déficit(Mwh)	62,60	62,60	62,60	62,60	1378,24
Preço em R\$/Mwh	10,25	10,25	10,25	8,75	4,36

Ainda considerando a Figura 7.6, são apresentados os resultados para outras combinações de tarifa e contrato, dentre os quais, as únicas curvas que demonstraram um resultado levemente decrescente, que foram a combinação da tarifa azul com contrato de tarifa plana. Isto quer dizer que, ainda que a relação entre as taxas seja sempre maior que um, demonstrando-se sempre favorável a relação  $\alpha$  igual a 0,1, esta vantagem tende a decrescer. Deve-se lembrar, contudo, que esta é a opção de venda com maior remuneração para os excedentes no caso analisado, preço este que dificilmente será praticado pela concessionária. As outras combinações ainda se mostram mais favoráveis com a diminuição de excedentes, especialmente para tarifa convencional.

A Figura 7.7 apresenta o efeito do fator de carga elétrico sobre a relação entre taxa interna de retorno, com e sem modulação horária de energia. A primeira observação é que esta relação só é menor que 1 para a combinação tarifa convencional e contrato com tarifa horosazonal, significando o único resultado para o qual a modulação não está sendo desfavorável à viabilidade. Isto acontece primeiramente pela falta de sensibilidade da tarifa à modulação aliada a um aumento no valor do preço de excedentes por MWh com a modulação e com o fator de carga, como pode ser observado na Tabela 7.10 apresentada abaixo. Ou seja, ainda que a quantidade de excedentes comercializada diminua com o fator de carga, seu preço é maior favorecendo a viabilidade para o caso com modulação de energia, acarretando a razão decrescente observada. Para a tarifa azul e contrato com tarifa horosazonal a relação é maior que 1 e aumenta com o fator de carga, indicando que a vantagem de uma tarifa menor para compra de energia está sobrepondo-se a uma tarifa maior para venda de excedentes. Esta sobreposição tem um efeito bem mais desfavorável sobre a viabilidade relativa no caso da tarifa verde, pois a relação tem um valor mais alto além de crescer mais acentuadamente com o aumento do fator de carga. Os casos de combinação de tarifas de compra com o contrato de venda de excedentes com tarifa plana demonstra o efeito do aumento de consumo sobre a TIR devido unicamente a variação na tarifa de compra de energia, já que o preço de energia

excedente é constante. Para o caso do contrato CPFL, relação é maior para a sua combinação com a tarifa azul e ligeiramente crescente com o fator de carga elétrico. Para a combinação tarifa verde e contrato CPFL, ocorre uma inflexão logo após o valor de 0,7. O comportamento decrescente até esse valor se deve ao fato da tarifa diminuir com o fator de carga muito mais para o caso sem modulação que para o caso com modulação diminuindo então a relação entre as TIR, que é a mais alta entre todas. A partir do valor de 0,7, a relação passa a aumentar já que o valor do preço para venda de excedentes para este contrato passa a diminuir muito mais para o caso com modulação, favorecendo a viabilidade de forma crescente para o caso sem modulação.

**Tabela 7.10 - Variação do valor do preço da energia vendida pelo contrato com tarifa horosazonal para pequeno produtor**

FCE	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9
Preço em sem modulação horária de energia (R\$/Mwh)	24,41	24,41	24,41	24,41	24,41
Preço sem modulação horária de energia (R\$/Mwh)	24,50	24,56	24,60	24,65	24,7

As figuras seguintes refletem o comportamento da taxa interna de retorno com a variação do fator de carga elétrico para o cenário de médio produtor. Considerando-se a Figura 7.8, são apresentados os resultados para o caso sem modulação e com modulação para as tarifas azul e convencional. No caso sem modulação, os resultados são os mesmos para ambas tarifas, variando apenas de acordo com o contrato escolhido. Os resultados para cada fator de carga acompanham a tendência dos gráficos anteriores com valores maiores para o contrato com tarifa plana e menores para o contrato CPFL, com a diferença de que, para o médio produtor, a variação da TIR com o aumento de consumo tem um efeito mais brando além de diminuir com o aumento do fator de carga elétrico para a combinação da tarifa convencional ou azul com o contrato de tarifa plana, demonstrando que nesse caso o aumento da oferta de excedentes é favorável a viabilidade, tanto no caso sem modulação como no caso com modulação horária de energia para tarifa azul. Para o contrato horosazonal, pode ser observado que a sua combinação com a tarifa azul é mais desfavorável à viabilidade quando há modulação horária de energia para todos os fatores de carga, efeito que se deve a sensibilidade do valor da tarifa neste contrato, como já apresentado e que aumenta no sentido do consumo. Ao se considerar a combinação do mesmo contrato com a tarifa convencional, pode-se notar que o resultado da modulação passa a ser favorável a partir de um certo valor de fator de carga e esta vantagem tende a aumentar levemente com o fator de carga, devendo-se este resultado ao aumento do valor da energia vendida para este caso. O efeito da combinação da tarifa convencional com o contrato CPFL demonstra o efeito da modulação sobre o valor do preço da tarifa CPFL, evidentemente. Até pouco antes de 0,6, o valor da taxa interna de retorno varia muito pouco, resultado da combinação da diminuição da quantidade de excedentes constante com o aumento de preço da energia excedente disponibilizada, a partir de então, o preço da energia vendida passa a decrescer, causando um visível aumento na variação da TIR que se torna mais evidente após 0,7 quando o valor do preço diminui a uma taxa ainda maior causando a inflexão na curva ajustada.

A seguir, na Figura 7.9 é apresentado o resultado do gráfico anterior juntamente com as curvas para o caso com modulação de potência. Pode-se concluir que a modulação de potência atua sobre a tarifa azul diminuindo a viabilidade consideravelmente para a instalação do sistema já que diminui bastante a tarifa e o preço de venda para a CPFL, com a mudança de inflexão atribuída a modulação de energia.

A figura 7.10 apresenta os resultados para relação  $\alpha$  igual a 0,1 e 0,05 para os casos sem modulação, para os médios produtores. Deve-se observar a inclinação mais acentuada para o contrato CPFL, cuja explicação segue os comentários a respeito do mesmo efeito para a Figura 7.6 do caso para pequeno produtor.

A figura 7.11 apresenta em termos relativos o resultado a taxa interna de retorno para a modulação horária de energia. É notável a variação bem mais acentuada para o contrato CPFL. O resultado da modulação sobre a TIR considerando apenas o efeito sobre o contrato é demonstrado na combinação da tarifa convencional com o contrato CPFL para venda de energia. A razão entre as taxas internas de retorno aumenta até um valor máximo e depois começa a decair, como resultado atribuível à diminuição do preço da tarifa que aproxima as curvas correspondentes na Figura 7.8. Este efeito pode ser explicado da mesma forma, ou seja ocorre um diminuição acentuada do preço de venda dos excedentes causando a inflexão da curva após o fator de carga elétrico de 0,7. O resultado da variação da razão com o fator de carga elétrico para a combinação tarifa azul com contrato com tarifa plana apresenta uma curva com um valor mínimo em torno de 0,55, a partir do qual a modulação se torna levemente mais favorável. Este último efeito é resultado apenas do efeito da modulação sobre a tarifa de compra já que a energia excedente é vendida sob um mesmo preço segundo o contrato com tarifa plana. Para a tarifa azul associada ao contrato horosazonal, cujo efeito isolado pode ser observado na sua combinação com a tarifa convencional, observa-se uma inflexão na curva, com um máximo da razão entre as taxas internas de retorno sem e com modulação. De todos os resultados, o único que apresenta uma razão menor que um é a combinação tarifa convencional, que não varia com a modulação, com o contrato de tarifa horosazonal que tem um efeito favorável a modulação horária de energia. Esta última curva apresenta então a vantagem da modulação horária quando se opta pelo contrato com tarifa horosazonal, vantagem esta crescente com o fator de carga elétrico, já que o preço da energia vendida é diretamente proporcional a este parâmetro no caso configurado com modulação, ao passo que sem modulação, o preço da energia permanece constante. Em termos absolutos, contudo, esta vantagem não é tão significativa.

As Figuras 7.12 e 7.13 apresentam os resultados da taxa interna de retorno para variação do fator de carga elétrico considerando grandes produtores, que tem apenas uma tarifa de compra de energia. Na Figura 7.12 estão todos os resultados da variação da TIR com o fator de carga elétrico, os casos sem modulação, com modulação de potência e de energia para a tarifa azul. Para a combinação com o contrato CPFL, os efeitos são os mesmos devido ao decaimento do preço da tarifa, enquanto o efeito da modulação de energia é compensado pela vantagem provocada pela modulação de energia sobre o contrato com tarifa horosazonal, resultando em valores idênticos ao caso sem modulação. Segundo a Figura 7.13, a modulação é sempre desfavorável a viabilidade, exceto para o caso da

combinação tarifa azul e contrato horosazonal, cujo valor da razão é igual a 1, ou seja, não mostra sensibilidade à modulação.

### 7.5.2 Fator de Carga Térmico

A variação do fator de carga térmico significa um aumento do consumo de calor e conseqüentemente aumento da quantidade de excedentes considerando que os outros parâmetros são mantidos constantes. Além disso, o seu aumento significa que a energia excedente está sendo entregue a rede de forma mais constante, fato este que pode ser conferido pelo aumento do fator  $a$  da fórmula contratual adotada pela CPFL. Para a obtenção dos resultados foi utilizado a parcela de demanda contratada que maximiza o preço de energia vendida para o fator de carga térmico igual a 0,7. É fundamental enfatizar que o comportamento da tarifa de venda de energia para o contrato CPFL é definido para esta demanda contratada e que a curva poderia ter uma inclinação diferente e sofrer um deslocamento de sua inflexão de acordo com o fator de carga para o qual a melhor demanda é definida. Para o caso apresentado, o valor do preço da energia por MWh varia muito para o contrato CPFL, permanecendo constante para os outros contratos, cujos resultados demonstram que viabilidade aumenta com o fator de carga térmico devido somente ao aumento da quantidade de excedentes. Para o contrato CPFL, o aumento do valor da tarifa de energia vendida aumenta de forma mais acentuada entre os valores de 0,6 e 0,8 do fator de carga térmico. Na Tabela 7.11 está apresentada tal variação para o contrato CPFL.

**Tabela 7.11** - Variação dos parâmetros do contrato CPFL com o fator de carga térmico para pequeno produtor

FCT	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Demanda de suprimento máxima (MW)	32426	32426	32426	32426	32426
Demanda de suprimento contratada (MW)	21077	21077	21077	21077	21077
Energia registrada(MWh)	24674	47957	71240	94524	117807
Energia faturável(MWh)	24674	47957	71240	94524	108251
Energia contratada(MWh)	108251	108251	108251	108251	108251
Fator de ajuste a	0,16	0,30	0,45	0,6	0,74
Fator de ajuste b	1,00	1,00	0	0	0
Energia excedente(MWh)	42048	81760	121472	161184	200896
Energia em déficit(MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Na Figura 7.14, o efeito da variação do fator de carga térmico está evidente e a partir de certo valor, o preço pago pela energia no contrato CPFL é superior ao da tarifa horosazonal, superando a viabilidade da escolha deste contrato. Ou seja, se o autoprodutor for capaz de entregar energia de forma mais constante e em maior quantidade que o cenário considerado até agora, o preço da energia pode superar o valor do contrato horosazonal e poderia chegar até o patamar do contrato com tarifa plana dependendo do fator de carga térmico e da demanda contratada.

A Figura 7.15 apresenta a razão entre a taxa interna de retorno sem modulação e a taxa com modulação horária de energia. O efeito desta modulação sobre o valor da energia vendida é um aumento geral no preço para o contrato horosazonal e uma diminuição do preço para o caso do contrato CPFL. Estes efeitos ficam mais brandos com o aumento do fator de carga térmico como mostra a tabela seguinte.

**Tabela 7.12** - Variação do preço da energia vendida sob o contrato horosazonal com o fator de carga térmico para os casos com e sem modulação, para pequeno produtor

FCT	0,4	0,6	0,7	0,8
Contrato horosazonal sem modulação (R\$/Mwh)	24,41	24,41	24,41	24,41
Contrato horosazonal com modulação horária de energia (R\$/Mwh)	25,11	24,65	24,59	24,55
Razão entre as TIR sem modulação e com modulação horária de energia	1,023	1,01	1,007	1,006

**Tabela 7.13** - Variação do preço da energia vendida sob o contrato horosazonal com o fator de carga térmico para os casos com e sem modulação, para pequeno produtor:

FCT	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Contrato CPFL sem modulação (R\$/Mwh)	-9,85	5,01	13,55	21,11	24,18	24,18
Contrato CPFL com modulação (R\$/Mwh)	-12,55	2,85	11,25	19,04	23,73	24,18
Razão entre os valores sem modulação e com modulação horária de energia	1,28	1,76	1,205	1,108	1,019	1,00

A tarifa mais sensível a modulação de energia é sem dúvida a tarifa verde, como já observado em outros gráficos. Devido a esta sensibilidade, a viabilidade tende a cair bastante com a modulação, sendo as razões entre taxas para esta tarifa bem maiores. O encontro entre a curva da tarifa verde combinada com o contrato CPFL e a mesma tarifa combinada com a tarifa horosazonal demonstra que, para o valor de 0,95 como fator de carga térmico, as razões entre os preço de venda de excedentes são iguais. A combinação da tarifa verde e contrato com tarifa horosazonal é menos sensível a variação com o fator de carga que a combinação da mesma tarifa com  $\sigma$  contrato CPFL e a justificativa está na variação bem maior nos valores do contrato CPFL com a modulação conforme pode ser conferido na tabela anterior.

O efeito da modulação de potência é apresentado na Figura 7.16 e resulta do efeito sobre a tarifa azul, já que os preços da energia vendida não sofrem alteração com esta modulação. Na Figura 7.17, é apresentado sob forma de relação entre as taxas internas de retorno, o efeito da modulação de energia sazonal. É importante observar que a variação desta razão é bem menor que aquelas apresentadas até então, refletindo uma sensibilidade pequena da TIR em relação a este parâmetro. A tabela abaixo mostra a variação da tarifa para os contratos horosazonal e CPFL para os casos sem modulação de energia sazonal ( $\sigma = 0,586$ ) e com modulação sazonal de energia ( $\sigma = 0,5$ ). Vale lembrar que o parâmetro  $\sigma$  só pode ser variado numa  $\gamma$  estreita de valores, sendo esta a razão da modulação ter uma influência relativamente menor que os outros parâmetros.

**Tabela 7.14** - Variação do preço da energia vendida sob o contrato CPFL para os casos com e sem modulação de energia sazonal. Para pequeno produtor

FCT	0,4	0,5	0,6	0,7	0,76	0,8	0,9
Contrato CPFL sem modulação (R\$/MWh)	-9,85	5,01	13,55	21,11	24,18	24,18	24,18
Contrato CPFL com modulação (R\$/MWh)	-9,52	5,12	13,59	21,12	23,91	24,18	24,18
Razão entre os preços sem e com modulação	0,967	0,980	0,997	1,00	1,011	1,00	1,00

**Tabela 7.15** - Variação do preço da energia vendida sob o contrato com tarifa horosazonal para os casos com e sem modulação de energia sazonal. Para pequeno produtor

FCT	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95
Contrato com tarifa horosazonal sem modulação (R\$/MWh)	24,41	24,41	24,41	24,41	24,41	24,41	24,41
Contrato com tarifa horosazonal sem modulação (R\$/MWh)	24,97	24,70	24,60	24,55	24,52	24,50	24,50
Razão entre os preços sem e com modulação	0,977	0,988	0,992	0,995	0,995	0,996	0,996

O resultado da combinação da variação de preços com a tarifa convencional demonstra um panorama vantajoso para modulação sazonal, cuja magnitude diminui com o aumento de excedentes, pois a relação entre os resultados diminui, como pode ser conferido na tabela acima. A combinação da tarifa azul de compra com o contrato com tarifa horosazonal para venda resulta em uma razão invariável e igual a 1, pois o efeito negativo da redução da tarifa é compensado pelo aumento no preço da energia vendida no contrato. As combinações com o contrato CPFL resultam em curvas peculiares com duas inflexões. A razão entre os preços é tão mais vantajosa a modulação quanto menor o fator de carga térmico até que o preço atinge o mesmo valor para a energia vendida permanecendo constante. Com o aumento dos excedentes esta vantagem começa a sobrepor o efeito negativo da modulação devido a diminuição do preço da tarifa, atingindo o valor de 1 para cerca de 0,6 como fator de carga térmico. Após esse valor, esta razão passa aumentar indicando que a variação da tarifa não está mais sendo compensada pela vantagem de um preço melhor para a venda de excedentes. Quando se atinge um valor constante a partir de então, o decréscimo segue o da combinação com a tarifa plana, que é resultado de uma maior quantidade de excedentes.

As figuras discutidas a seguir apresentam os resultados da variação da TIR com o fator de carga térmico para o médio produtor. A variação em geral é análoga aos resultados já apresentados para o pequeno produtor. A Figura 7.19 que apresenta a variação da relação entre as taxas interna de retorno com modulação e sem modulação. O valor para venda mais sensível é, sem dúvida o contrato CPFL, cuja variação pode ser conferida na Tabela 7.13 já apresentada, ou ainda na sua combinação com a tarifa convencional nesta figura. É interessante notar que as curvas praticamente se sobrepõe, cuja razão seria que a sensibilidade da TIR para modulação não é perceptível devido a maior quantidade de excedentes neste caso, ou seja, a participação do valor de venda é tão grande que reduz o efeito da modulação. Ainda se pode observar nestes resultados, um efeito mais leve da modulação na combinação da tarifa azul com a tarifa plana assim como um resultado favorável a modulação. A figura mostra ainda o efeito da combinação da tarifa convencional com o contrato com contrato horosazonal demonstrando um efeito positivo para a modulação que diminui com aumento do fator de carga térmico, tornando-se cada vez menos favorável a modulação, conforme pode ser conferido na Tabela 7.14, que mostra a variação de preços para o contrato horosazonal com a modulação,.

Os resultados na Figura 7.20 apresentam os efeitos para modulação de potência. Como pode ser confirmado pela tabela a seguir, os valores para venda são maiores para o caso com modulação de potência, vantagem que diminui com o aumento do fator de carga térmico.

**Tabela 7.16 -** Variação do preço da energia vendida sob o contrato com tarifa horosazonal para os casos com e sem modulação horária de potência.

FCT	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Contrato CPFL com modulação horária de energia(R\$/MWh)	-12,55	2,85	11,25	19,04	23,73	24,18
Contrato CPFL com modulação horária de energia e potência (R\$/MWh)	-12,46	2,92	11,32	19,10	23,81	24,18
Razões entre os preços	1,007	1,024	1,006	1,003	1,003	1,000

Esta variação demonstra que a tarifa se torna maior com a modulação e esta vantagem tende a decrescer até que os valores se tornem idênticos em para o fator de carga térmica igual a 0,9. A combinação deste decréscimo da vantagem com o fator de carga térmico para a tarifa com a modulação e o aumento da quantidade de excedentes resulta em uma curva com um decaimento acentuado até em torno de 0,8 de fator de carga térmico e após esse valor tem praticamente o mesmo comportamento da curva para contrato azul com tarifa horosazonal, cuja variação é devida somente ao aumento da quantidade de excedentes. Para a combinação do contrato CPFL com a tarifa convencional, a razão é menor que 1 demonstrando a vantagem para TIR com modulação, que além disso sofre inflexões pela combinação do aumento de excedentes com a diminuição da relação entre valores dos preços.

A Figura 7.21 apresenta os resultados da variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação sazonal de energia. A primeira observação seria a combinação da curva de tarifa convencional com o contrato CPFL que reflete o efeito da modulação sazonal sobre a TIR devido a variação de preços já apresentada na Tabela 7.15 segundo a qual a curva possui um máximo retornando depois a um valor constante igual a 1. A combinação com a tarifa azul torna a desvantagem devido a modulação menor com o aumento do fator de carga térmico porque o preço aumenta com a modulação sazonal para o contrato CPFL até em torno de 0.75 de fator de carga térmico. Para a combinação da tarifa convencional com o contrato horosazonal a razão é menor que 1 demonstrando a vantagem da modulação sobre a TIR para este contrato, vantagem esta que decresce com o aumento do fator de carga térmico. Este efeito do contrato horosazonal combinado com a tarifa azul resulta em uma curva de valor constante igual a 1, pois os efeitos se anulam.

As figuras seguintes apresentam os resultados da variação do fator de carga térmico para grandes produtores. O comportamento das curvas para o caso sem modulação na Figura 7.22 segue o já apresentado para os produtores de outro porte. No mesmo gráfico, é apresentado o resultado do efeito combinado de modulação horária de potência ( $\tau = 0,5$ ) e energia ( $\gamma = 0,05$ ). A figura seguinte, Figura 7.23, apresenta a relação entre as taxas internas de retorno com modulação e sem modulação de energia e potência. Pode-se observar neste gráfico relações muito maiores para os casos de modulação de potência, pois a tarifa azul é bem mais sensível a modulação de potência. A variação dos preços para o contrato CPFL com a modulação de potência é bem próxima a variação da tarifa

horosazonal devido a modulação de energia como pode ser observado nas Tabelas 7.16 e 7.15.

Os resultados da modulação sazonal para o grande produtor são apresentados na figura 7.24 . Para o contrato CPFL, o comportamento da curva com tarifa plana reflete a variação para a tarifa azul isoladamente. É interessante observar que apesar do preço de venda ser favorável a modulação até certo valor, a TIR tem um resultado mais favorável ao caso sem modulação. Isto se deduz da comparação com a curva de tarifa plana, cujo resultado se estabiliza após certa quantidade de excedentes, tornando-se constante.

### 7.5.3 Parâmetro $\gamma$ de modulação horária de energia

A partir da Figura 7.25 até a Figura 7.27 são apresentados os efeitos da variação do parâmetro de modulação horária de energia, mantendo-se os outros parâmetros constantes. As tabelas abaixo mostram o efeito da variação de  $\gamma$  sobre as tarifas azul e verde que são sensíveis a modulação e sobre os preços dos contratos com tarifa horosazonal e CPFL. Através da Tabela 7.17 pode-se conferir que a tarifa verde é bem mais sensível que a tarifa azul, efeito observado na inclinação da Figura 7.25. Esta modulação acarreta ainda um resultado favorável ao contrato CPFL, já que aumenta o valor do preço da energia vendida e desfavorável ao contrato com tarifa horosazonal, conforme pode ser conferido no gráfico 7.18 e na combinação da tarifa convencional com o contrato CPFL.

**Tabela 7.17** - Variação do preço das tarifas para pequeno produtor com o parâmetro  $\gamma$  de modulação horária de energia.

$\gamma$	0,050	0,070	0,09	0,11
Tarifa Azul	61,99	62,77	63,54	64,32
Tarifa Verde	55,64	61,70	67,77	73,83

**Tabela 7.18** - Variação do preço da tarifa com o parâmetro  $\gamma$  de modulação horária de energia para pequeno produtor

$\gamma$	0,050	0,070	0,09	0,11
Contrato com tarifa horosazonal (R\$/Mwh)	24,65	24,53	24,41	24,30
Contrato CPFL (R\$/Mwh)	14,44	15,16	15,92	15,88

**Tabela 7.19** - Variação do preço das tarifas para médio produtor com o parâmetro  $\gamma$  de modulação horária de energia.

$\gamma$	0,05	0,07	0,0914	0,11
Tarifa Azul	52,15	52,43	52,74	53,00
Tarifa Convencional	52,74	52,74	52,74	52,74

A figura 7.26 apresenta os resultados da variação do parâmetro  $\gamma$  para o médio produtor. É interessante observar quando para o valor de  $\gamma$  sem modulação de energia as tarifas têm o mesmo valor e que a curva é constante após certo valor de  $\gamma$  para a combinação com o contrato horosazonal. Os valores apresentados na figura 7.27 são para o grande produtor e é notável uma maior sensibilidade da TIR para o contrato CPFL.

### 7.5.3 Parâmetro $\tau$ de modulação horária de potência

Os resultados da variação do parâmetro  $\tau$  de modulação de potência são apresentados da Figura 7.28 e na Figura 7.29. O valor do preço da energia vendida não muda para qualquer contrato, sendo então, a variação da TIR resultante da variação do valor de compra pela tarifa azul, única tarifa sensível a modulação de potência. O aumento do parâmetro  $\tau$  é favorável a viabilidade e para o caso do médio produtor, as curvas da TIR para cada tarifa se aproximam, pois as tarifas azul e convencional têm o mesmo valor para o caso em que  $\tau = 1$  e valores de  $\gamma$  e  $\sigma$  para o caso sem modulação.

A TIR não se mostrou sensível ao caso da modulação sazonal, ou seja a variação do parâmetro  $\sigma$  de modulação sazonal.

### 7.5.3 Relação potência elétrica produzida/Calor útil disponível ( fator $\beta$ ).

Para apresentação do efeito da variação da relação potência elétrica produzida/calor útil disponível foi utilizado apenas o caso do pequeno produtor com a combinação das tarifas com todos os contratos, na Figura 7.30. É visível uma grande variação da TIR, que decresce bastante com aumento do fator  $\beta$ . Os valores de  $\beta$  dependem da configuração utilizada e a vantagem é tanto maior quanto mais próximo o  $\beta$  estiver do fator  $\alpha$ , que dá a relação demanda elétrica máxima/ demanda térmica máxima. Este resultado é também interessante para demonstrar a enorme desvantagem do aumento desta relação sob o ponto de vista de venda de excedentes, já que com o aumento deste fator, acontece, como mostra a tabela abaixo, um aumento da capacidade instalada e em conseqüência, um aumento da quantidade de excedentes comercializada, demonstrando mais uma vez que a sobrecapacidade não é viabilizada pela venda de excedentes.

**Tabela 7.20** - Variação da capacidade instalada e da quantidade de excedentes em energia elétrica para  $\beta$  para pequeno produtor

$\beta$	Capacidade instalada (kW)	Excedentes de energia elétrica(MWh)
0,2	44000	121472
0,4	88000	313024
0,6	132000	504576

### 7.5.3 Custo Total de capacidade

Da Figura 7.31 até a Figura 7.33, são apresentados os resultados da taxa interna de retorno para a variação do custo de total de capacidade instalada. Esta variação tem uma ação direta sobre a viabilidade, pois afeta diretamente o valor de investimento.

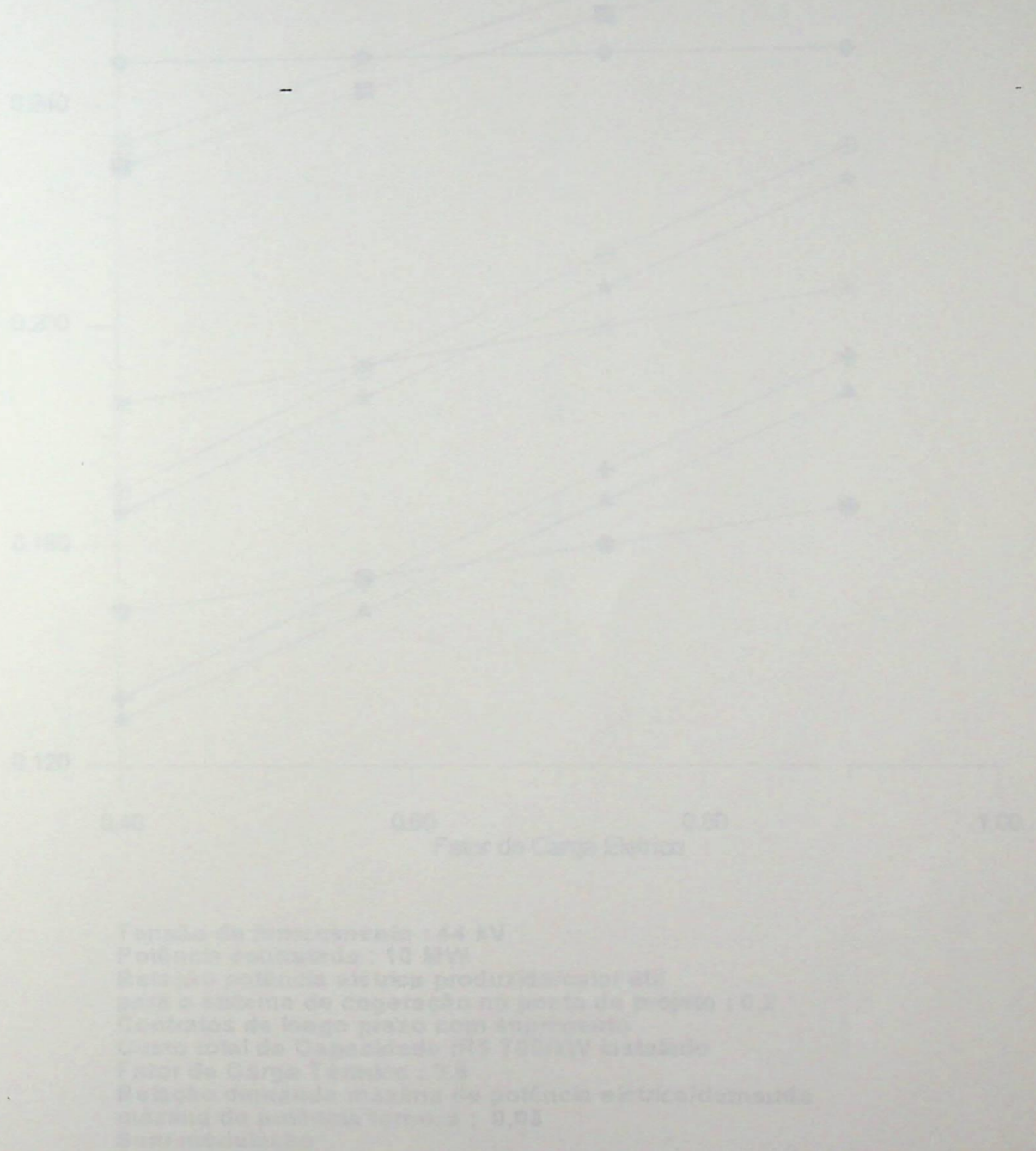
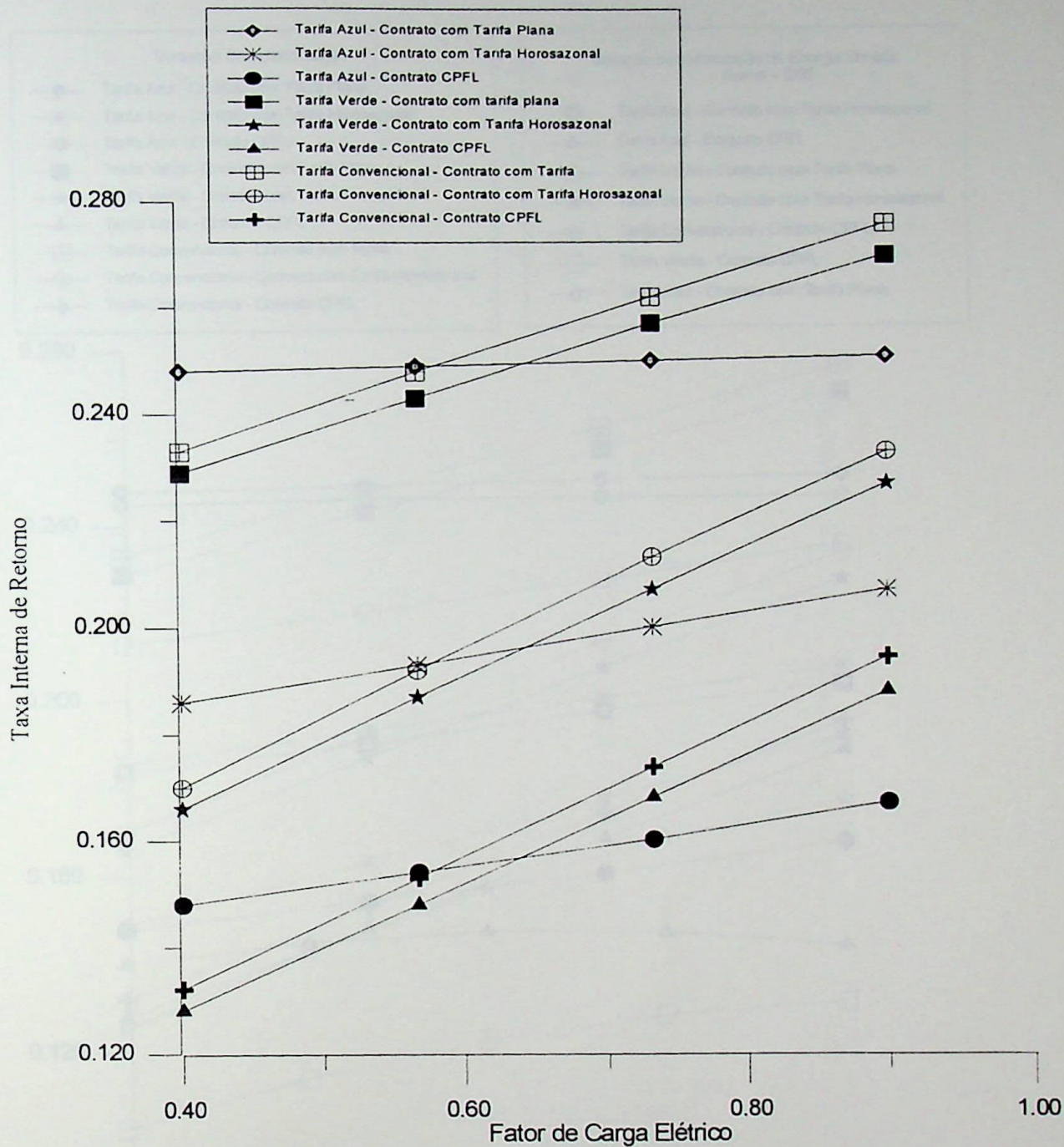


Figura 7.31 - Variação da TIR em função do fator de carga elétrico para sistema produtivo com capacidade de carga



Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Potência contratada : 10 MW  
 Relação potência elétrica produzida/calor útil  
 para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Custo total de Capacidade : R\$ 700/kW instalado  
 Fator de Carga Térmico : 0,6  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda  
 máxima de potência térmica : 0,05  
 Sem modulação

Figura 7.1 - Variação da TIR com o fator de carga elétrico para pequeno produtor sem modulação de carga

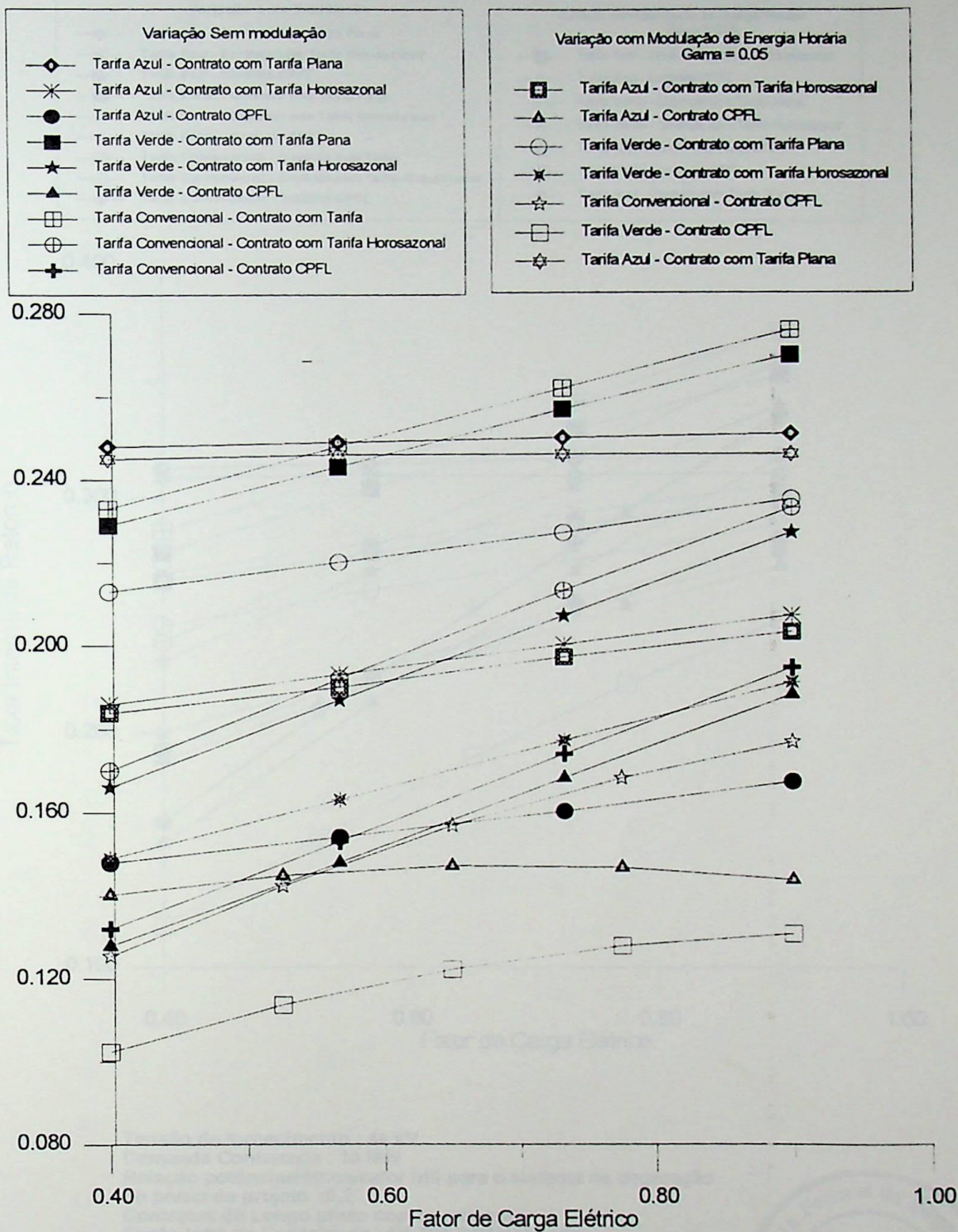
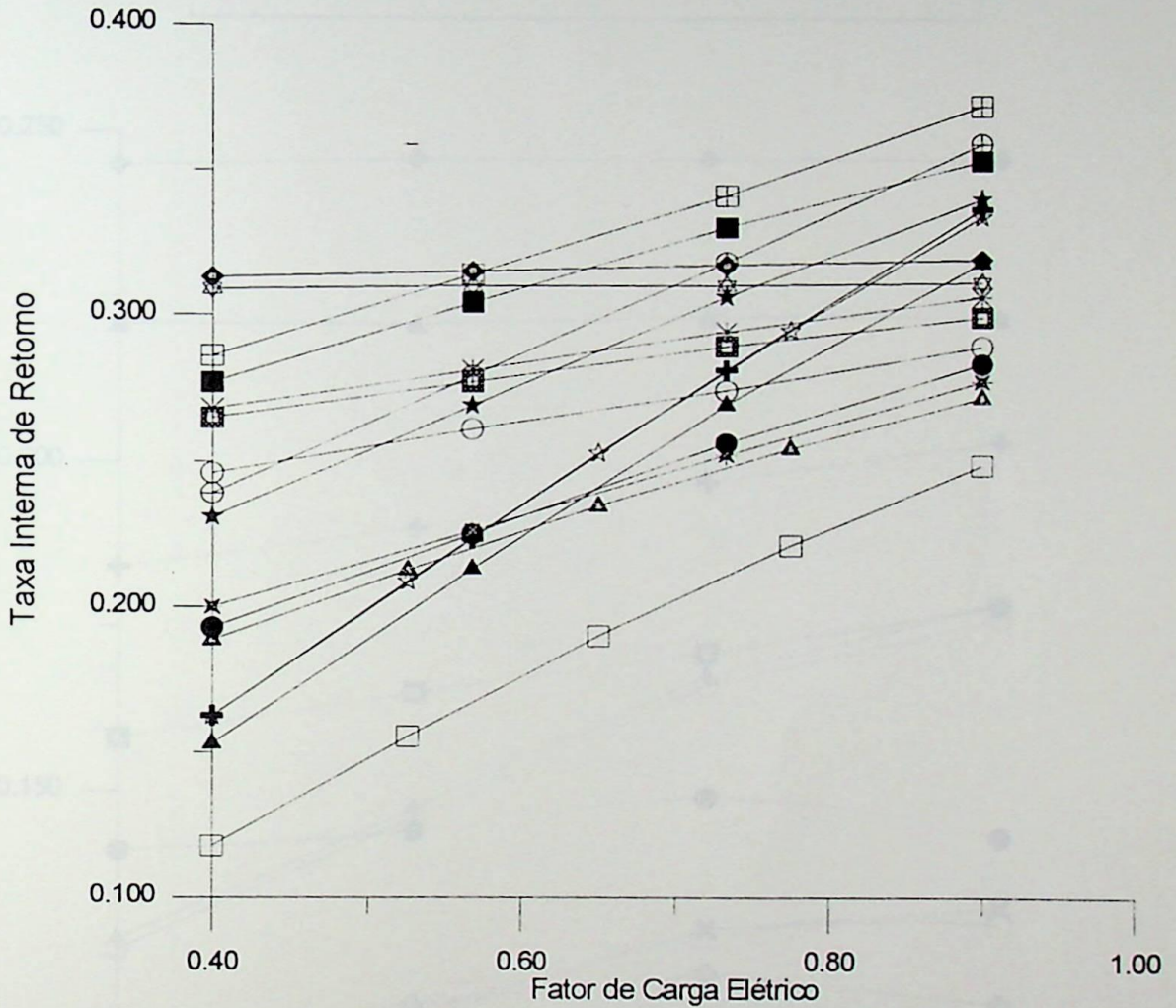
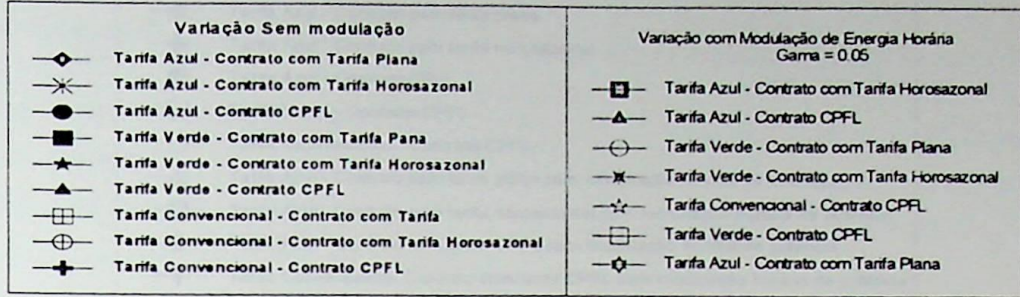


Figura 7.2 - Variação da TIR com o fator de carga elétrico para pequeno produtor com e sem modulação de energia



Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Demanda Contratada : 10 MW  
 Relação potência elétrica/calor útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de Longo prazo com suprimento  
 Custo total de Capacidade : R\$ 700 /kW instalado  
 Fator de Carga Térmico : 0,6  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica : 0,1



Figura 7.3 - Variação da TIR com o fator de carga elétrico para pequeno produtor com fator alfa igual a 0,1

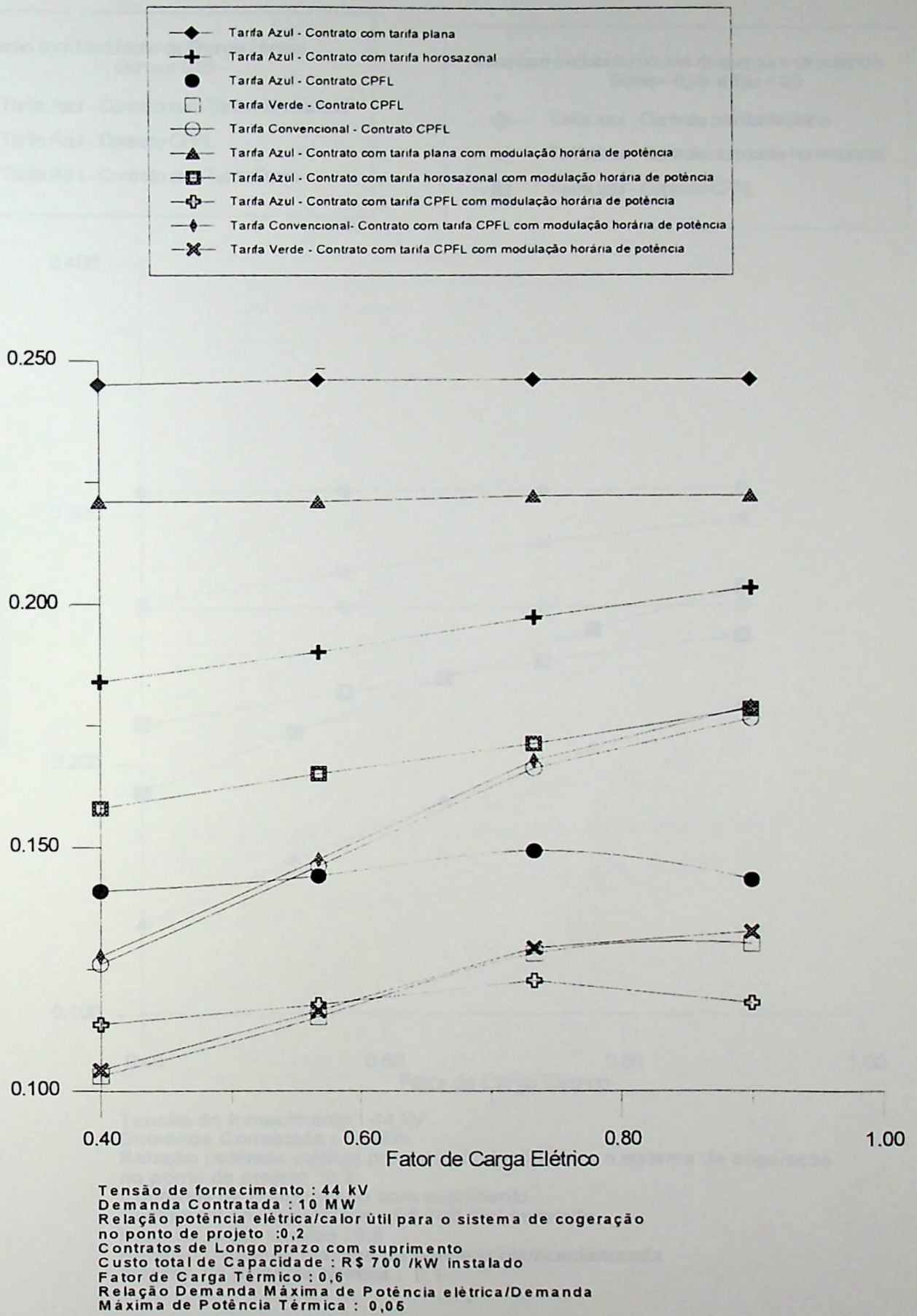


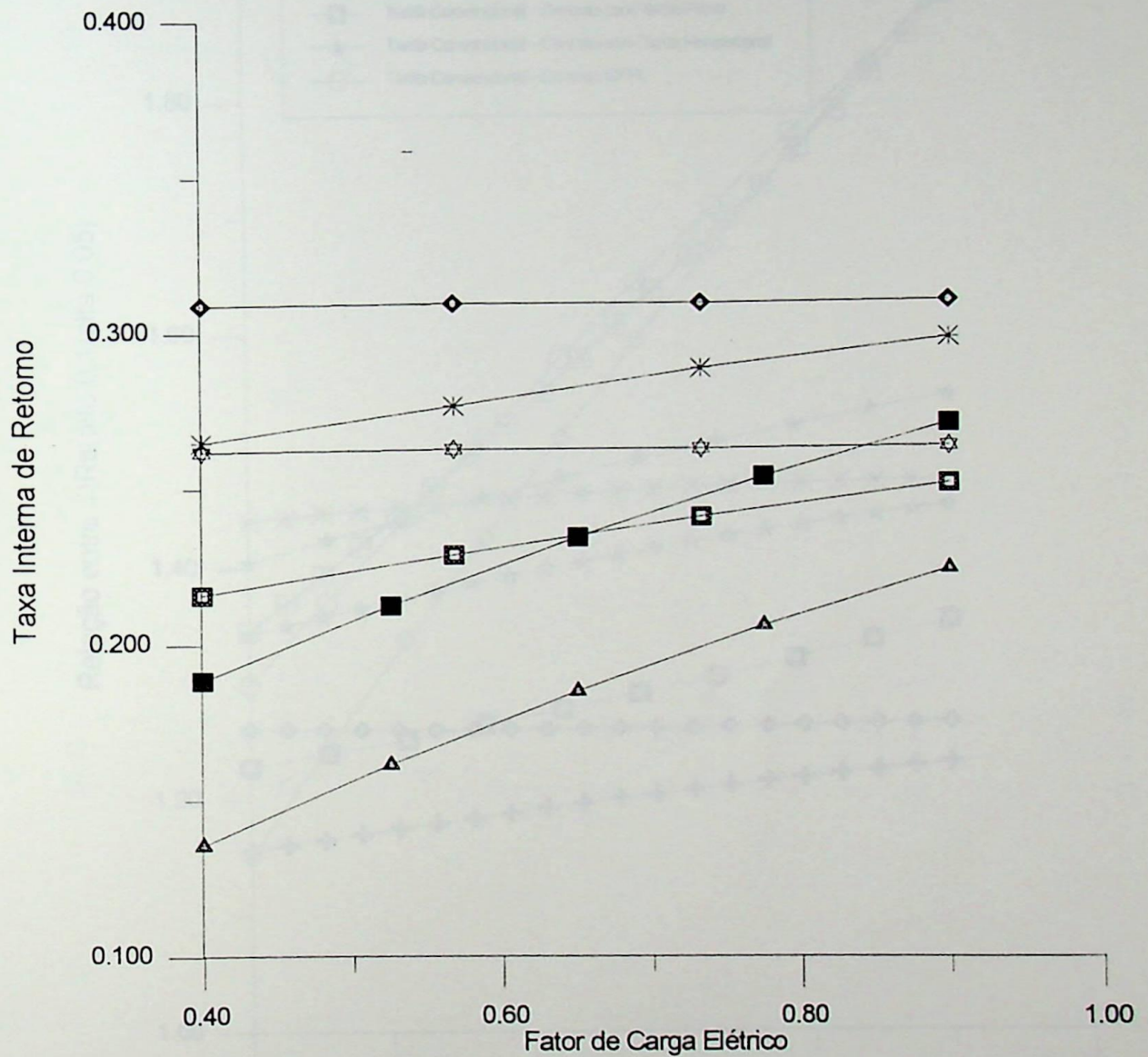
Figura 7.4 - Variação da TIR com o fator de carga elétrico para pequeno produtor com modulação energia e de potência

Variação com Modulação de Energia Horária  
Gama = 0,05

- Tarifa Azul - Contrato com Tarifa Horosazonal
- ▲— Tarifa Azul - Contrato CPFL
- ◇— Tarifa Azul - Contrato com Tarifa Plana

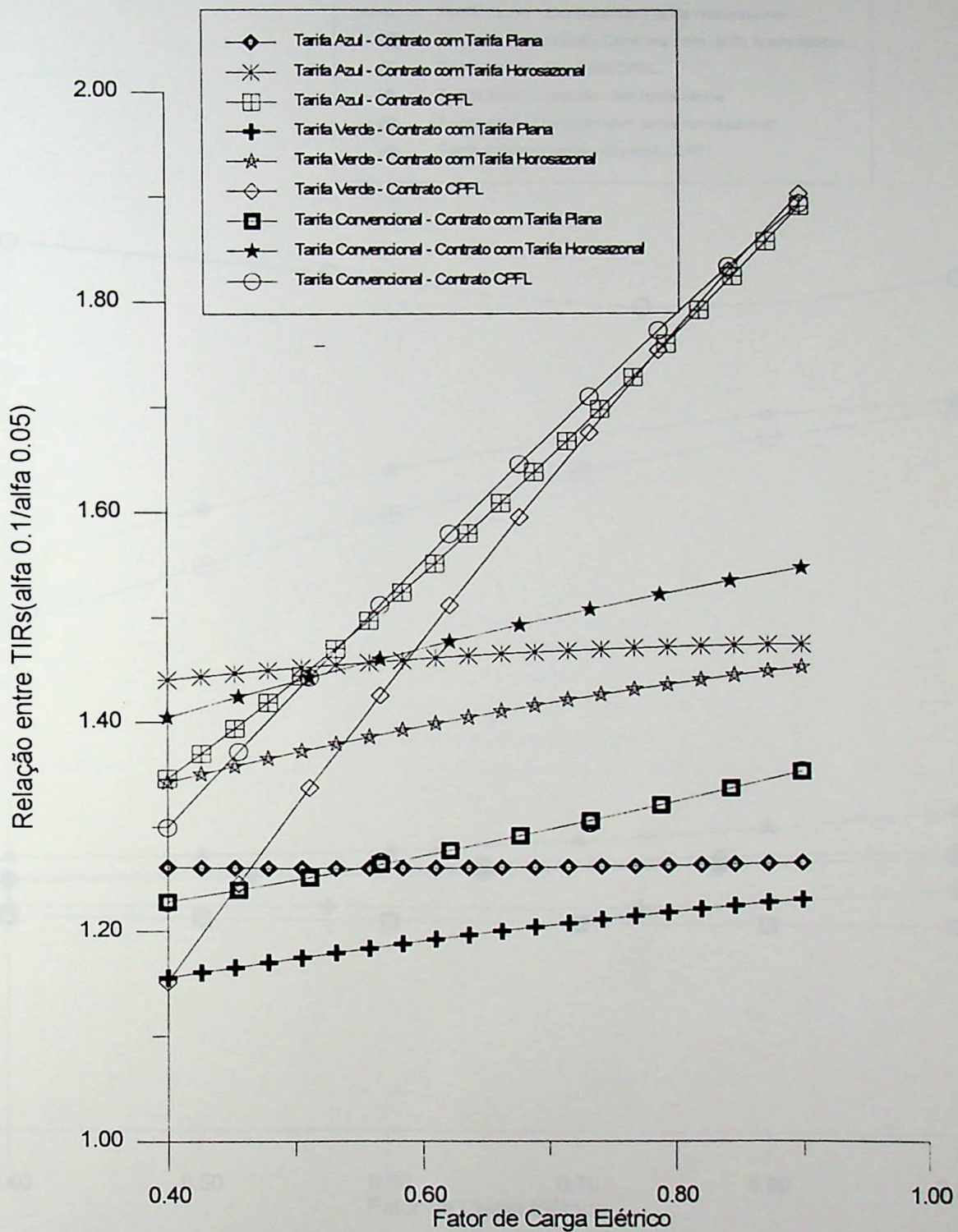
Caso com modulação horária de energia e de potência  
Gama = 0,05 e Tau = 0,5

- ◇— Tarifa azul - Contrato com tarifa plana
- \*— Tarifa Azul - Contrato com tarifa horosazonal
- Tarifa azul - Contrato CPFL



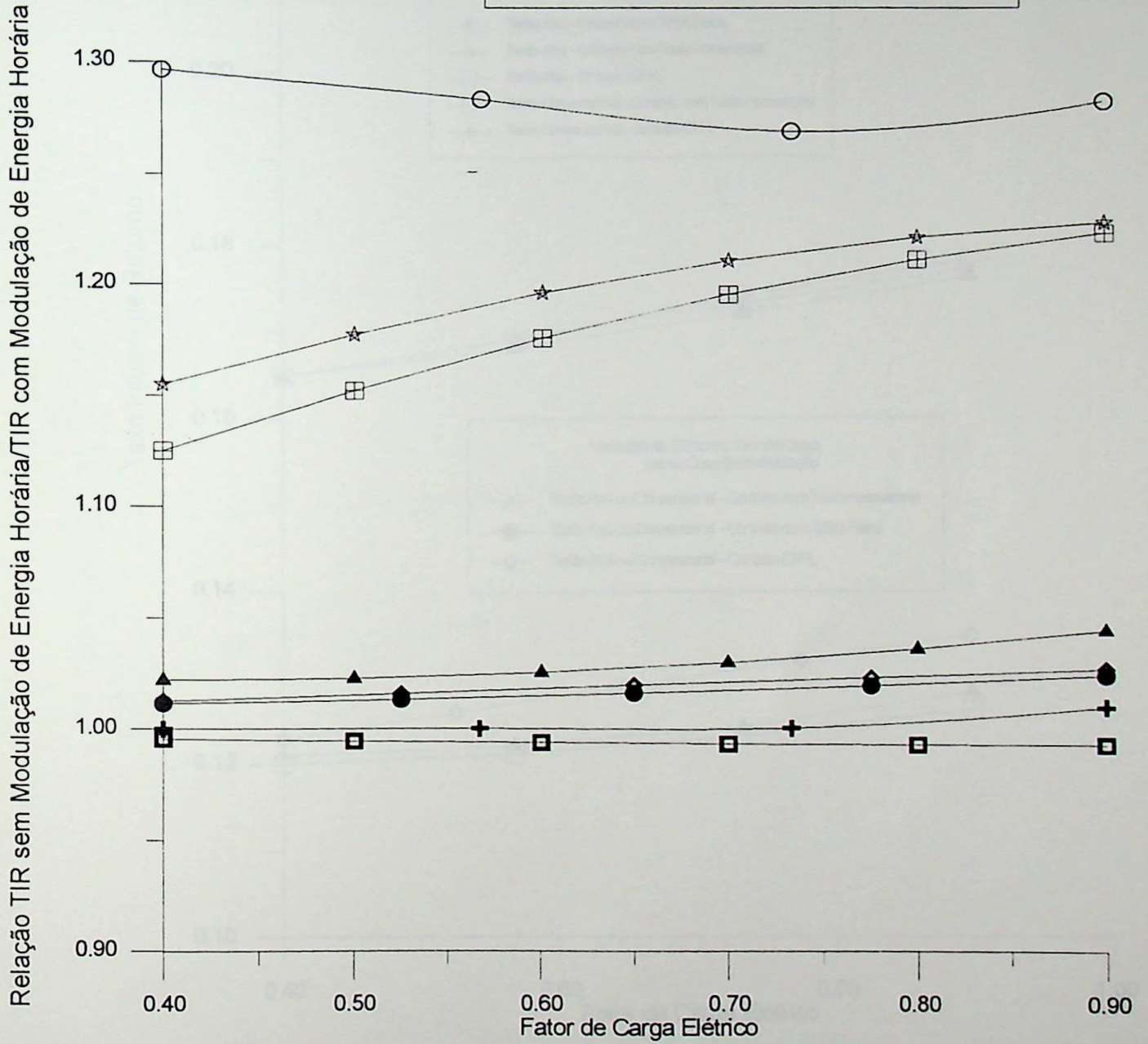
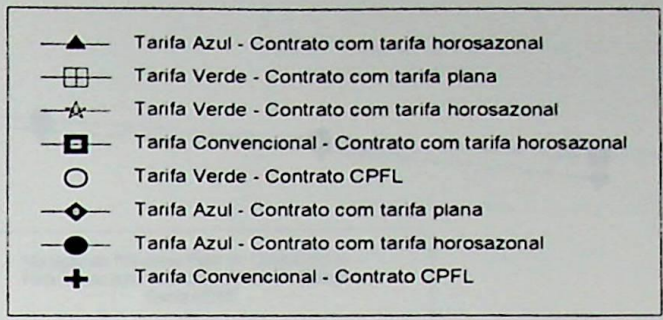
Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Demanda Contratada : 10 MW  
 Relação potência elétrica produzida/calor útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de Longo prazo com suprimento  
 Custo total de Capacidade : R\$ 700 /kW instalado  
 Fator de carga térmico : 0,6  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica : 0,1

Figura 7.5 - TIR e o fator de carga elétrico para pequeno produtor com modulação



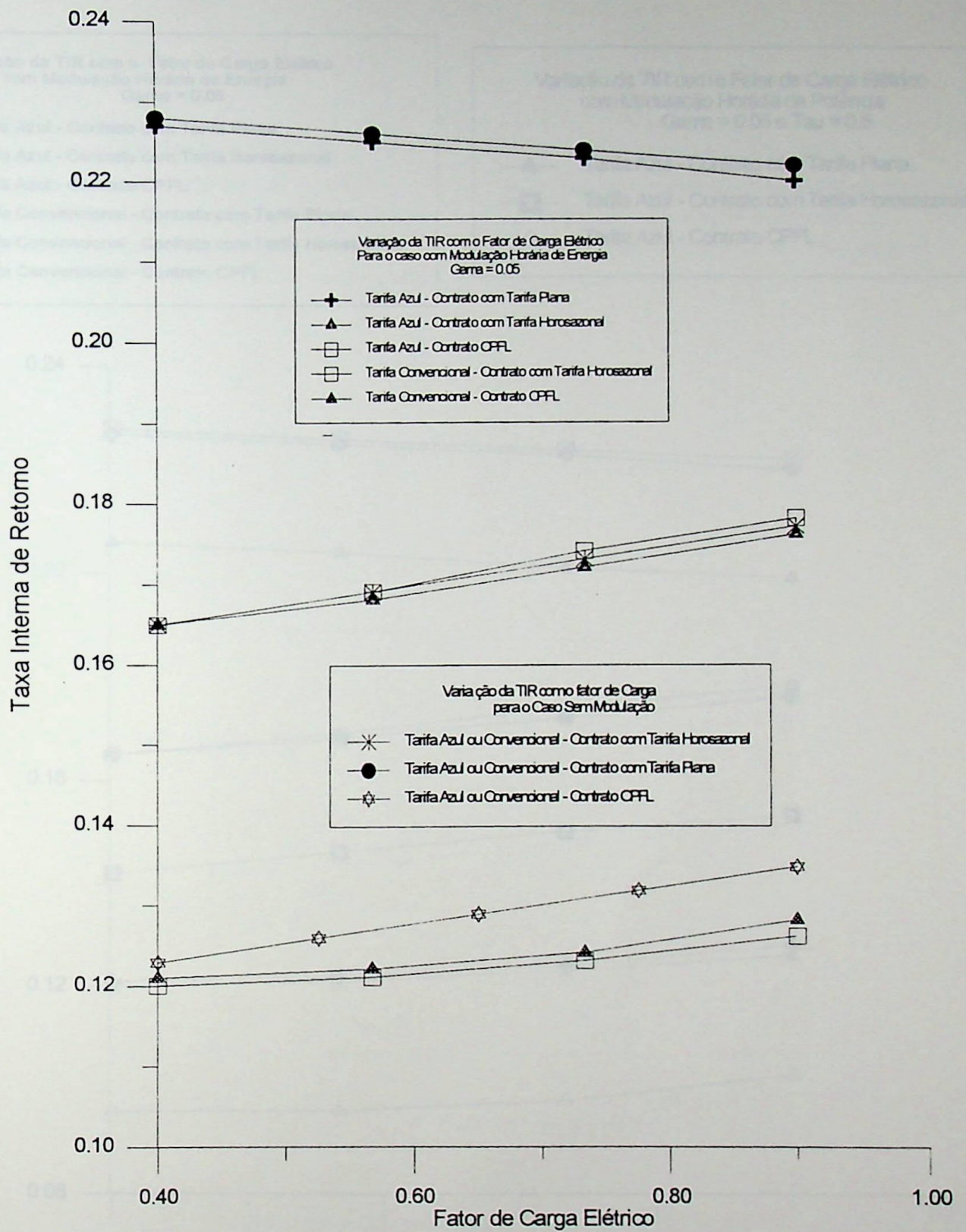
Tensão de Fornecimento : 44 kV  
 Potência Contratada : 10 MW  
 Relação Potência Elétrica/Calor útil para  
 o ponto de projeto do sistema de cogeração : 0,2  
 Fator de Carga Térmico : 0,6  
 Custo total de capacidade R\$700/kW instalado  
 Contrato de Longo Prazo com Suprimento

Figura 7.6 - Variação da razão entre TIR para alfa = 0,05 e TIR para alfa = 0,1 com o fator de carga elétrica



Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Potência Contratada : 10 MW  
 Relação potência elétrica produzida/Calor útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Custo de Capacidade : R\$ 700/kW instalado  
 Fator de carga térmico : 0,6  
 Relação demanda máxima elétrica/demanda térmica máxima : 0,1

Figura 7.7 - Variação da razão TIR sem modulação horária de energia/ TIR com modulação horária de energia com o fator de carga elétrica para pequeno produtor



Tensão de Fornecimento 69 kV  
 Potência Contratada : 40 MW  
 Contrato de Longo Prazo  
 Custo de Capacidade R\$ 700/kW  
 Fator de Carga Térmico: 0,6  
 Relação potência elétrica produzida / calor útil : 0,2  
 Relação demanda elétrica máxima / demanda térmica máxima : 0,05

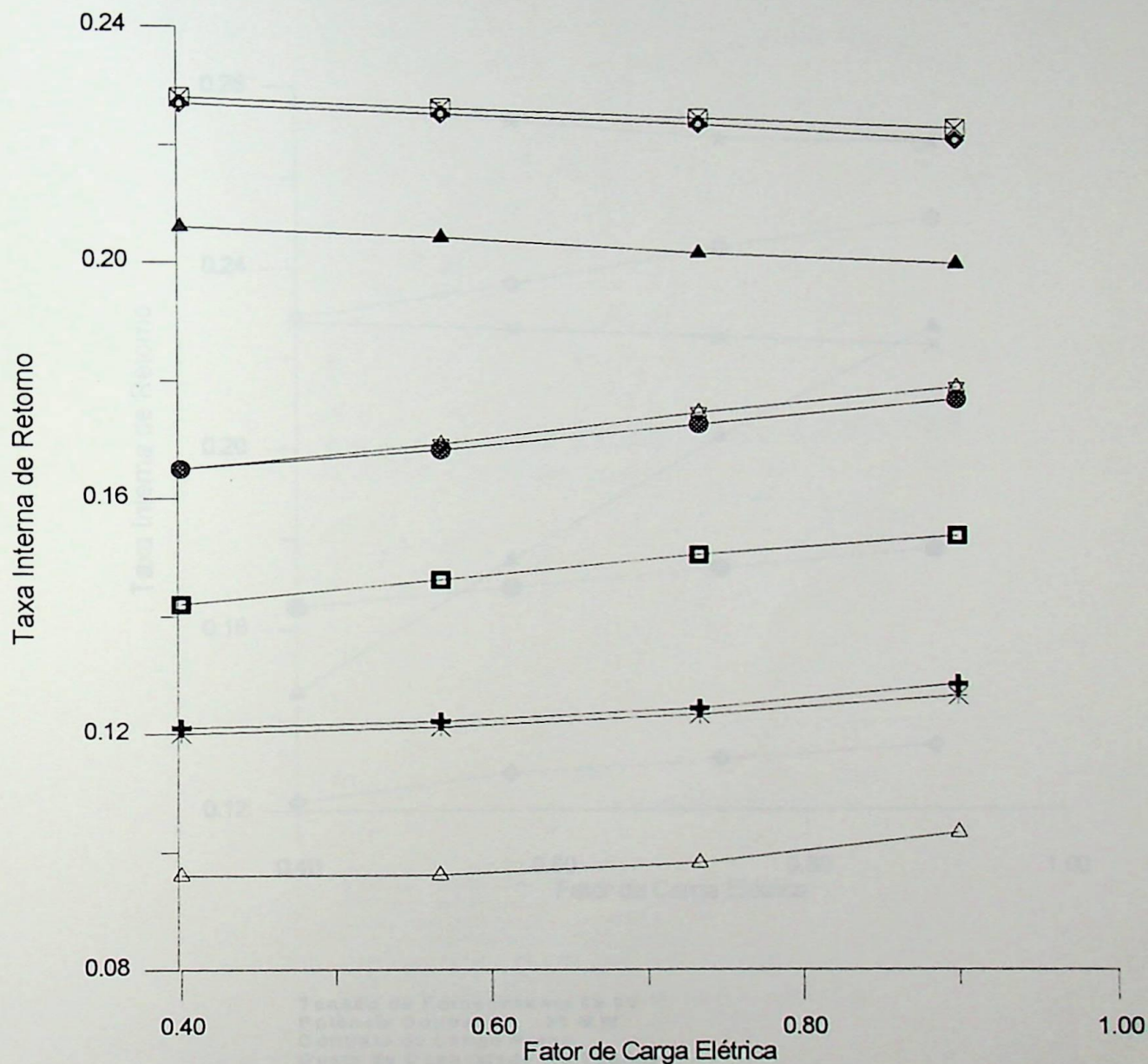
Figura 7.8 - Variação da TIR com o fator de carga elétrico para médio produtor com e sem modulação de energia horária

Varição da TIR com o Fator de Carga Elétrico com Modulação Horária de Energia  
Gama = 0.05

- ◆ Tarifa Azul - Contrato com Tarifa Plana
- Tarifa Azul - Contrato com Tarifa Horosazonal
- \* Tarifa Azul - Contrato CPFL
- ⊠ Tarifa Convencional - Contrato com Tarifa Plana
- ⊡ Tarifa Convencional - Contrato com Tarifa Horosazonal
- ⊕ Tarifa Convencional - Contrato CPFL

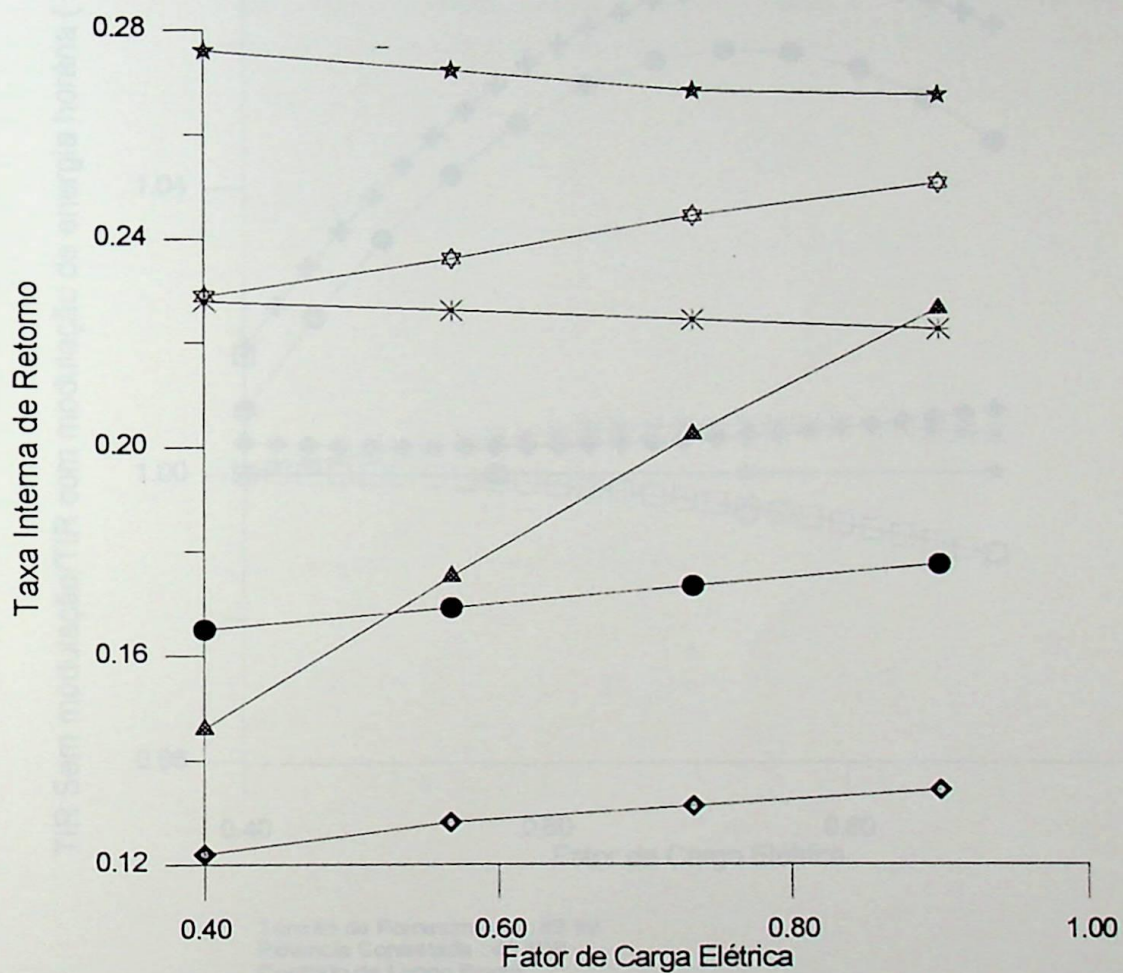
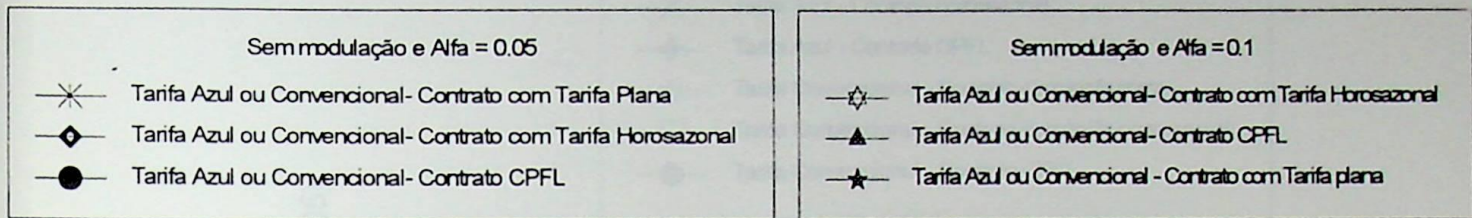
Varição da TIR com o Fator de Carga Elétrico com Modulação Horária de Potência  
Gama = 0.05 e Tau = 0.5

- ▲ Tarifa Azul - Contrato com Tarifa Plana
- Tarifa Azul - Contrato com Tarifa Horosazonal
- △ Tarifa Azul - Contrato CPFL



Tensão de Fornecimento 69 kV  
Potência Contratada : 40 MW  
Contrato de Longo Prazo  
Custo de Capacidade R\$ 700/kW  
Fator de Carga Térmico: 0,6  
Relação Potência Elétrica Produzida / Potência Térmica Produzida : 0,2  
Relação Demanda Elétrica Máxima / Demanda Térmica Máxima : 0.05

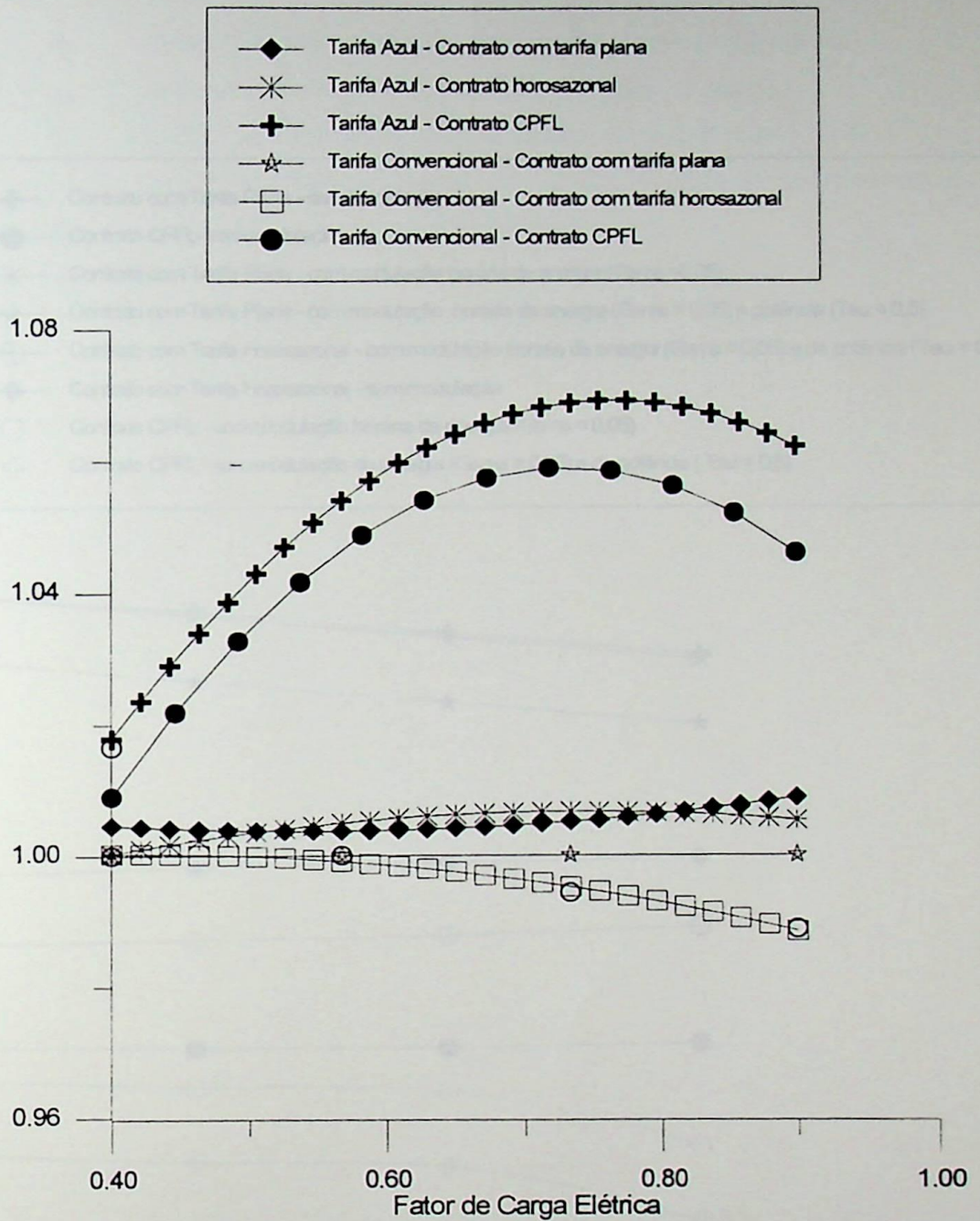
Figura 7.9 - Varição da TIR com o fator de carga elétrico para médio produtor com modulação horária de energia e potência



Tensão de Fornecimento 69 kV  
 Potência Contratada : 40 MW  
 Contrato de Longo Prazo  
 Custo de Capacidade R\$ 700/kW  
 Fator de Carga Térmico: 0,6  
 Relação Potência Elétrica Produzida  
 / Potência Térmica Produzida : 0,2

Figura 7.10 - Variação da TIR com o fator de carga elétrico para médio produtor para alfa = 0,1 e alfa = 0,05

TIR Sem modulação/TIR com modulação de energia horária ( Gama = 0.05)



Tensão de Fornecimento : 69 kV  
 Potência Contratada : 40 MW  
 Contrato de Longo Prazo  
 Custo total de capacidade: R\$ 700  
 Potência Elétrica Produzida/Calor útil  
 para o ponto de projeto do sistema de cogeração : 0,2  
 Fator de Carga Térmico : 0,6  
 Demanda elétrica máxima/demanda térmica máxima: 0,05

Figura 7.11-Razão TIR para médio produtor

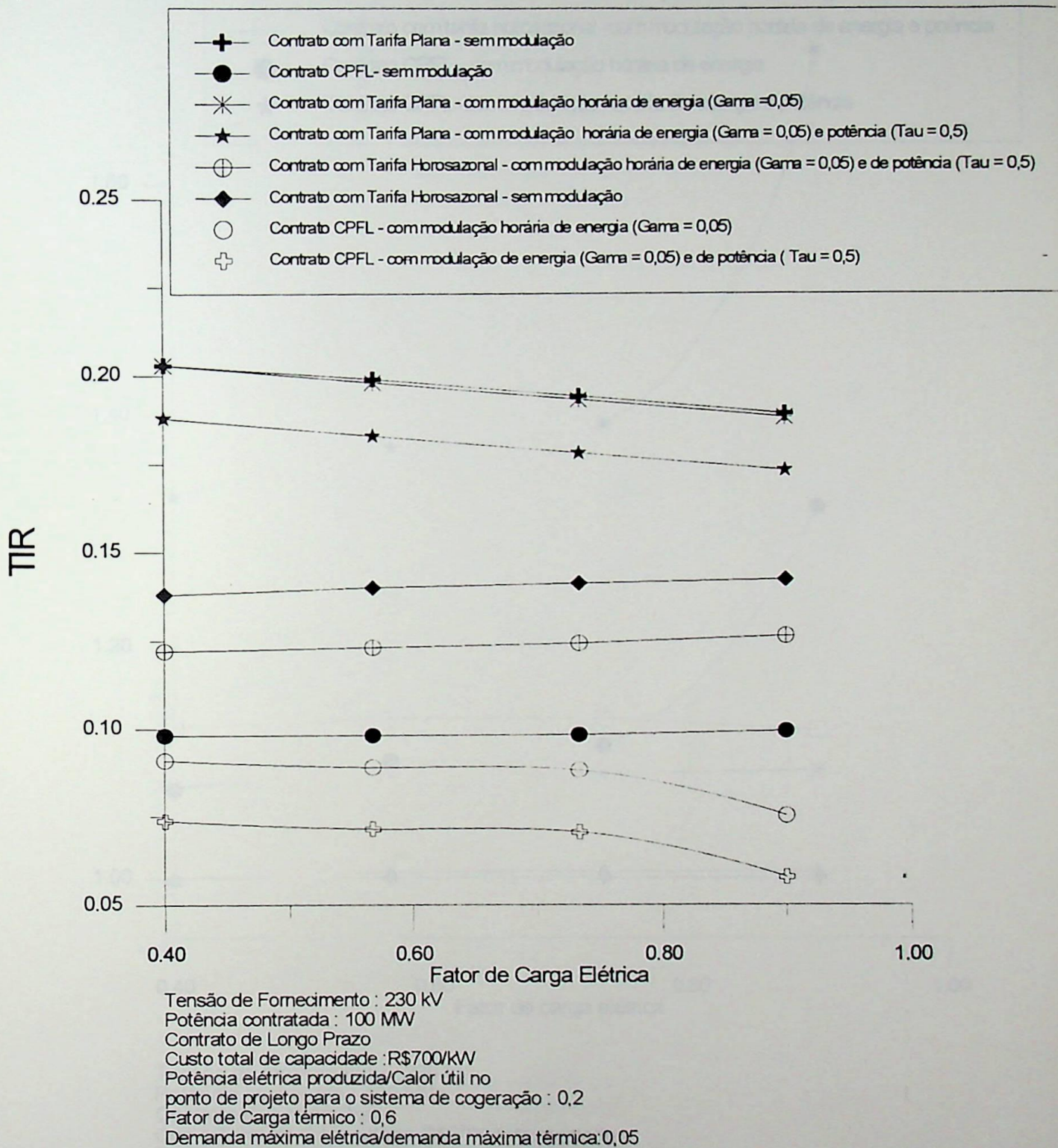
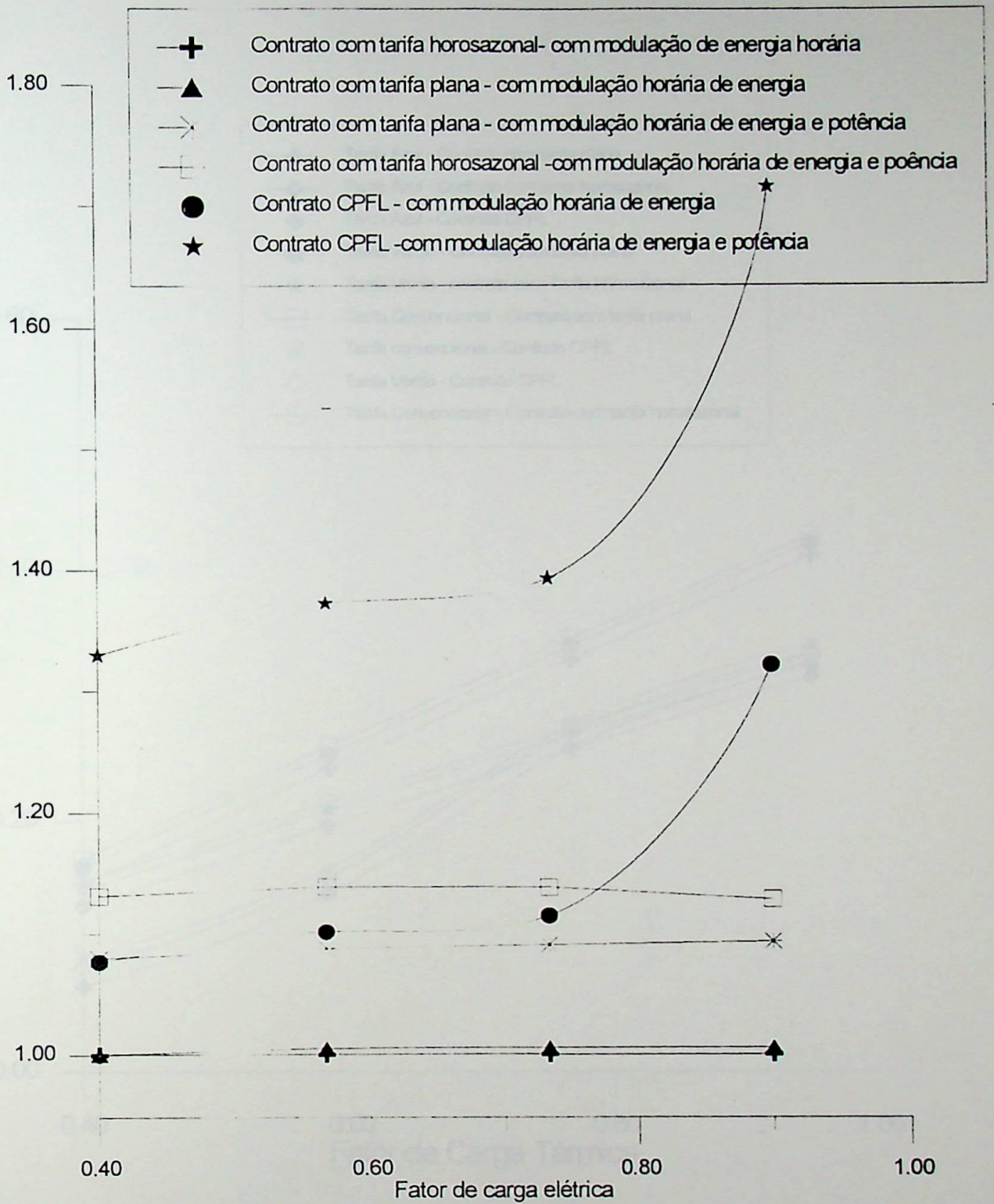
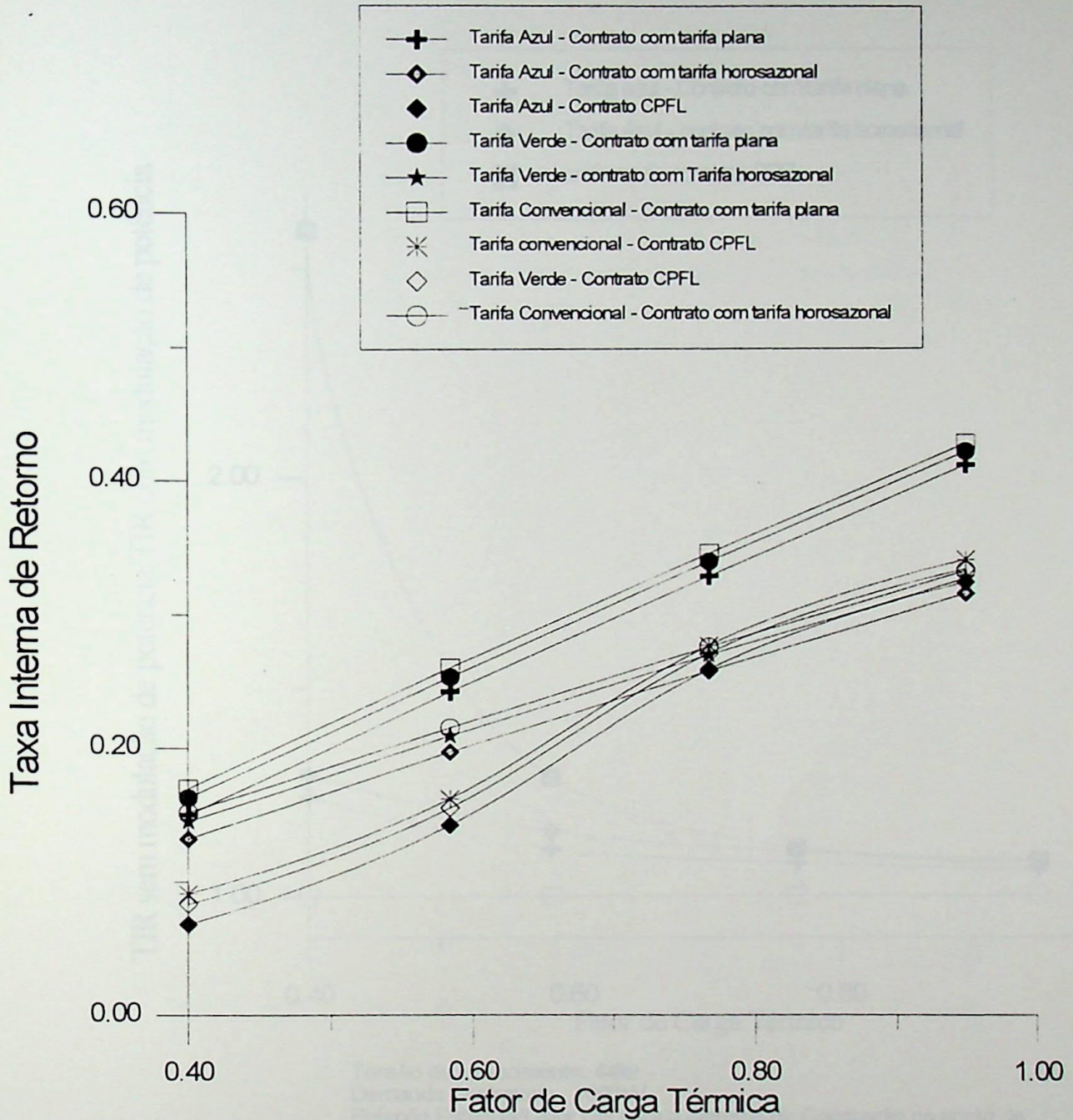


Figura 7.12 - Variação da TIR com o fator de carga elétrica para o caso sem modulação e com modulação horária de energia e potência para grande produtor



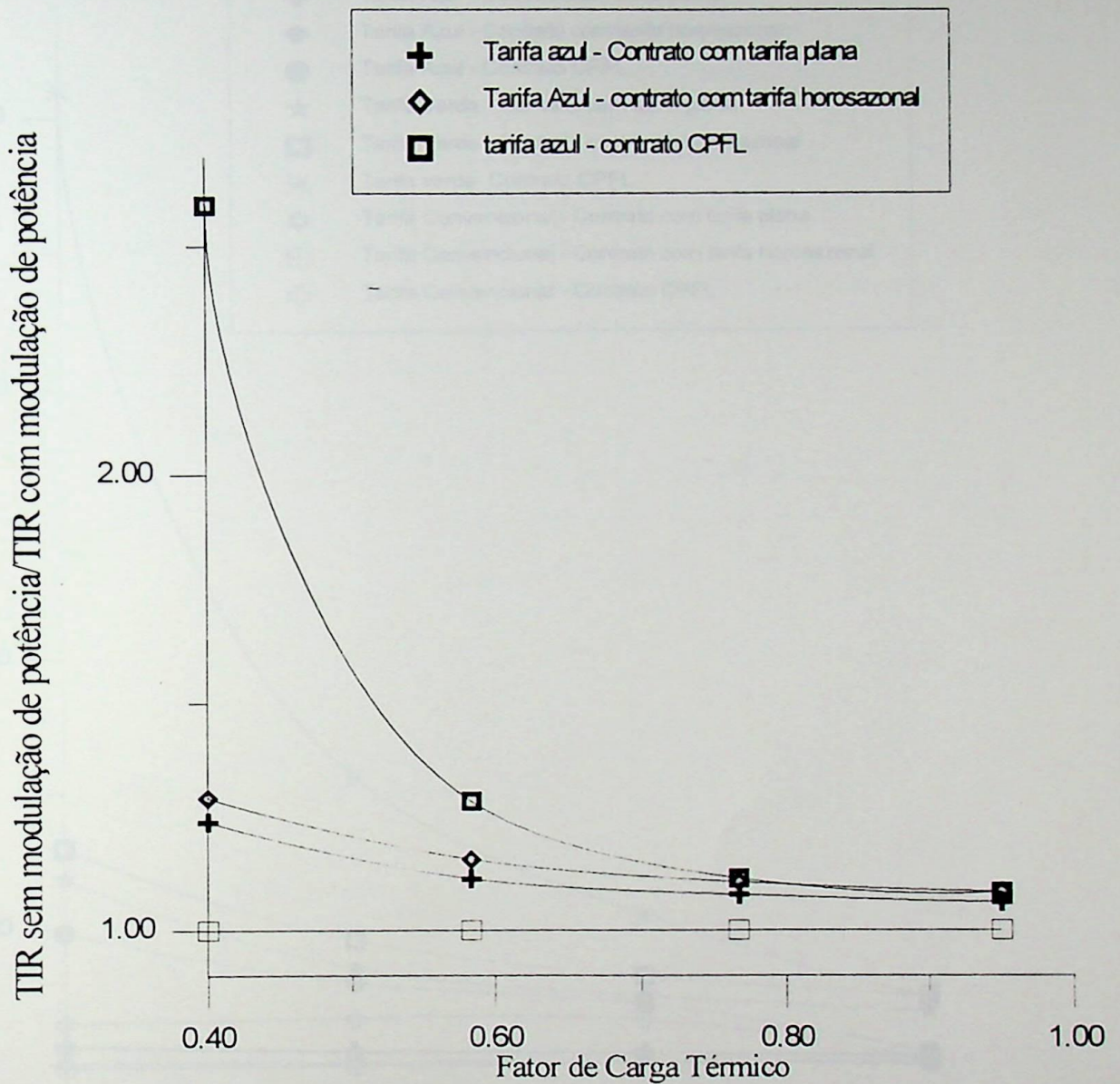
Tensão de fornecimento : 230 kV  
 Potência contratada : 100 MW  
 Contrato de Longo Prazo  
 Custo Total de Capacidade R\$ 700/kW instalado  
 Potência elétrica produzida/Calor útil no ponto de projeto do sistema de cogeração : 0,2  
 Fator de carga térmica : 0,6  
 Relação demanda elétrica máxima/demanda térmica máxima :0,05

Figura 7.13 - Variação da razão TIR com modulação horária de energia ou potência/ TIR sem modulação com o fator de carga elétrica para o grande produtor



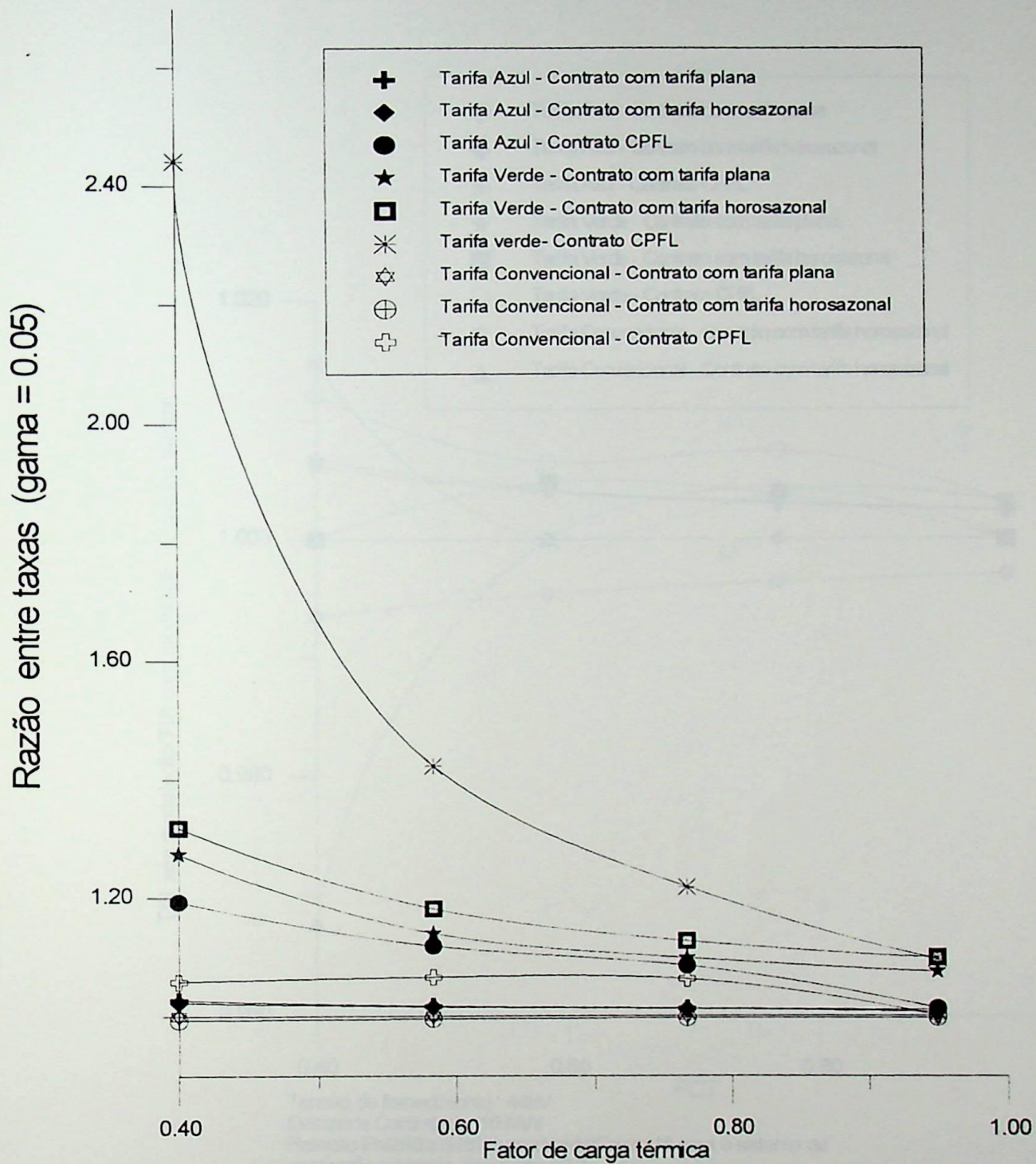
Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Demanda contratada : 10 MW  
 Relação potência elétrica produzida/calor útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contrato de longo prazo com suprimento  
 Custo total de capacidade : R\$ 700/kW instalado  
 Fator de carga elétrica : 0,8  
 Relação demanda elétrica máxima/demanda térmica máxima : 0,05

Figura 7.14 - Variação da TIR com o fator de carga térmica para pequeno produtor sem modulação der carga elétrica



Tensão de fornecimento: 44kv  
 Demanda Contratada : 1000kW  
 Relação Potência/Calor Útil para o Sistema de Cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Custo total de Capacidade : 700 R\$/kW instalado  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica : 0,05

Figura 7.16 - Variação da razão entre TIR sem e com modulação de potência para pequeno produtor



Tensão de fornecimento: 44kV  
 Potência Contratada : 10 MW  
 Relação potência elétrica produzida/Calor útil para o Sistema de Cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contrato de longo prazo com suprimento  
 Custo total de Capacidade : 700 R\$/kW instalado  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica : 0,05

Figura 7.15 - Variação da razão TIR sem modulação / TIR com modulação horária de energia com o fator de carga térmica para pequeno produtor

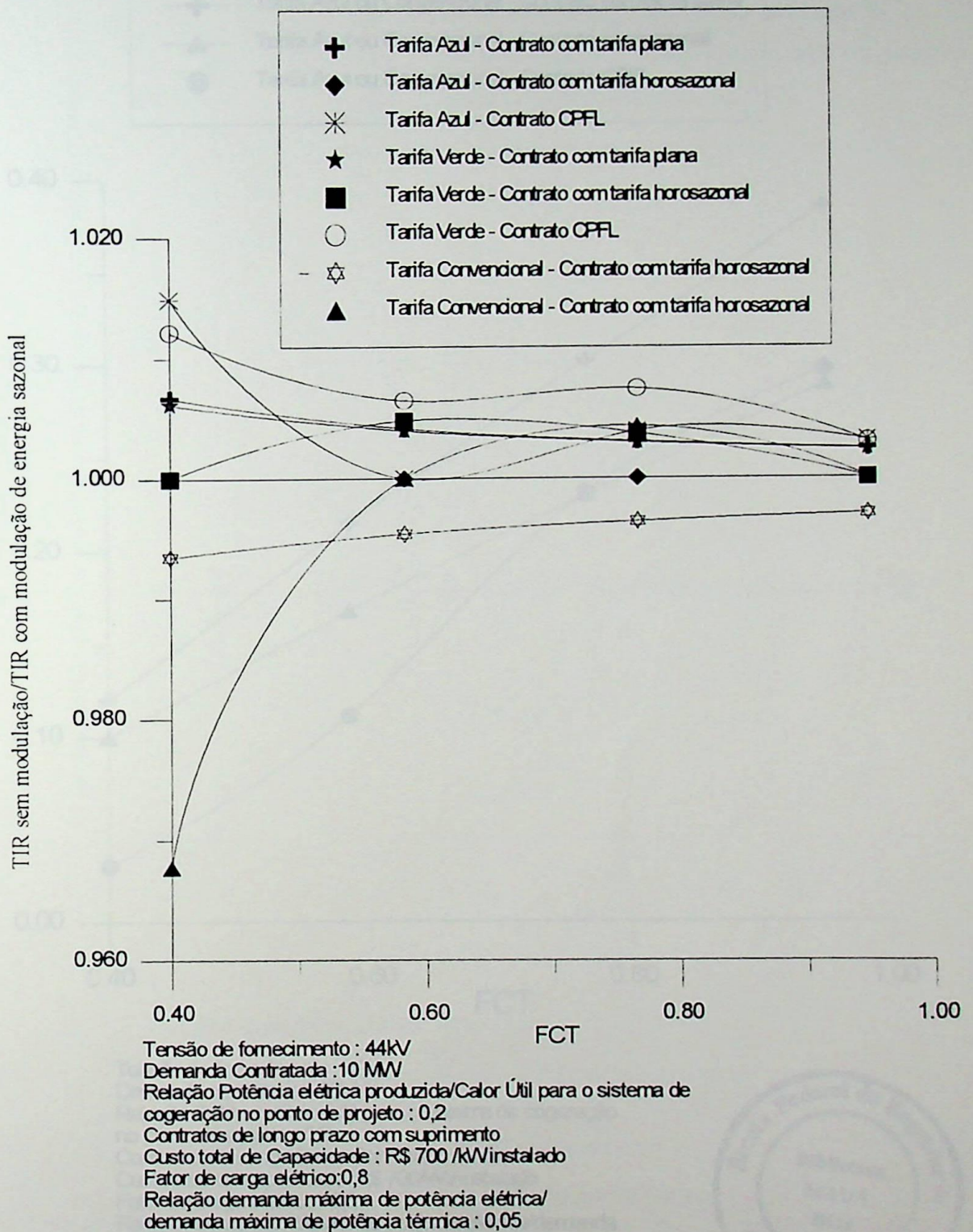
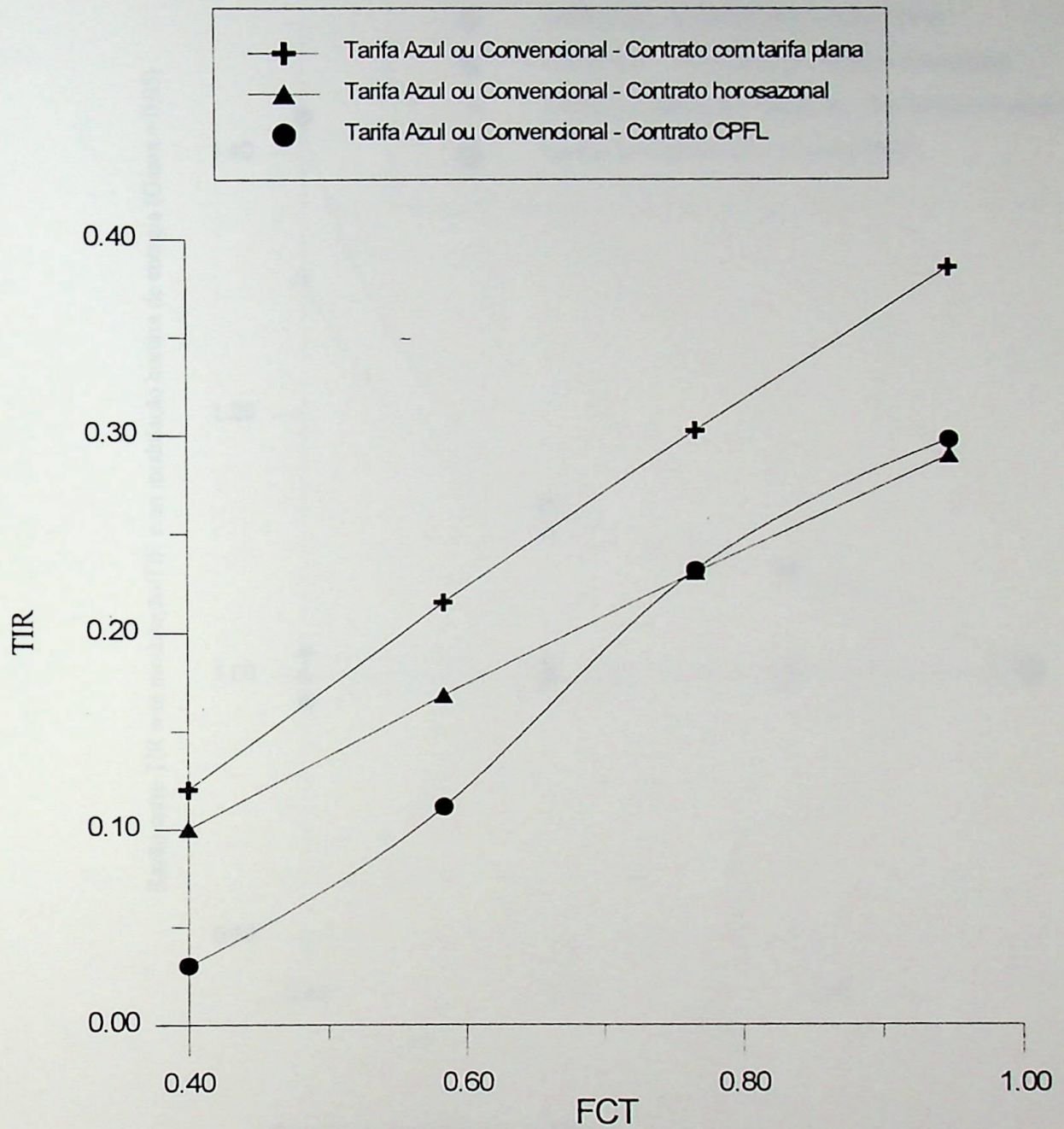


Figura 7.17 - Variação da TIR sem modulação/TIR com modulação de energia sazonal para o pequeno produtor



Tensão de fornecimento : 69KV  
 Demanda contratada : 40MW  
 Relação Potência/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de Longo Prazo Com Suprimento  
 Custo total de capacidade : R\$ 700/kW instalado  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica: 0,05

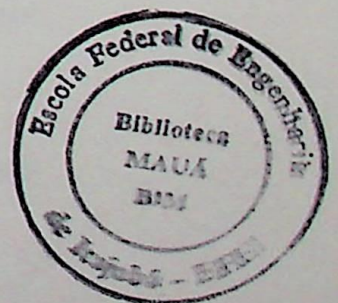
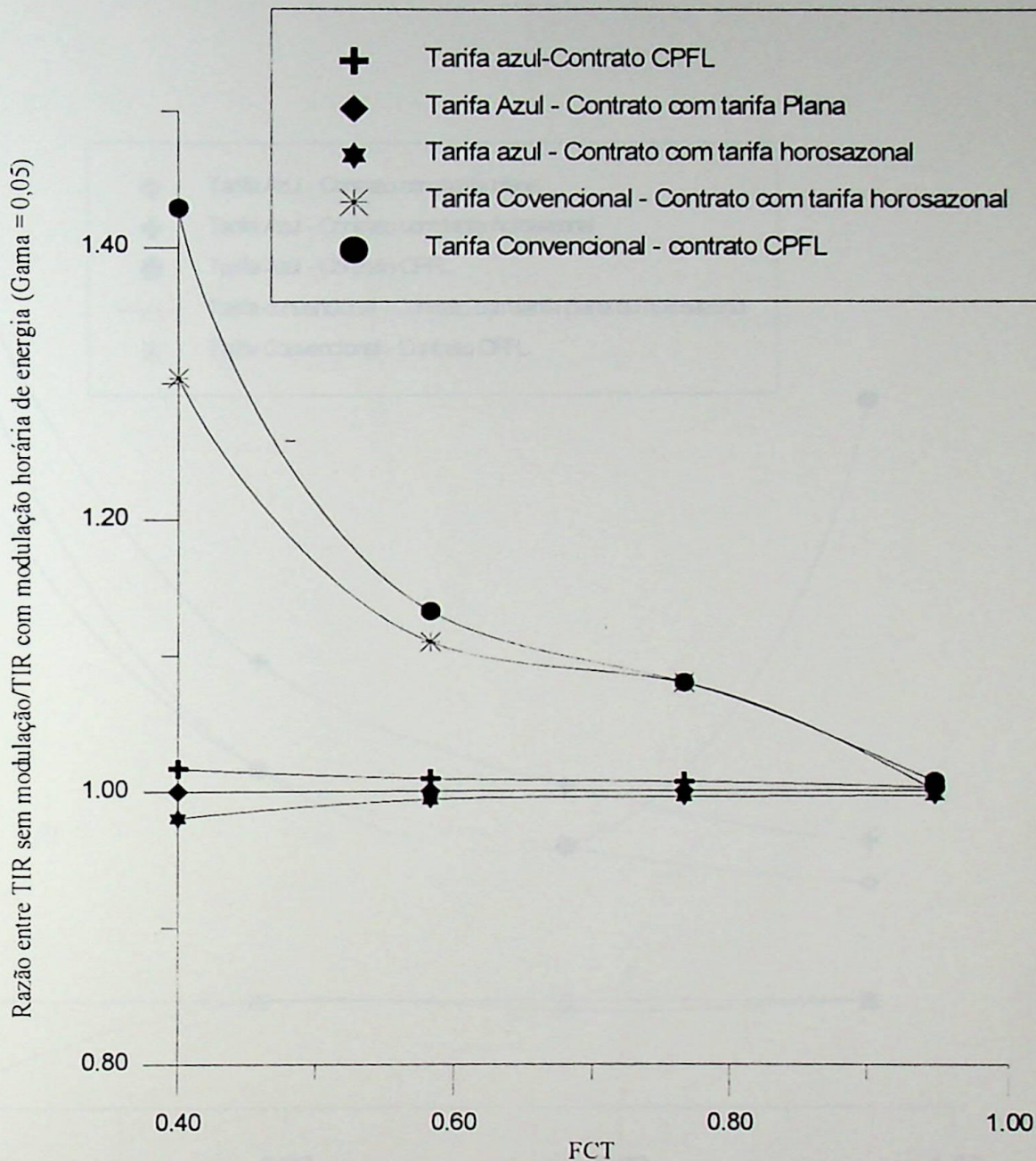
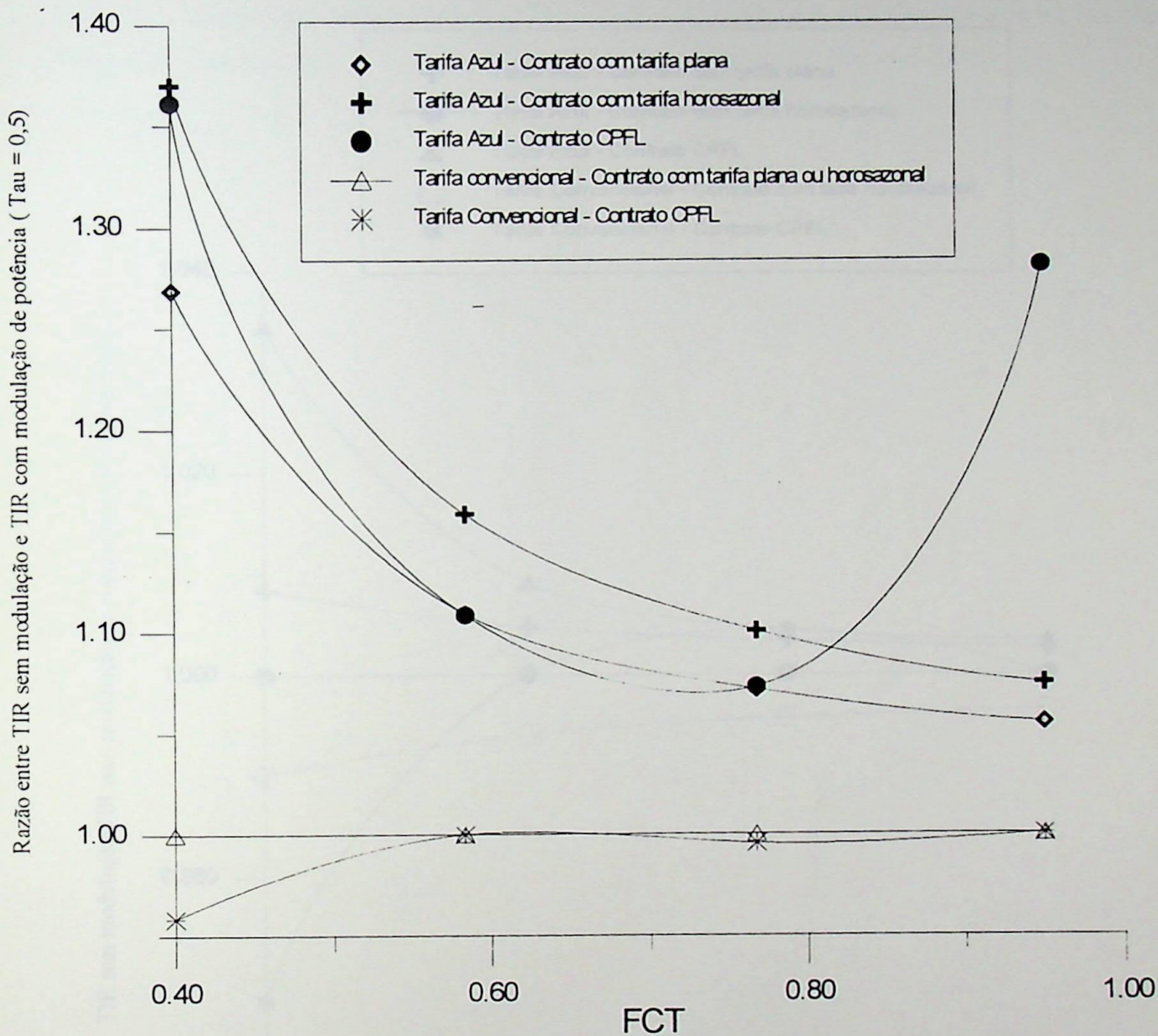


Figura 7.18 - Variação da TIR com o fator de carga térmico para médio produtor



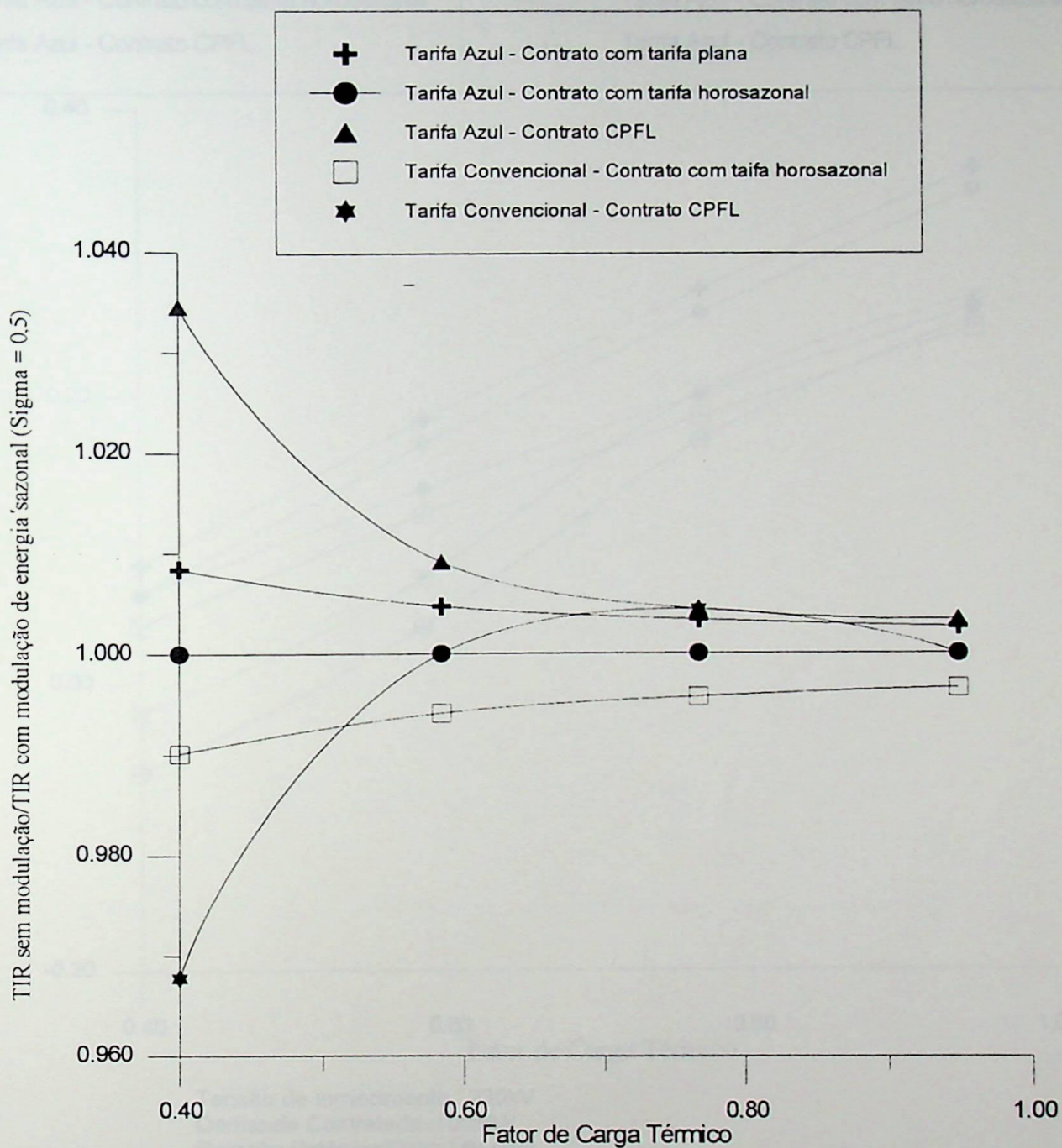
Tensão de fornecimento : 69kV  
 Demanda contratada : 40MW  
 Relação Potência/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de Longo Prazo Com Suprimento  
 Custo total de capacidade : R\$ 700/kW instalado  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica: 0,05

Figura 7.19 - Variação da relação TIR sem modulação/TIR com modulação horária de energia (Gama = 0,05) para médio produtor



Tensão de fornecimento : 69kV  
 Demanda contratada : 40MW  
 Relação Potência/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de Longo Prazo Com Suprimento  
 Custo total de capacidade :R\$ 700/kW instalado  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica: 0,05

Figura 7.20 - Variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação de potência com o fator de carga térmico para médio produtor



Tensão de fornecimento : 69kV  
 Demanda contratada : 40MW  
 Relação Potência/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de Longo Prazo Com Suprimento  
 Custo total de capacidade : R\$ 700/kW instalado  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica: 0,05

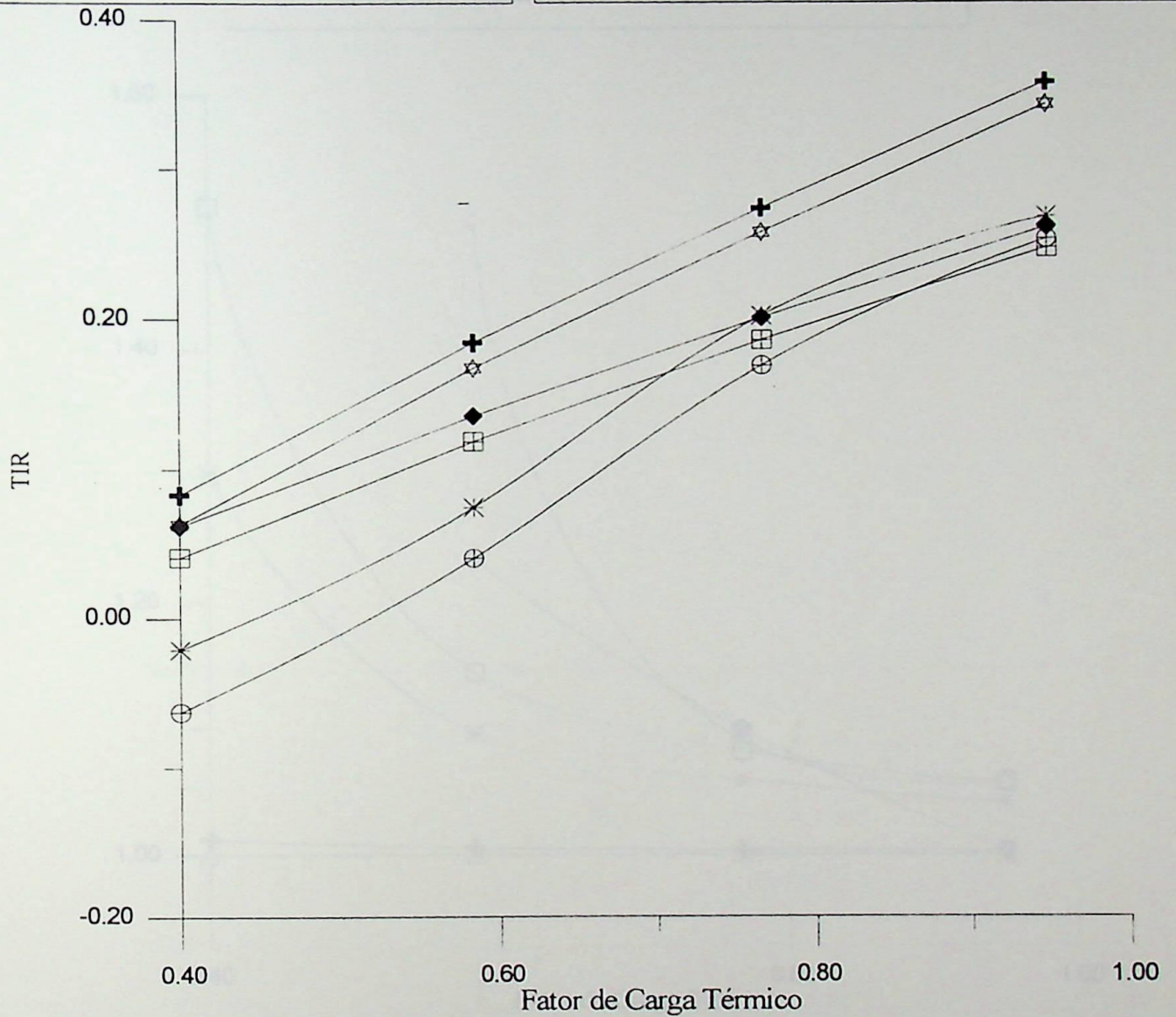
Figura 7.21 - Variação da razão TIR sem modulação/TIR com modulação sazonal de energia para médio produtor

Sem modulação

- +— Tarifa Azul - Contrato com tarifa plana
- ◆— Tarifa Azul - Contrato com tarifa horosazonal
- \*— Tarifa Azul - Contrato CPFL

Modulação de energia (gama = 0,05) e potência (tau = 0,5)

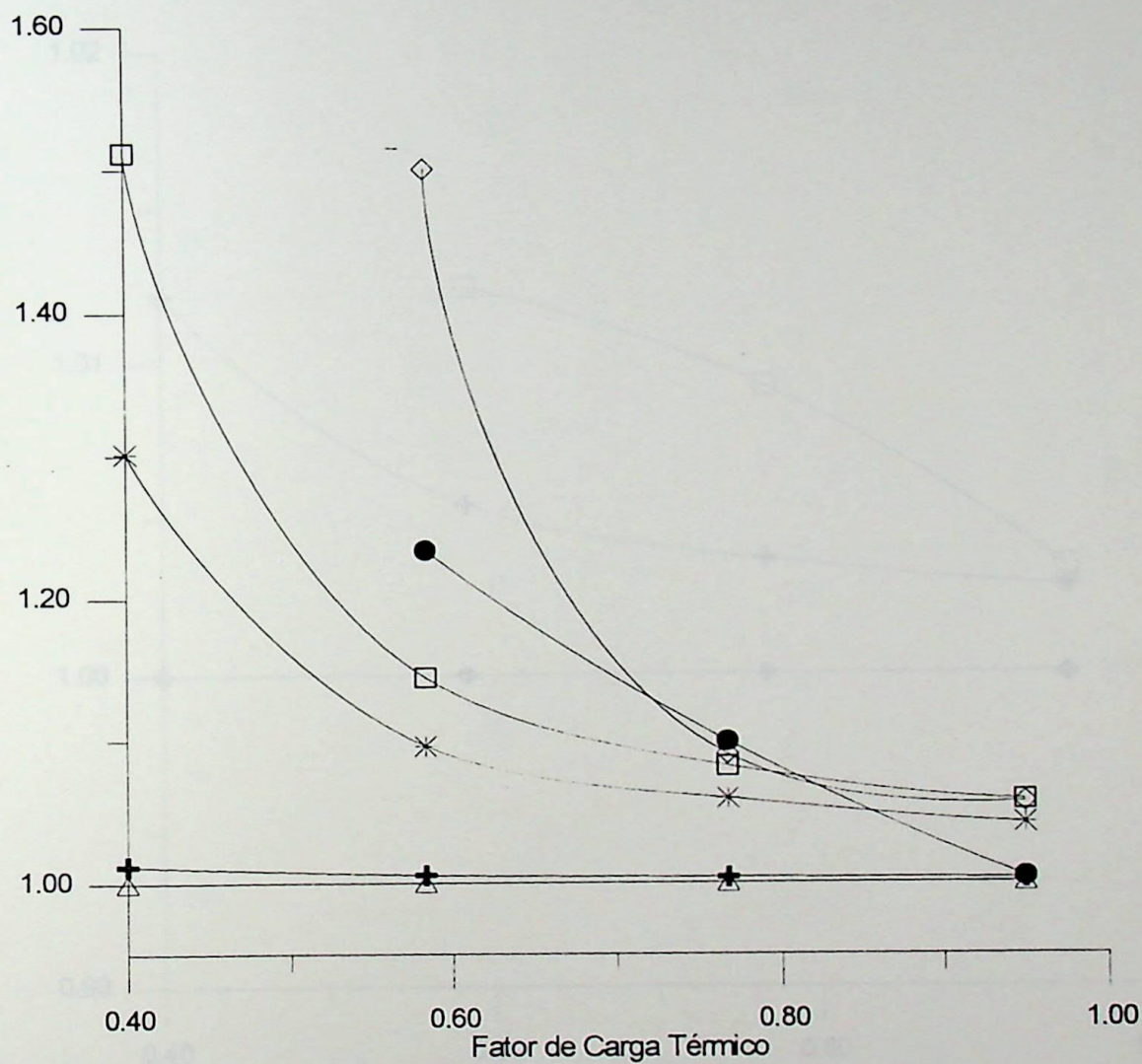
- ◇— Tarifa Azul - Contrato com tarifa plana
- Tarifa Azul - Contrato com tarifa horosazonal
- ⊕— Tarifa Azul - Contrato CPFL



Tensão de fornecimento : 230kV  
 Demanda Contratada : 100MW  
 Relação Potência/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto: 0,2  
 Custo Total de Capacidade : R\$700/kW instalado  
 Contratos de Longo Prazo Com Suprimento  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica : 0,05

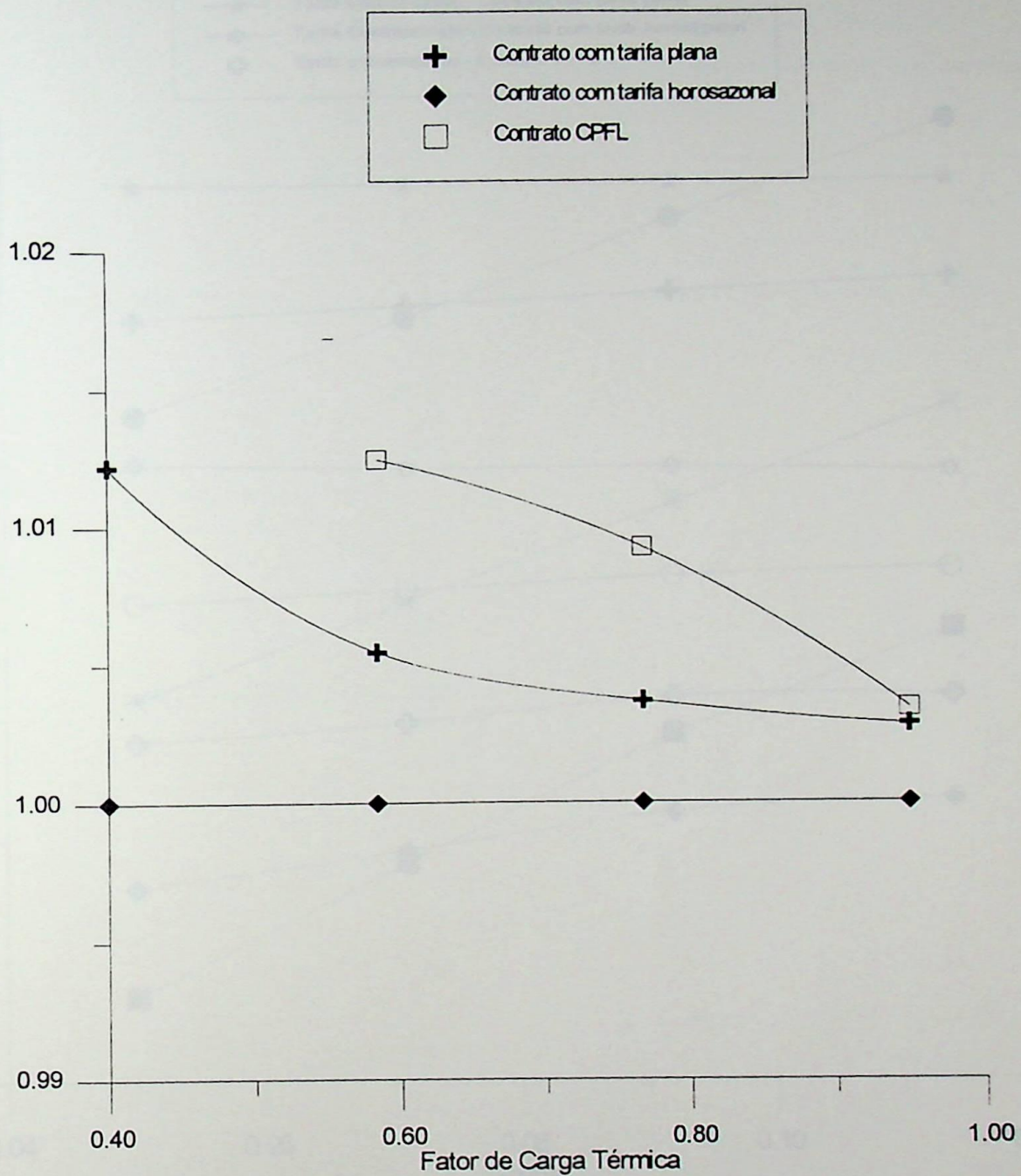
Figura 7.22 - Variação da TIR com o fator de carga térmico para os casos sem modulação e com modulação de energia e potência para grande produtor

- ✚ Contrato com tarifa plana - modulação de energia horária
- △ Contrato com tarifa horosazonal - modulação horária de energia
- Contrato CPFL - modulação horária de energia
- ✱ Contrato com tarifa plana - modulação horária de energia e potência
- Contrato com tarifa horosazonal - modulação horária de energia e potência
- ◇ Contrato CPFL - Modulação horária de energia e potência



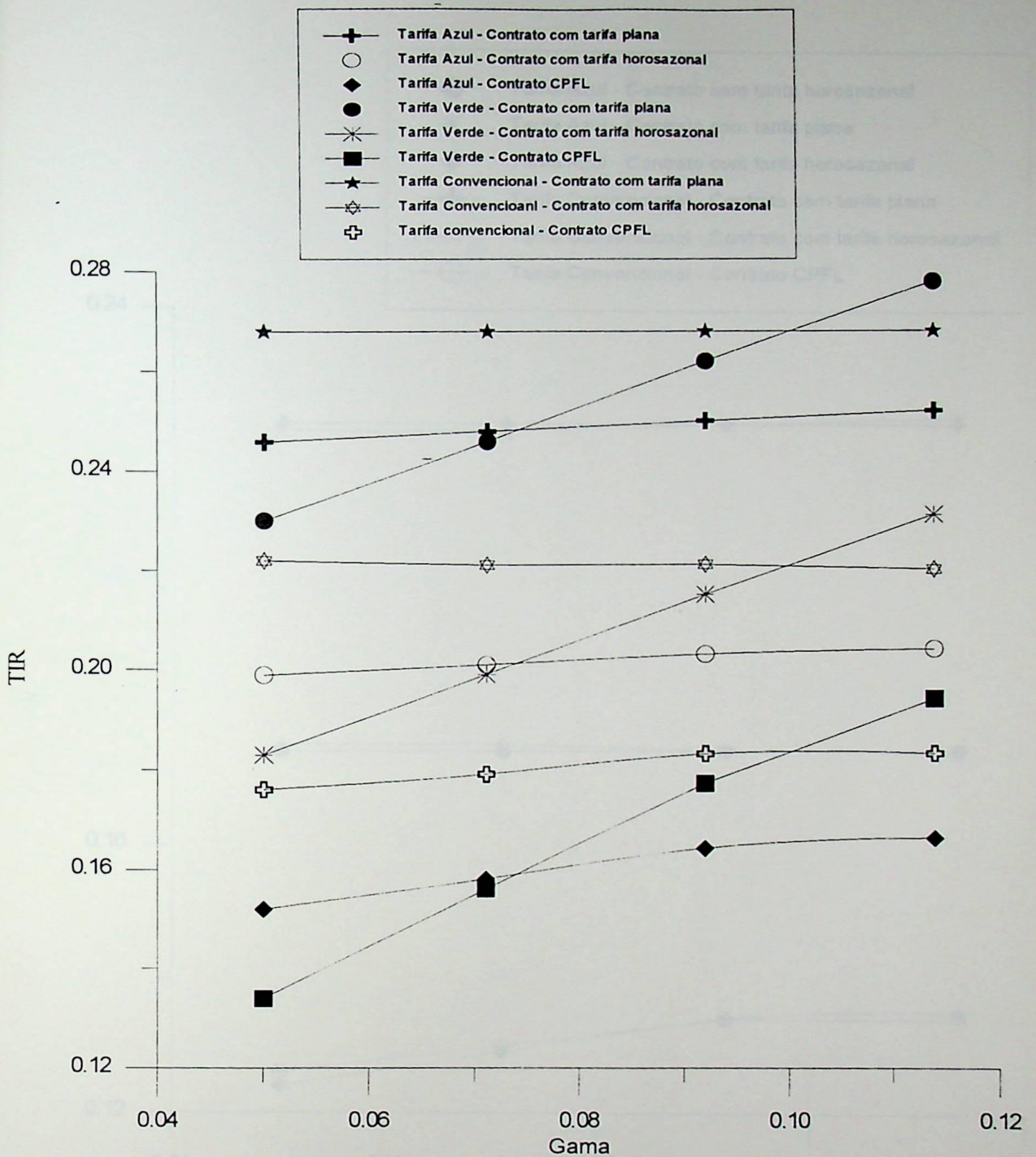
Tensão de fornecimento : 230kV  
 Demanda Contratada : 100MW  
 Relação Potência/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de Custo Total de Capacidade : 700R\$/kW instalado projeto : 0,2  
 Contratos de Longo Prazo Com Suprimento  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda máxima de potência térmica : 0,05

Figura 7.23 - Variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação horária de energia e potência com o fator de carga térmico para grande produtor



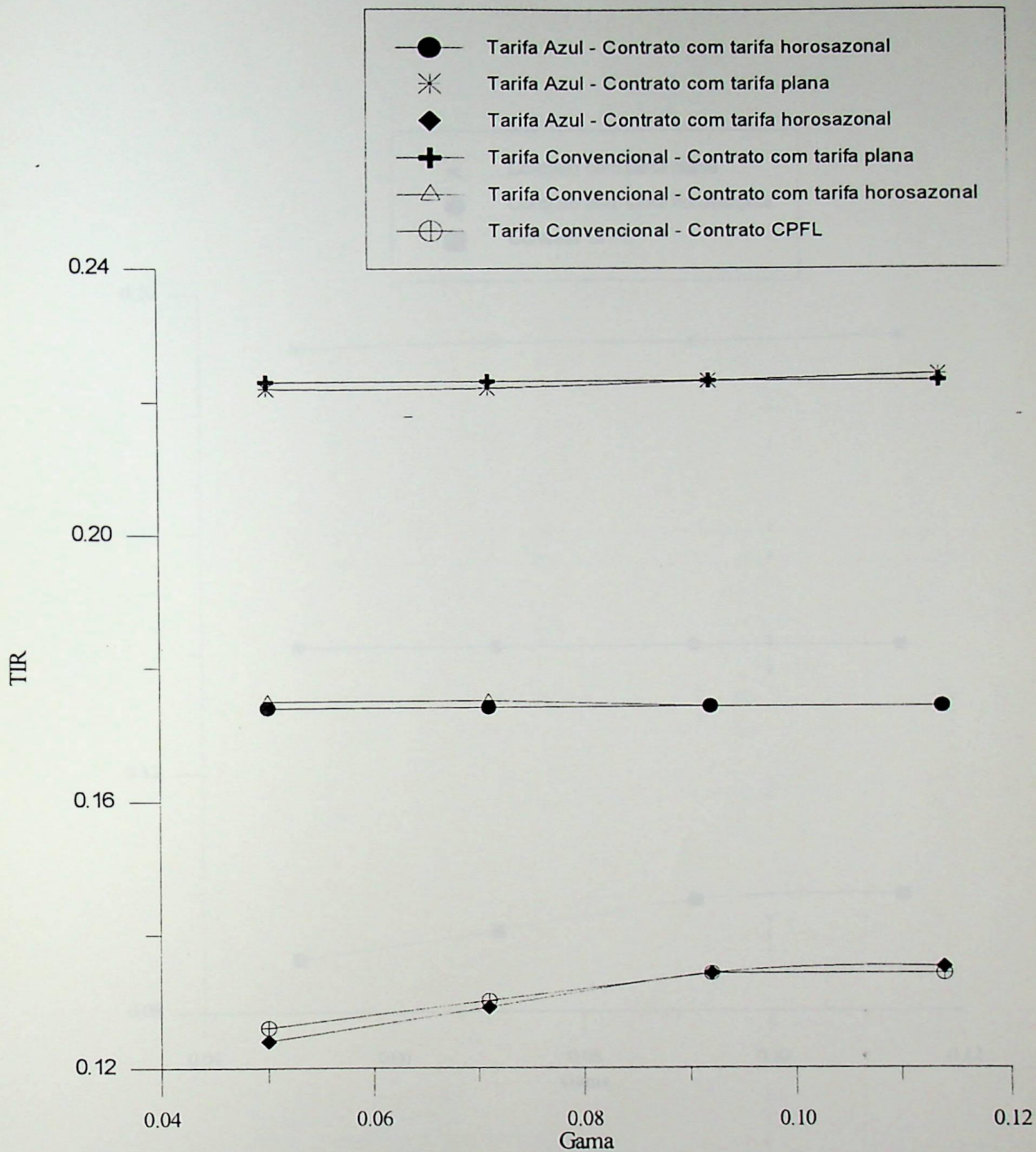
Tensão de fornecimento :230 kV  
 Demanda Contratada :100 MW  
 Relação Potência elétrica gerada/Calor útil  
 para o sistema de cogeração no ponto de projeto:0,2  
 Contratos de Longo prazo com Suprimento  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/demanda  
 máxima de potência térmica :0,05

Figura 7.24 - Variação da razão entre TIR sem modulação e TIR com modulação sazonal de energia para grande produtor



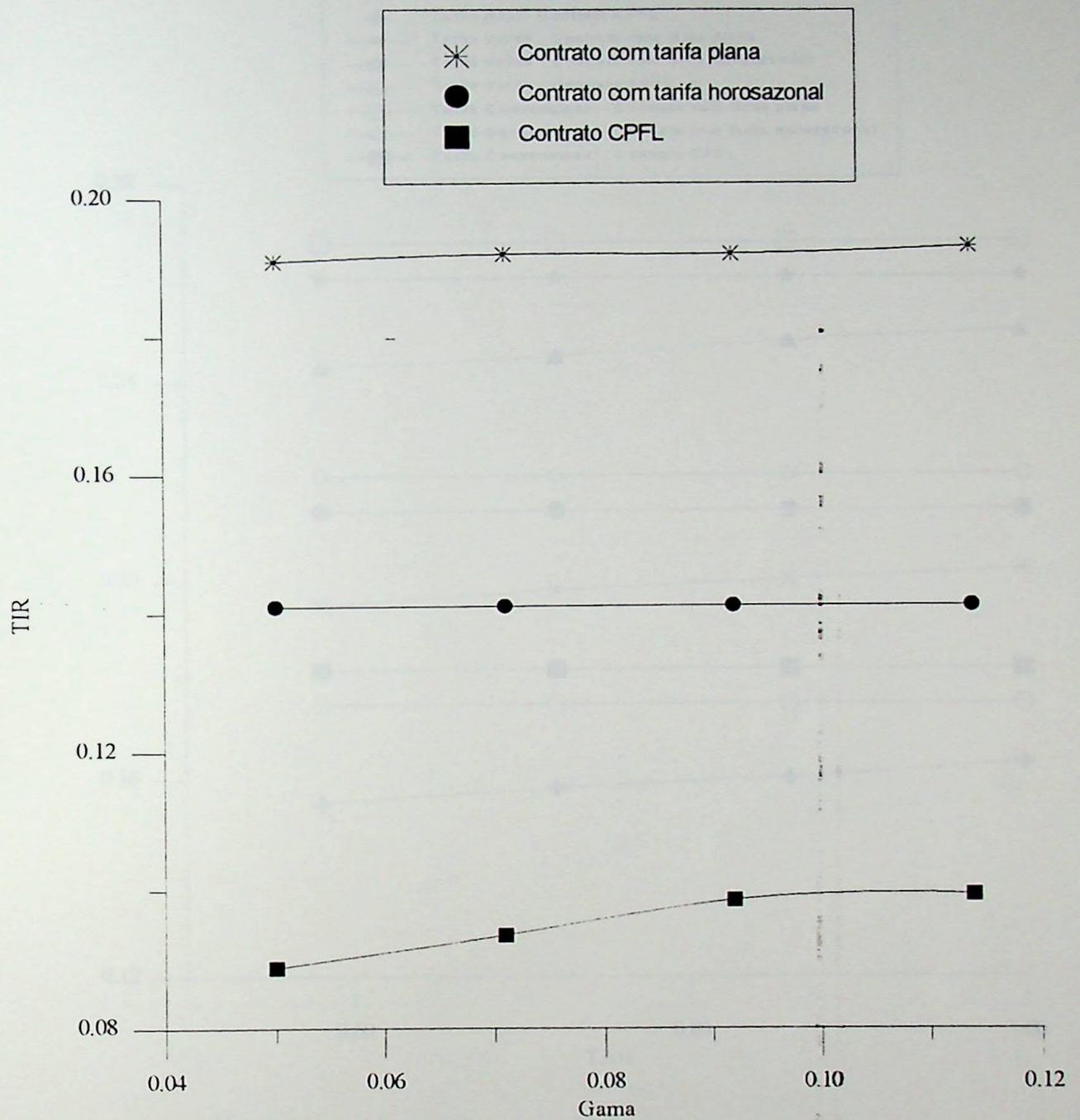
Tensão de fornecimento :44kV  
 Demanda Contratada : 10 MW  
 Relação Potência elétrica/Calor Útil para o sistema de cogeração no ponto de projeto :0,2  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Custo total de capacidade : RS 700/kW instalado  
 Fator de carga térmico :0,6  
 Fator de carga elétrico:0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/ demanda máxima de potência térmica :0,05

Figura 7.25 -Variação da TIR com o fator gama de modulação horária de energia para pequeno produtor



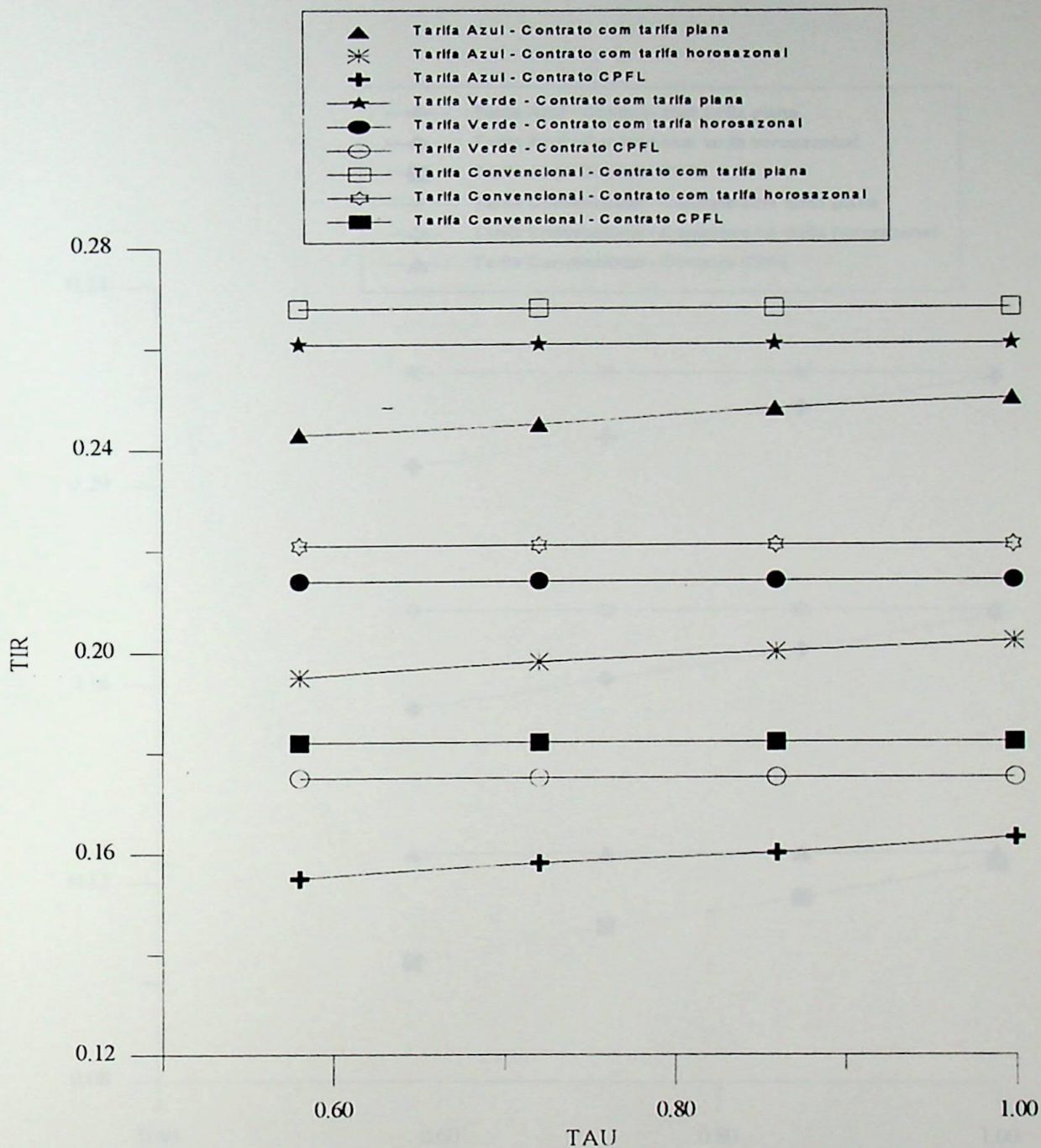
Tensão de fornecimento : 69 kV  
 Potência contratada : 40 MW  
 Contrato de Longo prazo com suprimento  
 Relação demanda de potência elétrica/demanda  
 demanda de potência térmica : 0,05  
 Relação potência elétrica/potência térmica  
 produzidas pelo sistema de cogeração : 0,2  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Fator de carga térmico : 0,6

Figura 7.26 - Variação da TIR com o fator gama de modulação horária de energia para médio produtor



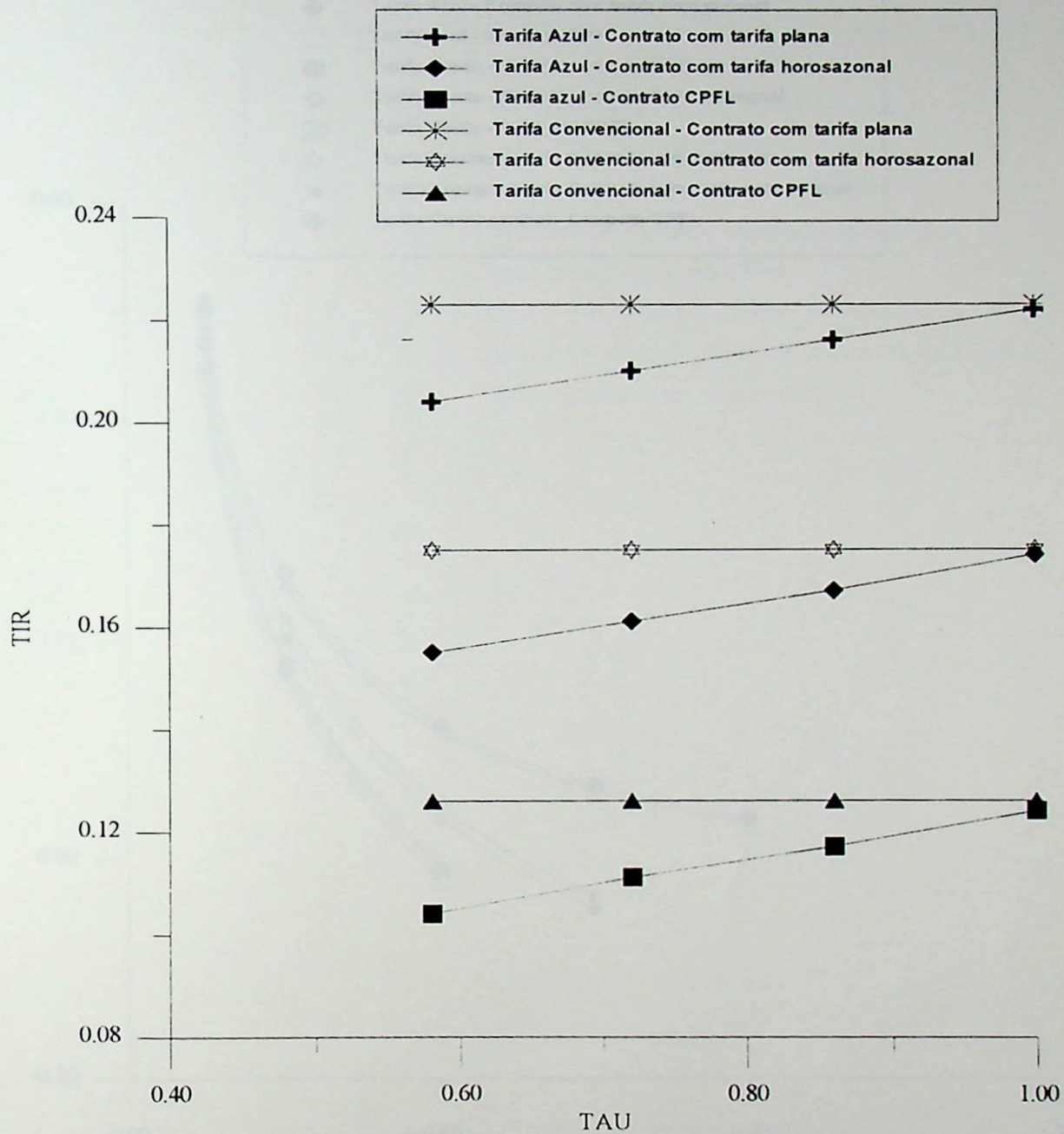
Tensão de fornecimento : 230 kV  
 Demanda contratada : 100 MW  
 Contrato de longo prazo com suprimento  
 Fator de carga elétrico: 0,8  
 Fator de carga térmico: 0,6  
 Relação potência elétrica/potência  
 térmica produzidos para o sistema de  
 cogeração no ponto de projeto:0,2  
 Relação demanda de potência elétrica/  
 demanda de potência térmica :0,05

Figura 7.27 - Variação da TIR com o fator gama de modulação horária de energia para grande produtor



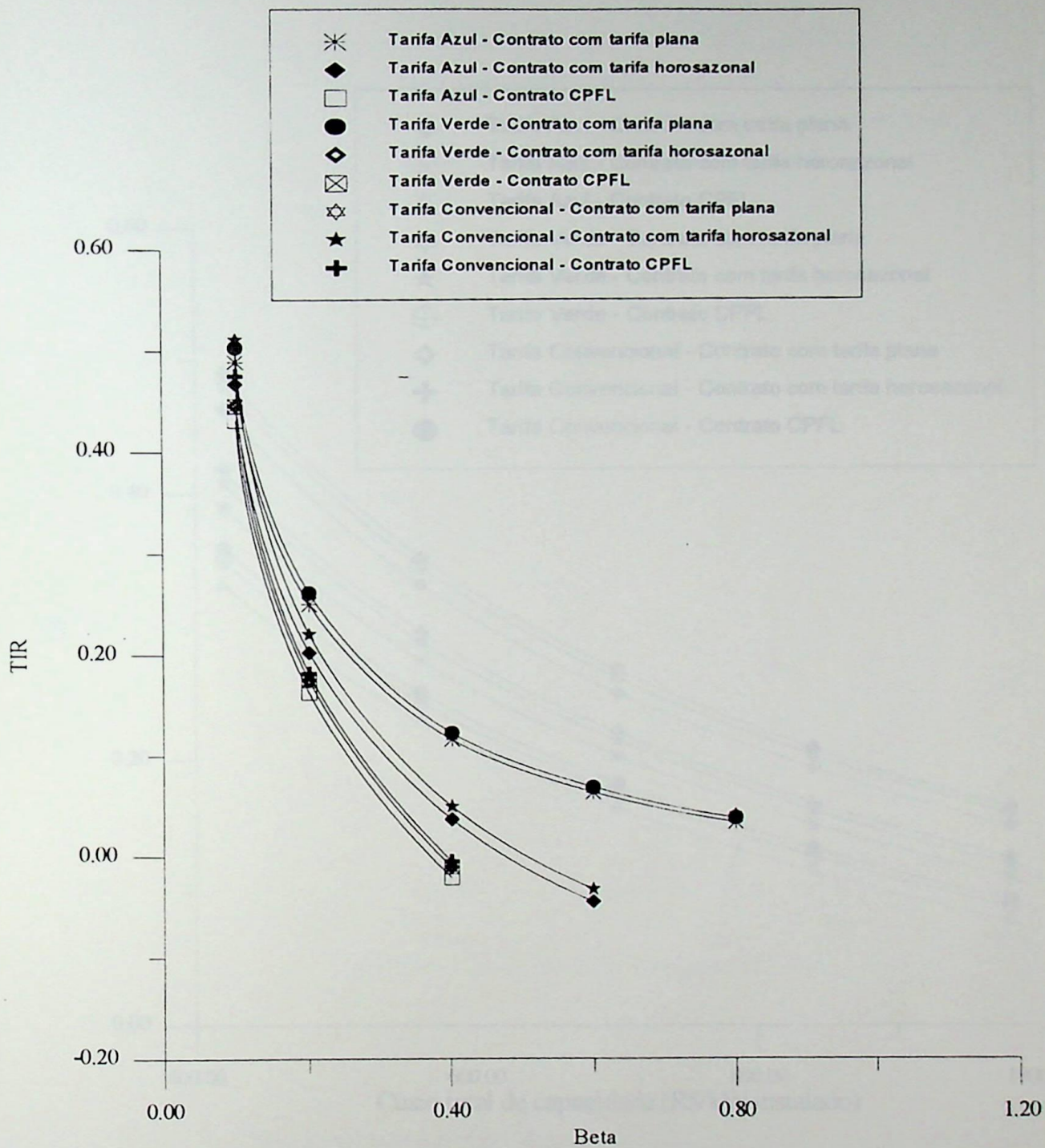
Tensão de fornecimento :44kV  
 Demanda contratada : 10 MW  
 Relação Potência/Calor útil para sistemas de cogeração  
 no ponto de projeto :0,2  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Custo total de capacidade: R\$700/kW instalado  
 Fator de carga térmico :0,6  
 Fator de carga elétrico:0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/  
 demanda máxima de potência térmica : 0,05

Figura 7.28 - Variação do parâmetro Tau de modulação horária de potência para pequeno produtor



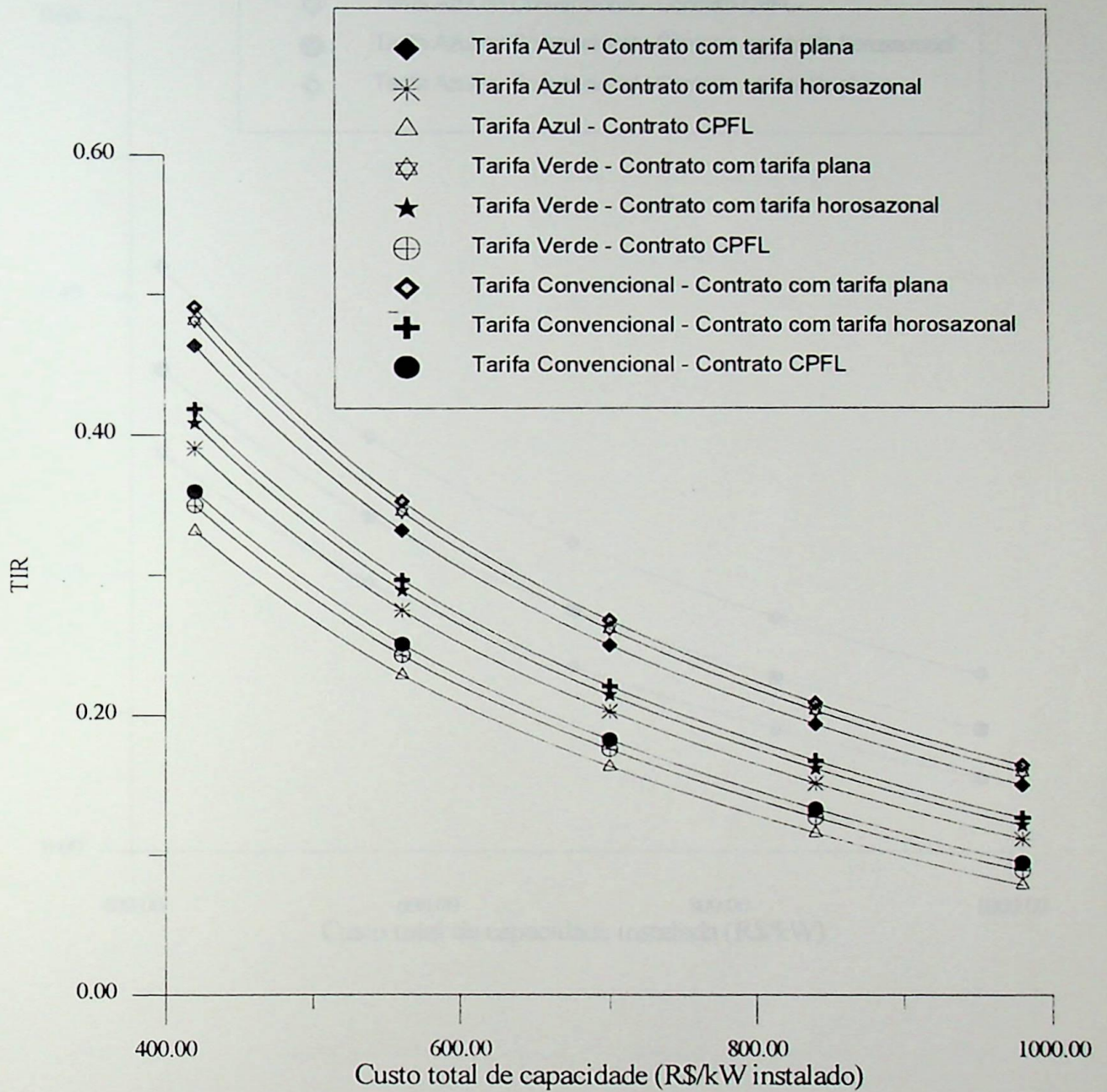
Tensão de fornecimento : 69 kV  
 Potência Contratada : 40 MW  
 Relação Potência elétrica/Calor útil para sistemas de cogeração  
 no ponto de projeto : 0,2  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Custo total de capacidade: 700 R\$/kW instalado  
 Fator de carga térmico: 0,6  
 Fator de carga elétrico: 0,8  
 Relação demanda máxima de potência elétrica/  
 demanda máxima de potência térmica : 0,05

Figura 7.29 - Variação da TIR com o parâmetro Tau de modulação horária de potência para médio produtor



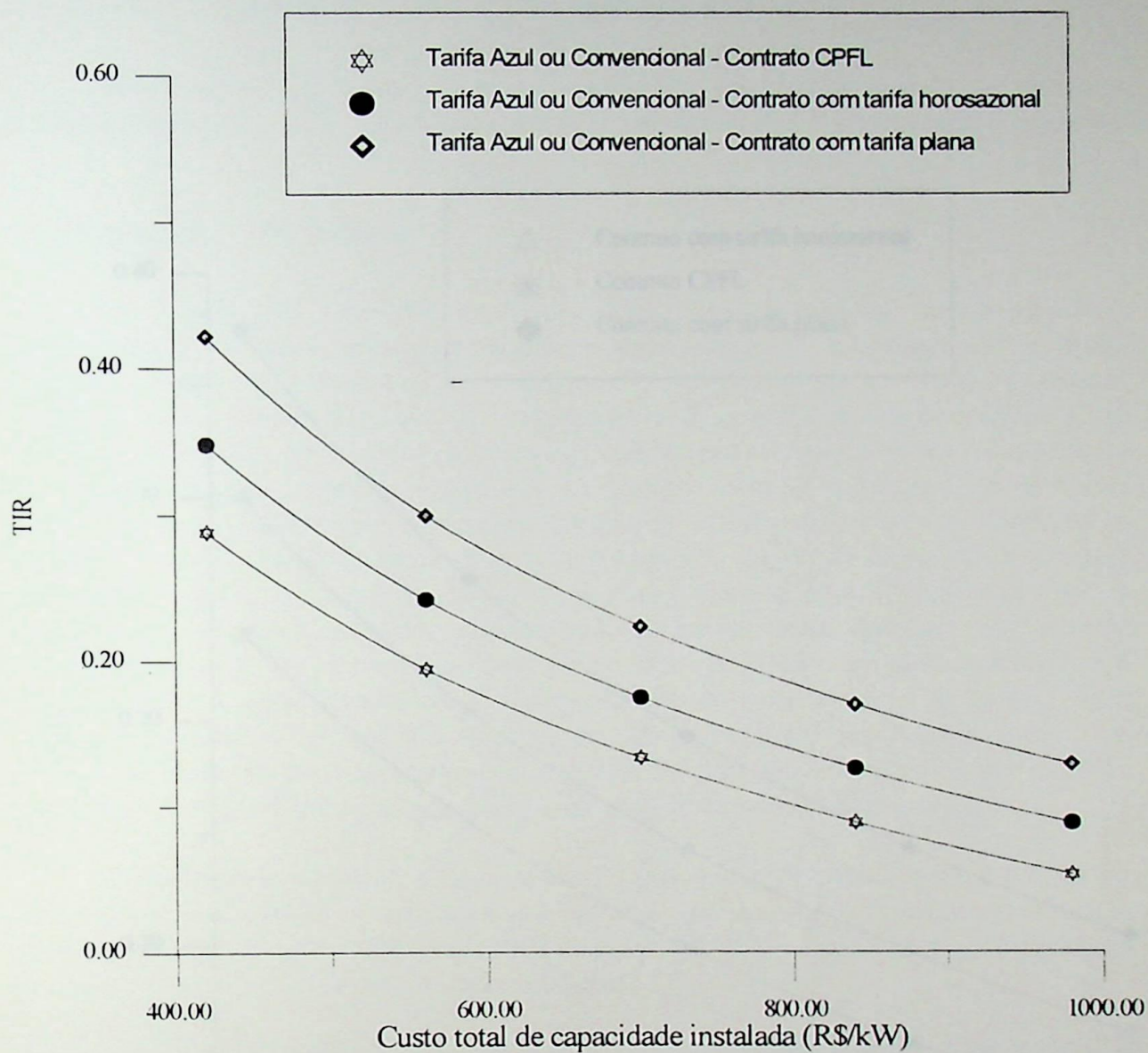
Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Demanda contratada : 10 MW  
 Contrato de longo prazo com suprimento  
 Fator de carga elétrica : 0,8  
 Fator de carga térmica : 0,6  
 Relação demanda elétrica máxima/demanda  
 térmica máxima:0,05  
 Sem modulação

Figura 7.30 - Variação da TIR com a relação Beta para pequeno produtor



Tensão de fornecimento : 44 kV  
 Demanda Contratada : 10 MW  
 Contratos de longo prazo com suprimento  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Fator de carga térmico : 0,6  
 Relação potência elétrica produzida/Calor útil  
 produzido pelo sistema de cogeração  
 no ponto de projeto : 0,2  
 Relação demanda máxima elétrica/demanda  
 máxima térmica : 0,05  
 Sem modulação

Figura 7.31 - Variação da TIR com o custo de capacidade para pequeno produtor



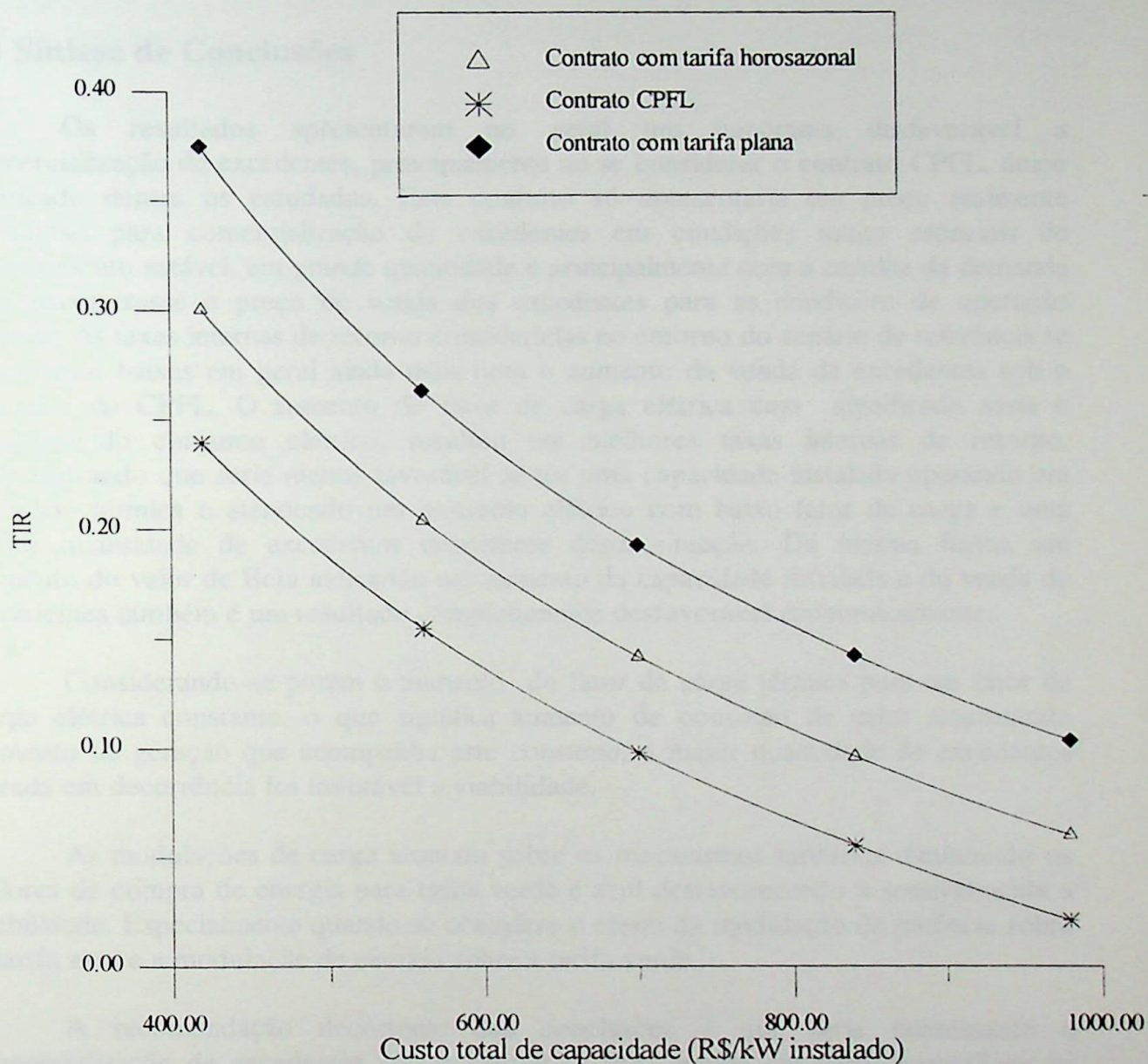
Tensão de fornecimento : 69kV  
 Demanda Contratada : 40 MW  
 Contrato de longo prazo com fornecimento  
 Fator de carga elétrico : 0,8  
 Sem modulação  
 Relação potência elétrica produzida/  
 potência térmica produzida pelo sistema de  
 cogeração no ponto de projeto : 0,2  
 Fator de carga térmico : 0,6  
 Relação demanda elétrica máxima/demanda  
 térmica máxima : 0,05

Figura 7.32 - Variação da TIR com o custo de capacidade para médio produtor

## 8. COMPARAÇÕES E CONCLUSÕES FINAIS

Este capítulo apresenta um novo método de comparação entre os contratos de trabalho, levando em consideração as características e as condições para um contrato de fornecimento de energia.

### 8.1 Síntese de Conclusões



Tensão de fornecimento : 230 kV  
Demanda contratada : 100 MW  
Relação potência produzida/calor útil  
para o ponto de projeto do sistema de cogeração:0,2  
Contrato de longo prazo com suprimento  
Fator de carga elétrica : 0,8  
Fator de carga térmica : 0,6  
Demanda elétrica máxima/demanda  
térmica máxima : 0,05

Figura 7.33 - Variação da TIR com o custo de capacidade para grande produtor

## 8. COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES FINAIS

Este capítulo apresenta um breve resumo das conclusões obtidas do trabalho, discute as limitações e faz recomendações para um possível prosseguimento do mesmo.

### 8.1 Síntese de Conclusões

Os resultados apresentaram no geral um panorama desfavorável a comercialização de excedentes, principalmente ao se considerar o contrato CPFL, único praticado dentre os estudados. Este contrato só apresentaria um preço realmente vantajoso para comercialização de excedentes em condições muito especiais de fornecimento estável, em grande quantidade e principalmente com a escolha da demanda que maximizasse o preço de venda dos excedentes para as condições de operação estável. As taxas internas de retorno consideradas no entorno do cenário de referência se mostraram baixas em geral ainda mais com o aumento da venda de excedentes sob o contrato da CPFL. O aumento do fator de carga elétrica cujo significado seria o aumento do consumo elétrico, resultou em melhores taxas internas de retorno, demonstrando que seria menos favorável se ter uma capacidade instalada operando em paridade térmica e atendendo um consumo elétrico com baixo fator de carga e uma maior quantidade de excedentes decorrente desta situação. Da mesma forma um aumento do valor de Beta indicando um aumento da capacidade instalada e da venda de excedentes também é um resultado completamente desfavorável economicamente.

Considerando-se porém o aumento do fator de carga térmica para um fator de carga elétrica constante, o que significa aumento de consumo de calor acarretando aumento na geração que acompanha este consumo, a maior quantidade de excedentes gerada em decorrência foi favorável a viabilidade.

As modulações de carga atuaram sobre os mecanismos tarifários diminuindo os valores de compra de energia para tarifa verde e azul desfavorecendo a sensivelmente a viabilidade. Especialmente quando se considera o efeito da modulação de potência sobre a tarifa azul e a modulação de energia sobre a tarifa verde.

A recomendação decorrente das conclusões é que seria interessante a comercialização de excedentes sob o contrato CPFL apenas em casos específicos de consumo térmico e elétrico que permitam um fornecimento razoavelmente constante de carga excedente. Se não for possível um fornecimento deste tipo deve-se tender a um sistema que opere abaixo da demanda elétrica de maneira a evitar excedentes, comprando o déficit de energia da concessionária.

A comparação do contrato CPFL com os valores de tarifa plana demonstram que os valores de venda sob o único contrato praticado no Brasil estão bem abaixo do custo marginal da concessionária. Sendo interessante observar que este contrato que teria o objetivo de beneficiar a concessionária podendo esta contar com fornecimento estável e a baixo preço, acaba por desestimular a comercialização de excedentes a preços mais justos. Esta comercialização se devidamente estimulada poderia favorecer aos dois lados, ao autoprodutor que se tornaria autosuficiente e venderia seus excedentes a preços compensatórios e à concessionária que poderia contar com a energia excedente e evitar investimentos para expansão.

A seguir é apresentada uma síntese dos resultados com as principais tendências de cada parâmetro já discutida no capítulo anterior

### **Fator de carga elétrica**

O resultado direto do acréscimo do fator de carga elétrica é o aumento de consumo, considerando-se esta variação é feita com todos os outros parâmetros constantes. O aumento de consumo provoca uma diminuição na energia elétrica excedente a ser vendida já que os outros parâmetros foram mantidos constantes, sendo então possível considerar esta uma análise da melhor relação de energia produzida para consumo e para venda, ou um estudo da sobrecapacidade instalada.

- De um modo geral, o aumento do fator de carga elétrica demonstrou-se favorável a viabilidade, havendo exceção apenas para o caso de médio produtor com tarifa plana, e para alguns casos com modulação horária de energia e de potência que demonstraram diminuição da taxa interna de retorno com o fator de carga elétrico
- Os valores das tarifas de compra diminuem com o fator de carga elétrico, principalmente no caso da tarifa azul para a qual esta diminuição é mais acentuada.
- Todos os parâmetros do contrato CPFL variam com o aumento do fator de carga elétrica, provocando a diminuição do valor da energia vendida. Esta variação é bem mais acentuada para o caso da variação do FCE com modulação de energia horária.
- O preço da energia vendida sob o contrato CPFL e com modulação de potência é um pouco menor no geral e tem a mesma variação.

## **Fator de carga térmica**

A variação do fator de carga térmico significa um aumento da quantidade de excedentes considerando que os outros parâmetros são mantidos constantes. Além disso, o seu aumento significa que a energia excedente está sendo entregue a rede de forma mais constante, fato este que pode ser conferido no aumento do fator  $\alpha$  da fórmula contratual

- O valor da taxa interna de retorno aumenta bastante com o aumento do fator de carga térmico, a sensibilidade da TIR a este fator é bem maior se comparada ao fator de carga elétrica, principalmente para o contrato CPFL.
- O valor da venda de excedentes sob o contrato CPFL varia acentuadamente com o fator de carga térmico chegando a ultrapassar o preço da energia vendida pelo contrato com tarifa horosazonal.
- O aumento de excedentes com o fator de carga térmico é bem acentuado, significando uma maior influência deste valor na taxa interna de retorno, como já comentado no capítulo anterior.

## **Parâmetro Gama de modulação horária de energia**

- A variação do parâmetro gama de modulação horária provocou uma grande variação para as combinações com a tarifa verde já que esta tarifa é extremamente sensível a modulação
- O efeito desta modulação sobre o valor de energia vendida pelo contrato com tarifa horosazonal é exatamente contrário ao efeito sobre a tarifa azul, provocando então um efeito nulo para a combinação tarifa azul e contrato com tarifa horosazonal.
- O valor da tarifa de venda pelo contrato CPFL varia até um máximo e depois sofre um leve decréscimo.

## **Parâmetro tau de modulação horária de potência**

A variação deste parâmetro afeta apenas a tarifa azul, sendo o aumento deste fator favorável a viabilidade da planta de cogeração já que aumenta o preço da tarifa de compra de energia.

## **Relação potência elétrica produzida/Calor útil disponível ( fator $\beta$ )**

- A variação da TIR com este parâmetro é bem acentuada, diminuindo bastante com o aumento deste fator. A tendência é que a taxa interna de retorno aumente a medida que este fator se aproxima do fator alfa de relação de demanda elétrica máxima/demanda térmica máxima.
- O aumento deste fator representa um aumento da capacidade instalada e em conseqüência, um aumento da quantidade de excedentes comercializada.
- Este resultado de variação do fator Beta demonstra mais uma vez que a sobrecapacidade não é compensada pela venda de excedentes.

Considerando a variação do custo de capacidade, este é o parâmetro que teve o efeito mais sensível sobre a taxa interna de retorno, demonstrando que é de grande importância uma previsão realista deste valor para o estudo de viabilidade.

## **8.2 Limitações dos resultados e recomendações para o prosseguimento do trabalho**

Uma das principais limitações deste trabalho é a falta de dados reais de curvas de carga térmica e elétrica. O desenvolvimento é baseado então em metodologias de previsão de excedentes a partir da distribuição de cargas hipotéticas e variáveis. Os excedentes também poderiam estar disponíveis como dados reais ou projeções a partir de dados reais.

Novos modelos de contrato poderiam ser propostos a fim de incluir aos conceitos de estabilidade no fornecimento e demanda firme estabelecidos pelo contrato CPFL, a horosazonalidade, estimulando assim o fornecimento em horário de ponta e período seco.

Outra necessidade seria a previsão de novos valores para estrutura tarifária que tende a mudar dentro do novo contexto de reestruturação. Da mesma forma o preço de tecnologias, especialmente das turbinas a gás têm sofrido um sensível declínio nos últimos anos. Qualquer projeção de custos que se fizesse seria favorável à cogeração, seja pelo aumento da tarifa de compra de energia da concessionária ou pelo decréscimo do preço de equipamentos para cogeração.

Os resultados poderiam ser estendidos para os casos de sistemas com capacidade abaixo da requerida, utilizando queima complementar em caldeira e comprando energia da concessionária de forma contínua para suprir o déficit de energia a fim de confrontar com os casos de sobrecapacidade estudados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbot, S., T. Marshalls; 1992, "Moody's Special Comments", **Moody's Investor Service**, New York apud Dorris, G e Mount, T.D. (1994). "Rethinking Contracts for Purchasing Power, The Economic Advantages of Dispatchability", **The Energy Journal**, Vol 15, No4, 1994
- Banco Mundial e Eletricité de France (EDF), "Power Supply in Developing Countries: Will Reform Work". Atas da mesa redonda. Washington D.C., Abril de 1993 abot Maldonado, P.; Márquez, M., "Reestructuración Energética Y Desarrollo Sustentable: El-Caso del Sector Eléctrico Chileno" **Seminário Internacional sobre Reestruturação no Setor Elétrico & Novos Negócios em Eficiência Energética**, Rio de Janeiro, novembro de 1996
- Balestieri, J.A.P.; Gianoti, D.J.; Nogueira, L.A.H.; Santos, A.H.M.; "Banco de dados sobre processos industriais para fins de cogeração", **X Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica**, Rio de Janeiro, novembro de 1989.
- Bernsen, "Danish Energy Policy", **Seminário Internacional sobre Reestruturação no Setor Elétrico & Novos Negócios em Eficiência Energética**, Rio de Janeiro, novembro de 1996
- Birks, M; "Recent Developments in UK Energy Efficiency Politics: Financing, Technologies and instruments", **Seminário Internacional sobre Reestruturação no Setor Elétrico**, Rio de Janeiro, novembro de 1996
- Diário Oficial, nº 229, Quinta-feira, 30 de novembro de 1995
- DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, **Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica**, Brasília, 1981
- DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, **Nova Tarifa de Energia Elétrica**, Brasília, 1990
- Dorris, G; Mount, T.D. 1994 "Rethinking Contracts for Purchasing Power, The Economic Advantages of Dispatchability", **The Energy Journal**, Vol 15, No4, 1994
- Doucet, J. "Coordination of Non-utility Generation Through Priority Purchase Contracts." **The Energy Journal** V15, No1, 1994 abot Dorris, G; Mount, T.D. 1994 "Rethinking Contracts for Purchasing Power, The Economic Advantages of Dispatchability", **The Energy Journal**, Vol 15, No4, 1994

- Hall, E. e Parsons, J., 1990 "The Efficient Design of contracts To Purchase Cogenerated Power. " **The Energy Journal**, abot Dorris, G ; Mount, T.D. 1994 "Rethinking Contracts for Purchasing Power, The Economic Advantages of Dispatchability", **The Energy Journal**, Vol 15, No4, 1994
- Horlock, J.H., **Cogeneration Combined Heat and Power - Thermodynamics and Economics**, Pergamon Press, Oxford, 1987
- Hunt, S.; Shuttleworth G. , "Unlocking the Grid ", **IEE Spectrum** , julho de 1996
- Maldonado, P. ; Márquez, M., "Reestructuración Energética Y Desarrollo Sustentable : El Caso del Sector Eléctrico Chileno" **Seminário Internacional sobre Reestruturação no Setor Elétrico & Novos Negócios em Eficiência Energética**, Rio de Janeiro, novembro de 1996
- Moulton, C ; "Buy Versus Build Debate Reviseted" **Crediweek**, 1993 abot Dorris, G ; Mount, T.D. 1994 "Rethinking Contracts for Purchasing Power, The Economic Advantages of Dispatchability", **The Energy Journal**, Vol 15, No4, 1994
- Nogueira, L.A.H.; Santos, A.H.M.; "Considerações técnico-econômicas aplicadas à cogeração de energia elétrica e calor de processo em indústrias", **IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, agosto de 1987.
- Nogueira L.A.H.; Santos, A.H.M; "Aplicação do Método da Convolução na estimativa do comportamento Energético de sistemas de Cogeração", **Encontro Nacional de Ciências Térmicas**, ENCIT/88, Águas de Lindóia, dezembro de 1988
- Nogueira L.A.H., **Marco Legal Y Características Econômicas de la Producción Combinada de Calor y Energia Electrica (Cogeneración) en Brasil**, OLADE, 1993
- Nogueira, L.A.H., "Marco Legal e Barreiras à Cogeração", **Revista STAB** ( Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil), 11(4), São Paulo, 1993
- Nogueira L.A.H , **COGERAÇÃO - Uma Introdução**, Escola Federal de Engenharia de Itajubá -MG, Brasil, 1996
- Nogueira, L.A.H e Santos, A H. M. - "Cogeração no setor terciário: Possibilidades, vantagens e limitações", **Revista Eletricidade Moderna**, 1995
- Nascimento, M.A.R.; Nogueira; L.A.H., "Estimativa do consumo de combustível em Centrais Termelétricas com Turbinas a Gás" **Eletricidade Moderna**, (aceito p/publicação), São Paulo, 1997

Oliveira, A. ; MacKerron. El enfoque del Banco Mundial sobre la reforma estructural y la privatización de la electricidad en el Reino Unido". **Desarrollo y Energía** , Vol 2 No 3, IDEE/FB. Bariloche, Argentina, 1993 abot Maldonado, P. ; Márquez, M., "Reestructuración Energética Y Desarrollo Sustentable : El Caso del Sector Eléctrico Chileno" **Seminário Internacional sobre Reestruturacão no Setor Elétrico & Novos Negócios em Eficiência Energética** , Rio de Janeiro, novembro de 1996

OLADE. "La deuda externa de América Latina y el Caribe, un obstáculo al desarrollo energético regional", **Actas do I Congreso Nacional de Enegia**, Santiago, Chile, abril de 1990

COGERBA Convênio de Cooperaçãõ entre o Governo do Estado da Bahia e a Comissão Europeia no Setor de Energia, **Participaçãõ da Iniciativa Privada na Produçãõ de Energia Elétrica**, Bahia, dezembro de 1995

Relatório GDO/TRAB/PPLGCOI/LBM - 27/10/95 - **Revisão Institucional do Setor Elétrico Brasileiro - Avaliação dos reflexos da Legislação na Operação Interligada ( Termo de Referência)**, 27/10/95, Brasil

Relatório à diretoria da CPFL, **Programa de Intercâmbio de Energia Elétrica com autoprodutores**, 1996

**Revista Eletricidade Moderna**, julho/1995, Brasil

Artigos:

1. **Lei das Concessões inaugura nova etapa histórica para o setor elétrico** - Sandra Morgani;
2. **Abertura de investimentos privados no setor elétrico: aspectos legais** - José Said Brito;
3. **Vale a pena Investir em autoprodução com as novas regras do setor elétrico?** - João Canellas P.;
4. **Dificuldades Subsistentes para uma ação imediata do empreendedor** - Cláudio Vasconcellos Jr ;
5. **Enfim, é aberta a competição no setor elétrico** - José Carlos Aleluia Costa;
6. **Lei das Concessões é a chance de mudar o país** - José Fogaça
7. **Acesso à transmissão : o Sintrel como elemento indutor da competitividade** - Mário Santos;
8. **Regulamentação do Setor Elétrico: em busca de um novo código de energia** -Peter Greiner

Small-scale Combined Heat and Power in Denmark Report, **Danish Energy Agency**, 1993

Santos, A.H.M. ; Nogueira, L.A.H.; Baliestieri, J.A.P.; Haddad, J., “Simulação probabilística de sistemas de Cogeração visando determinar o excedente de energia e capacidade”, **X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de energia Elétrica**, Curitiba, outubro de 1989

EFEI / BIBLIOTECA

ESTE LIVRO DEVE SER DEVOLVIDO NA  
ÚLTIMA DATA CARIMBADA .

16/02/2000	10-11-08	
30-3-2000	10-11-08	
15/04/2000	27-02-2012	
09/05/00		
24/05/00		
30-10-2000		
16-11-2000		
01-12-2000		
18-12-2000		
31-12-2000		
15-01-2001		
14-5-01		
13/06/01		
18-09-03		
03-10-03		
27-10-03		
11-11-2003		
21-05-04		
22/01/08		
25-9-2008		
31-10-2008		

EFEI - E

8200956



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA