

UNIVERSIDADE PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DE UMA PEQUENA
CENTRAL HIDRELÉTRICA**

GERALDO PINELI

Orientador: Prof. Dr. Angelo Cataneo.

Dissertação apresentada à Faculdade de Ciências Agronômicas da UNESP – Campus de Botucatu, para obtenção do título de Mestre em Agronomia – Área de Concentração em Energia na Agricultura.

BOTUCATU – SP
Setembro – 2005

A meus pais, José e Maria (in memorian), pelos ensinamentos, exemplos de vida, orientação, esforço e sacrifício.

A minha família, que me auxiliou e compreendeu a importância deste trabalho na minha vida acadêmica;

DEDICO

AGRADECIMENTOS

Ao meu Orientador, Prof. Dr. Angelo Cataneo, pela colaboração, e estímulo, na realização deste trabalho;

Aos colegas da Faculdade de Ciências Econômicas de Bauru, pela amizade, estímulo e cooperação;

A todo o corpo docente e funcionários da FCA-Unesp, pela inestimável colaboração;

Ao Dr. Pedro Tobias, pela amizade e incentivo.

Ao Eng. Dr. Paulo Masuti Levy, pelas orientações, cooperação e amizade.

À BEE- Ind. E Comércio de Equipamentos Ltda. pelas informações prestadas;

A Flessak Eletro Industrial Ltda., pelo cordial atendimento nas solicitações dos dados;

À Hacker Industria Ltda. pela colaboração no fornecimento de dados.

A DEUS, por todos os benefícios que me tem concedido.

SUMÁRIO

	Página
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
1 – RESUMO	11
SUMMARY	13
2- INTRODUÇÃO	15
3- REVISÃO DE LITERATURA	18
3.1- Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	18
3.2- Classificação	19
3.3- Vantagens	22
3.4- Componentes Básicos	23
3.4.1 – Arranjo Físico	23
3.4.2 – Barragem.....	24
3.4.3 – Vertedouro	26
3.4.4 – Sistema de adução e tomada de água.....	26
3.4.5 – Canal de adução	27
3.4.6 – Câmara de Carga.....	27
3.4.7 – Chaminé de Equilíbrio.....	27
3.4.8 – Tubulação forçada	28
3.4.9 – Casa de Máquinas e Equipamentos	28
3.4.10 – Canal de Fuga	29
3.5 – Viabilidade econômica do projeto	29
3.5.1 – Generalidades	29
3.5.2 – Investimentos.....	29
3.5.3 – Despesas gerais.....	30
3.5.4 – Despesas anuais	31
3.6 – Produção de energia e o custo do kWh.....	33
3.7 – Depreciação de bens	34
3.8 – Análise econômico-financeira	38

	Página
3.8.1 – Metodologia de análise de investimento.....	38
3.8.1.1 – Prazo de retorno (pay-back)	38
3.8.1.2 – Taxa interna de retorno	41
3.8.1.3 – Valor presente líquido	43
3.8.1.4 – Índice do valor atual (IVA)	45
3.8.1.5 – Custo de capital	46
3.9- Energia e economia	49
4- MATERIAIS E MÉTODOS	65
4.1 – Materiais	65
4.1.1 – Construções Civas	65
4.1.1.1 – Barragem e Vertedouro.	66
4.1.1.2 – Tomada de Água	66
4.1.1.3 – Canal de adução	66
4.1.1.4 – Câmara de Carga.....	66
4.1.1.5 – Tubulação forçada.....	67
4.1.1.6 – Casa de máquinas.....	67
4.1.1.7 – Canal de fuga	67
4.1.1.8 – Outras edificações e benfeitorias	67
4.1.2 – Equipamentos eletromecânicos	68
4.1.2.1 – Turbinas.....	68
4.1.2.2 – Geradores.....	68
4.1.2.3 – Painéis e transformadores	69
4.1.3 – Documentos analisados	69
4.2 – Métodos	70
4.2.1 – Análise de Vazão	70
4.2.2 – Análise de Produtividade	71
4.2.3 – Custo estimado dos componentes da usina	72
4.2.4 – Viabilidade econômica.....	72
4.2.4.1 – Verificação do potencial hidrelétrico	73
4.2.4.2 – O custo do capital	74

	Página
4.2.4.3 – Valor Presente Líquido.....	75
4.2.4.4 – Taxa Interna de Retorno	76
4.2.4.5 – O prazo de retorno do investimento	76
4.2.4.6 – A depreciação	77
4.2.4.7 - Método de depreciação	77
4.2.4.8 – A tributação	78
4.2.4.9 – Evolução das tarifas de energia	79
5- RESULTADOS E DISCUSSÃO	80
5.1 – Análise de vazão	80
5.2 – Análise de produtividade	84
5.3 – Custo de capital.....	89
5.4 – Análise de rentabilidade.....	95
6- CONCLUSÕES.....	107
7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108
8- APÊNDICES	110

LISTA DE TABELAS

TABELAS	Página
1- Classificação das centrais hidrelétricas de pequeno porte – Unidade KW	20
2- Classificação das usinas hidrelétricas de pequeno porte conforme a OLADE	20
3- Classificação das PCH's quanto à potência e à queda do projeto	21
4- Alternativas de Investimento (A e B).....	38
5- Alternativa de Investimento (C e D)	40
6- Índice de Crescimento: População, PIB e Consumo de Energia	52
7- Potência instalada.....	54
8- Tarifas no mercado mundial.....	61
9- Preço da energia pago ao Produtor da PCH	64
10- Análise de frequência de vazão.....	81
11- Eficiência produtiva = Produção / Capacidade instalada – em %.....	85
12- Potência média mensal por hora em kW	86
13- Pluviometria média diária em mm	87
14- Potência gerada x Precipitação.....	88
15- Variação nominal IBOVESPA	90
16- A taxa Selic e a inflação	92
17- Resumo das demonstrações de resultado	96
18- Caderneta de poupança – rendimento médio	100
19- Investimento e crescimento econômico brasileiro	101

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1- Arranjo típico para pequeno aproveitamento hidrelétrico.....	23
2- Arranjo típico para pequeno aproveitamento hidrelétrico c/ tubulação e chaminé....	24
3- Depreciação linear	37
4- Investimento Convencional.....	42
5- Comportamento do VPL supondo-se várias taxas de desconto	44
6- Ilustração da reta (linha) característica.....	47
7- Estrutura da oferta de energia elétrica no Brasil	49
8- População, consumo de energia e PIB.....	53
9- Capacidade instalada na geração – MW	54
10- Tarifa média de energia elétrica – US\$/MWh	56
11- Tarifas médias em US\$/MWh.....	57
12- Tarifas residenciais médias em R\$ e US\$/MWh	58
13- Tarifas industriais médias em R\$ e US\$/MWh	59
14- Tarifa comercial média em R\$ e US\$/MWh	59
15- Tarifas totais médias em R\$ e US\$/MWh	60
16- Tarifas de energia no mundo em US\$	61
17- Tarifa média de suprimento / fornecimento	63
18- Preço da energia paga ao produtor em R\$	64

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
19- Método de depreciação linear	78
20- Freqüência de vazão – $\text{m}^3.\text{s}^{-1}$	81
21- Funções de vazão	83
22- Eficiência produtiva	85
23- Análise Pluviométrica	87
24- Análise da potência gerada em kW	89
25- Taxa Selic e inflação	92

1 RESUMO

O nível de consumo de energia é uma das formas de se aferir o desenvolvimento econômico de uma sociedade. No Brasil, o investimento no setor elétrico realizado na década de 1970, possibilitou crescimento significativo do consumo de energia. Em 2002 a fonte hídrica correspondia a 74,7% da oferta interna de energia.

Tendo em vista o esgotamento do modelo estatal de geração e distribuição de energia elétrica, a busca de investimentos privados foi iniciada na década de 1990. A eliminação da influência política na determinação das tarifas e a manutenção de legislação compatível foram necessárias, para tornarem viáveis as aplicações de recursos privados no setor.

Os problemas ambientais, hidrológicos e geológicos além dos econômicos, restringem a construção de grandes usinas. Assim, o aproveitamento de pequenas quedas de água apresenta-se como opção viável na composição da matriz energética nacional.

O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômico-financeira de pequena central hidrelétrica, tomando-se como modelo uma em funcionamento. Foram colhidos junto ao proprietário da empresa e fornecedores de equipamentos, os custos para a montagem da usina, bem como os valores das receitas e despesas realizadas durante um ano.

Com base nas medidas de vazões existentes foi analisada a produtividade da usina em relação à sua capacidade instalada. Verificou-se o crescimento da produtividade comparando-se a produção no período de janeiro a agosto de 2004 em relação aos mesmos meses de 2003.

Considerando que os custos de mão de obra tornam-se relativamente caros para pequenos níveis de produção, bem como a elevada taxa de juros praticada no mercado brasileiro, pode-se visualizar a necessidade da diferenciação de preços por kWh pagos ao produtor, a fim de viabilizar o investimento.

Os dados monetários analisados como investimento, receitas e despesas realizadas, permitiram concluir que a viabilidade econômica das pequenas centrais hidrelétricas necessita da obtenção de financiamentos em longo prazo, junto a entidades como o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Portanto, a privatização do setor não exclui o governo como agente que incentiva e financia os investimentos necessários.

ANALYSIS OF THE ECONOMIC FINANCIAL VIABILITY OF A SMALL HYDROELECTRIC POWER STATION

Botucatu, 2005. 135p. Dissertação (Mestrado em Agronomia/Energia na Agricultura)-

Ability of Agronomic Sciences, State University from São Paulo.

Author: GERALDO PINELI

Adviser: ANGELO CATANEO.

SUMMARY

The consumption of energy is one of the forms to measure the economic development of a society. In Brazil, the investment in the electric sector during the decade of 1970 enabled a significant growth of the energy consumption. In 2002 the water source was responsible for 74,7 % of the energy domestic supply.

Foreseeing the exhaustion of the governmental model of generation and distribution of electric energy, the search for private investments was initiated in the decade of 1990. The elimination of the political influence on determining prices for the service and the maintenance of compatible legislation were necessary to allow private investments in the sector.

The environmental, hydrological and geologic problems and the economic ones, restrict the construction of hydroelectric power-station. Thus, the utilization of small waterfalls is a viable option to integrate the national energy matrix.

This paper aims to analyze the viability of a small hydroelectric power station, using a working one as a model. The owner of the company and of the equipment provided the total costs for the assembly of the plant, as well as the costs through the year and the annual turnover.

Based on measures of existing outflows, the productivity of the plant was analyzed, compared to the installed capacity. The increase of the productivity was verified comparing the production between January and August of 2004 with the same period in 2003.

Considering that the costs of human labor become relatively expensive for small levels of production, as well as the high rate of interests carried out in the Brazilian market, it shows the necessity of a differentiation on prices per kWh to the producer, in order to make the investment possible.

The monetary data analyzed as investment, costs and turnover, allowed to conclude that the economic viability of the small plants needs raising long-term financing from institutions such as BNDES (Brazilian Development Bank). Consequently, the privatization of the electric sector does not exclude the government as an agent that stimulates and finances the necessary investments.

Keywords: economic viability, cost, productivity.

2- INTRODUÇÃO

Uma das características do Brasil é representada pela grande quantidade de rios que cobre o território nacional. Seu potencial hidráulico ou hidroenergético está estimado em 260 GW dos quais apenas cerca de 25% estão sendo utilizados na produção de energia. A fonte hídrica com fins energéticos era responsável em 2002 por 74,7% da oferta interna de energia elétrica consumida no país.

O investimento significativo efetuado durante a década de 1970, permitiu que o Brasil crescesse em hidroeletricidade a taxas de 12,2% ao ano, possibilitando elevado nível de crescimento econômico naquele período. Na década de 1980 as taxas de crescimento do setor caíram para cerca de 6 % ao ano. Face ao esgotamento do modelo econômico de investimento, tivemos na década de 1990 a liberalização da economia com a privatização de grande parte dos meios de produção e distribuição de energia elétrica.

A falta de investimentos no setor provocou em 2001 a insuficiência no abastecimento da energia elétrica necessária, obrigando as empresas e consumidores a reduzirem em 20% o seu consumo, tendo como base o mês de maio de 2000.

A necessidade em 1998, de buscar recursos junto ao FMI (Fundo Monetário Internacional) obrigou o governo a considerar como despesas, os investimentos a serem realizados bem como a obtenção de um superávit primário (receitas fiscais menos despesas, exceto juros) de 3,75% do PIB (Produto Interno Bruto – que representa o valor de todos os bens e serviços produzidos em um país durante um ano).

Assim, o setor elétrico foi prejudicado, pois os investimentos não podem ser tomados como despesas, por se tratarem de valores elevados e produzirem retornos em longo prazo.

O crescimento econômico é o objetivo maior de todo governo, visando oferecer à população melhores condições de vida. As alterações ocorridas no panorama político nacional em 2002 mostraram o descontentamento da população com as políticas econômicas adotadas nos últimos dez anos ou mais. A palavra de ordem tornou-se “mudança” e o crescimento econômico com geração de mais empregos seu objetivo principal.

Entretanto, o crescimento econômico exige algumas condições. Uma delas é representada pela disponibilidade de fonte de energia competitiva no mercado nacional e global em que vivemos. Assim, com vistas ao crescimento na produção de energia elétrica, caso a economia do país iniciasse a retomada do crescimento, que respostas poderiam ser dadas às seguintes questões:

- Qual o valor dos investimentos necessários?
- É possível a retomada do crescimento econômico a taxas de dois a quatro por cento ao ano baseada nos níveis de investimentos atuais?
- O excesso de demanda de energia poderia elevar seus preços de tal forma que o país poderia perder o seu poder competitivo no mercado mundial?
- A política de preços tem sido estável o suficiente para estimular novos investidores no setor?

A fim de responder a essas questões, o governo federal criou pela Lei 10.438 em 26 de abril de 2002 o PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica). O programa determina a contratação de 3.300 MW de energia produzidos por fontes: eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, sendo 1.100 MW de cada fonte. O preço a ser pago pelo MWh produzido será igual a 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final, a qual foi definida em março de 2004 no valor de R\$ 162,78 por MWh (ANEEL, 2005). Portanto o produtor receberá 70% desse valor o qual importa em R\$ 113,95. O programa conta ainda com o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, o qual criou linha de financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos (BNDES,

2005). Assim, espera estimular o setor privado a investir na produção de energia elétrica através de meios não poluentes, com vistas a ampliar a oferta interna de energia.

O objetivo deste trabalho é verificar o retorno financeiro obtido pelo investimento em pequena central hidrelétrica, utilizando o critério de financiamento previsto através do PROINFA para análise comparativa ao existente no mercado.

Consideramos a análise de viabilidade econômica de investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas muito importante, a fim de estimular a aplicação de recursos privados no setor, elevar o aproveitamento do potencial existente, bem como criar as condições necessárias ao crescimento econômico tão esperado.

3 – REVISÃO DE LITERATURA

3.1 – Pequenas centrais hidrelétricas

A definição do que seja uma pequena central hidrelétrica não é uma tarefa fácil considerando-se a grande variedade de classificações existentes entre os diversos países. Uma Pequena Central Hidrelétrica não é uma usina grande em escala reduzida, mas possui características próprias pela simplicidade de construção e operação que devem ser consideradas. As obras civis necessárias à construção da barragem com regularização de vazão elevam consideravelmente os custos de implantação. Assim, a PCH operando com a disponibilidade total de vazão do rio não regulariza a vazão, reduzindo a concentração de água a montante da barragem, evitando problemas ao meio ambiente.

Sua proximidade do centro consumidor facilita o transporte da energia produzida. No entanto, seus custos operacionais são elevados principalmente com mão de obra, necessitando atenção especial por parte do governo, com relação aos preços pagos ao produtor.

O interesse de investidores privados por este tipo de empreendimento tem crescido, (DIRETRIZES PARA PROJETOS DE PCH, 2003). As modificações na legislação quanto à produção e comercialização de energia, bem como as mudanças institucionais que aconteceram no país com a privatização de empresas do setor elétrico, são responsáveis pelos investimentos que vêm ocorrendo.

3.1.1 – Aspectos institucionais e legais

Segundo as Diretrizes para Projetos de PCH (2003), de acordo com a Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica constituem bens da União (Capítulo II, art. 20, inciso VIII). Compete ainda à União explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos (Capítulo II, art. 21, inciso XII, alínea b).

Do ponto de vista legal e dentro do escopo destas Diretrizes, que contemplam usinas hidrelétricas com potência instalada entre um e trinta MW e com reservatório igual ou inferior a três km² conforme Resolução ANEEL 394/98, a elaboração do Projeto Básico representa a condição para a obtenção da autorização / concessão para exploração do aproveitamento hidrelétrico.

A Lei n. 9.648, de 27/05/98, autoriza a dispensa de licitações para empreendimentos hidrelétricos de até 30 MW de potência instalada, para Autoprodutor e Produtor Independente. A concessão será outorgada até esse limite de potência, desde que os empreendimentos mantenham as características de Pequena Central Hidrelétrica.

3.2 – Classificação de pequenas centrais hidrelétricas

3.2.1 – Classificação de outros países

Segundo Balarim(1999), os diferentes métodos de classificação entre os países de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, refletem o grau de desenvolvimento industrial do país em certo período. Assim, diferentes países em graus de desenvolvimento não idênticos, apresentam classificações distintas para pequenos aproveitamentos hidrelétricos. Apresentamos na Tabela 1 as diferentes classificações por países.

Tabela 1. Classificação das centrais hidrelétricas de pequeno porte – Unidade KW.

País	Micro	Mini	Pequena
Bolívia	100	101 - 1.000	- - -
China	100	101 – 500	501 – 25.000
Equador	50	51 – 500	501 – 5.000
Finlândia	200	201 – 2.000	- - -
França	500	501 – 2.000	2.001 – 8.000
Grécia	100	101 – 1.000	1.001 – 15.000
Índia	100	101 – 2.000	- - -
Malásia	25	26 – 500	501 – 5.000
Nova Zelândia	- - -	10.000	10.001 – 50.000
Panamá	100	101 – 1.000	1.001 – 10.000
Peru	5 – 50	51 – 500	501 – 5.000
Polônia	100	101 – 1.000	1.001 – 15.000
Romênia	- - -	- - -	5 – 5.000
Suécia	- - -	100	101 – 15.000
Tailândia	200	201 – 6.000	6.001 – 15.000
Turquia	100	101 – 1.000	1.001 – 5.000
EUA	500	501 – 2.000	2.001 – 15.000
Vietnã	50	51 – 500	501 – 5.000

Fonte: Jiandong, (1994) citado por Balarin (1999)

A Organização Latino Americana de Energia (OLADE) classifica as usinas hidrelétrica de pequeno porte conforme a Tabela 2:

Tabela 2. Classificação das usinas hidrelétricas de pequeno porte conforme a OLADE.

CLASSIFICAÇÃO	POTÊNCIA	QUEDA DE PROJETO (m)		
	MÁXIMA(kW)	BAIXA	MÉDIA	ALTA
Micro centrais	50	menos de 15	15 a 50	mais de 50
Mini centrais	500	menos de 20	20 a 100	mais de 100
Pequenas centrais	5.000	menos de 25	25 a 130	mais de 130

Fonte: Balarim (1999)

3.2.2 – Classificação brasileira – Central quanto à potência instalada e à queda do projeto.

São classificadas quanto à potência instalada e à queda de projeto, como mostrado na Tabela 3, considerando-se os dois parâmetros conjuntamente uma vez que um ou outro isoladamente não permite uma classificação adequada.

Tabela 3. Classificação das PCH's quanto à potência e à queda do projeto.

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Fonte: Diretrizes para projetos de PCH's – (ELETROBRÁS 2003)

3.2.3 – Centrais quanto à capacidade de regularização.

Os tipos de PCH's, quanto à capacidade de regularização do reservatório, segundo as Diretrizes para Projetos de PCH – Eletrobrás, são:

3.2.3.1 – A fio d'água

Esse tipo de PCH é caracterizado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista. Apresenta entre outras as seguintes simplificações:

- Dispensa estudos de regularização de vazões;
- Dispensa estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor;
- Facilita os estudos e a concepção da tomada d'água.

3.2.3.2 – PCH de acumulação, com regularização diária do reservatório.

É empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto. Assim, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

3.2.3.3 – PCH de acumulação, com regularização mensal do reservatório.

Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

3.2.3.4 – Centrais quanto ao sistema de adução

Quanto ao sistema de adução, são considerados dois tipos:

- Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- Adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

3.3 – Vantagens das pequenas centrais hidrelétricas

Consideramos a existência de inúmeras vantagens na utilização de pequenas centrais hidrelétricas, as quais possibilitam a sustentabilidade da atividade econômica principalmente no setor rural, tais como:

- Características hidrológicas, topográficas e geológicas favoráveis.
- Existência de tecnologia brasileira suficiente ao estudo, ao projeto e à construção, com suficiente competitividade.
- Dificuldades para construção de usinas de grande porte face aos prejuízos causados ao meio ambiente, bem como à insuficiência de recursos econômicos disponíveis.
- Proximidade de pequenos núcleos populacionais nos quais seria possível promover o desenvolvimento a baixo custo.
- Realismo tarifário. Conforme pesquisa apresentada no item 3.9, a privatização das concessionárias exige preços econômicos e não políticos.
- Descentralização da geração. A proximidade dos centros de consumo reduz os custos com o transporte da energia.
- Custos operacionais. São pequenos relativamente ao valor da produção obtida.

3.4 – Componentes básicos

3.4.1 – Arranjo físico

Segundo Balarim(1999) as usinas de pequeno porte no Brasil são projetadas e construídas com praticamente dois arranjos básicos. O primeiro apresentado na Figura 1 é composto de barragem / vertedouro, tomada de água, canal de adução, câmara de carga, tubulação forçada, casa de máquinas e canal de fuga.

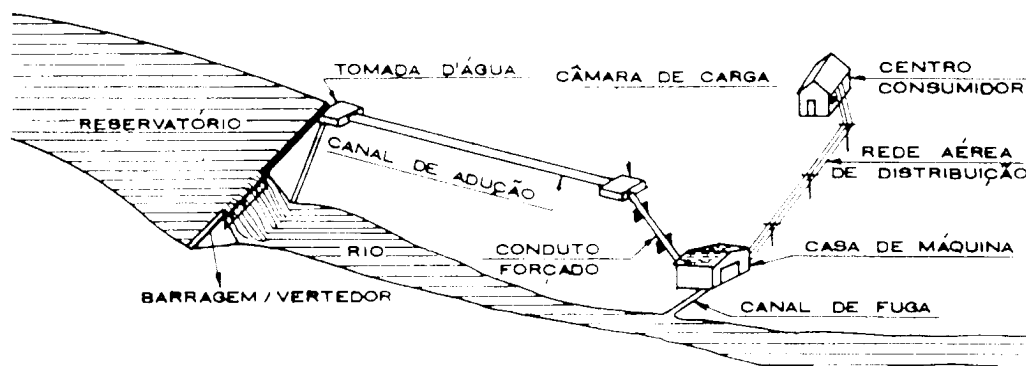


Figura 1. Arranjo típico para pequeno aproveitamento hidrelétrico.

Fonte: Balarim (1999)

O segundo arranjo apresentado na Figura 2 difere do primeiro apenas através da substituição do canal de adução pela tubulação de baixa pressão e a câmara de carga pela chaminé de equilíbrio. Os demais itens componentes são os mesmos.

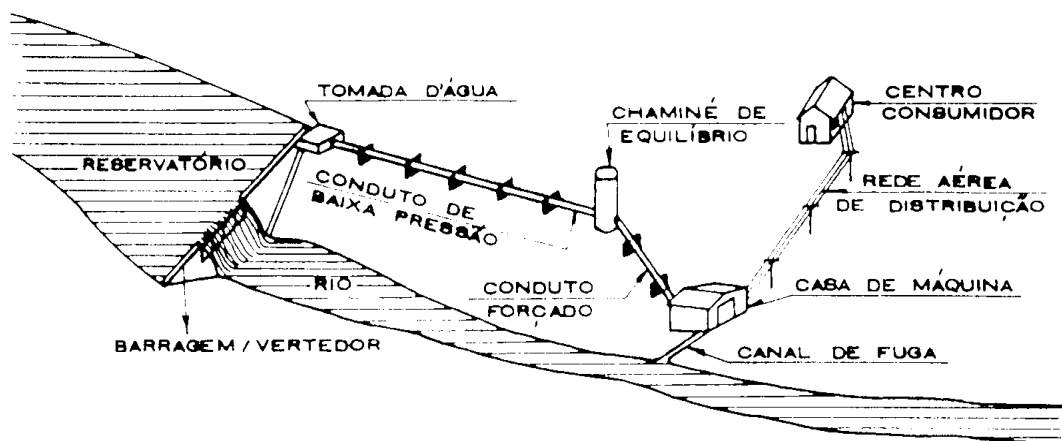


Figura 2. Arranjo típico para pequeno aproveitamento hidrelétrico com tubulação de baixa pressão e chaminé de equilíbrio.

Fonte: Balarim (1999)

3.4.2 – Barragem.

Tem como finalidade o armazenamento de água para abastecimento, irrigação, controle de cheias, navegação, recreação, ou geração de energia. Destina-se a criar um desnível hidráulico localizado, a fim de elevar o nível das águas, permitindo o afogamento da tomada de água. Pode ter ou não o objetivo de regularização da vazão. No caso de PCH não há essa necessidade, pois a mesma funciona a fio d'água, operando com a vazão constante do rio.

Os principais tipos de barragens utilizados em pequenas centrais hidrelétricas são: de madeira, terra, pedra ou concreto.

3.4.2.1 – Barragem de madeira

É recomendável esse tipo de barragem quando existe disponibilidade suficiente de material a baixo custo no local. Pranchas de madeira são colocadas de forma a barrar o curso d'água. Segundo Furchi (2000) as fendas entre as táboas devem ser vedadas com uma mistura de argila plástica, areia e pó de serra. O local deve ser limpo de resíduos tais como: tocos, capins, etc.

3.4.2.2 – Barragem de terra

É relativamente simples de ser construída, necessitando que algumas precauções sejam tomadas, a fim de evitar a passagem de água sobre a mesma, o que a levaria ao colapso. No caso de barragens com até três metros de altura, será conveniente que a crista tenha no mínimo três metros de largura. A inclinação do talude será de 1/1.

É necessário o plantio de grama à jusante da barragem para protegê-la da erosão causada pela chuva. A montante deve-se lançar uma camada de pedra de mão ou material similar, para atuar como protetor da erosão eólica, causada pelas ondas do lago.

No fundo do lago deve ser instalado um tubo de limpeza, o qual pode ser de aço, PVC ou cimento. O esquema de instalação deve ser conveniente a fim de evitar erosão entre as paredes da tubulação e o maciço da barragem.

É aconselhável que a tomada de água seja feita em alvenaria solidária com o corpo da barragem.

3.4.2.3 – Barragem de enrocamento

São utilizadas quando se verifica uma grande disponibilidade de material rochoso. Basalto e granito são considerados como ideais nesse caso. Os materiais sedimentares também podem ser utilizados dependendo de estudos sobre seu comportamento químico-mecânico.

Segundo Schreiber (1978), citado por Balarim(1999), as fundações para barragens de enrocamento não exigem situações tão severas quanto as das barragens a gravidade de concreto.

3.4.2.4 – Barragem de concreto

A barragem de concreto é a do tipo gravidade e consiste de um muro cuja seção transversal se aproxima da forma de um triângulo retângulo, e que resiste através do seu peso próprio à pressão da água do reservatório e à subpressão das águas que se infiltram pelas fundações. Possui um trecho central rebaixado, o vertedouro, de preferência coincidente com a parte central do vale, onde corre o rio, destinado a permitir a extravasão das águas excedentes (FURCHI 2000).

É recomendável quando o vale seja relativamente estreito, com cerca de 100 metros. A decisão deve ser tomada após análise criteriosa das condições da fundação, de materiais e equipamentos apropriados para a construção bem como dos custos respectivos.

3.4.3 - Vertedouro

A grande maioria dos aproveitamentos hidrelétricos tem necessidade de elementos destinados a liberar o excesso de água que aflui ao reservatório durante as cheias. Estas estruturas são, usualmente, localizadas de modo a acarretar um mínimo de obras civis. Mesmo assim, os vertedouros respondem por uma parcela significativa dos recursos totais para a implantação de uma usina hidrelétrica de pequeno porte (BALARIM 1999).

A descarga pode ser realizada em lâmina livre ou com o auxílio de dispositivos como, por exemplo, comportas, que mantêm sempre constante o nível de água no reservatório. Esse controle evita a perda de queda para centrais com pouco desnível.

Os vertedouros mais utilizados em pequenas centrais hidrelétricas são: vertedouro de borda livre e de canal.

3.4.4 – Sistema de adução e tomada de água

São considerados elementos do sistema adutor: a tomada da água, o canal de adução, a chaminé de equilíbrio, a tubulação forçada e registros. Seu objetivo é levar a água desde a represa na tomada de água até as turbinas.

A tomada de água tem como função a captação e condução da água aos elementos adutores e daí às turbinas. Deve possuir uma grade de proteção que impeça a entrada de corpos flutuantes os quais podem danificar as turbinas. Localizam-se normalmente às margens do rio. Constituem-se por dois tipos: tomada de água acoplada ao canal de adução ou à tubulação.

A principal grandeza para definir as dimensões da tomada de água, é a máxima vazão turbinada. Seu dimensionamento deve prover a captação da vazão requerida pela motorização completa da usina funcionando a plena carga (BALARIM 1999).

3.4.5 – Canal de adução

Sendo a adução de baixa pressão, após a tomada da água é construído um canal em solo natural, em concreto, em alvenaria de pedra ou de forma mista. A escolha deve levar em consideração a vazão a ser aduzida, a velocidade possível, a declividade do canal, o custo do material utilizado para o revestimento. A importância da forma a ser escolhida deve levar em conta, que o não revestimento do canal produzirá perda de fluído, reduzindo a capacidade produtiva.

Sua capacidade deve ser suficiente para aduzir a quantidade de água necessária ao aproveitamento máximo da potência das turbinas. Para sistemas de baixa pressão, a adução pode ser feita através do uso de tubulação. A céu aberto ou subterrânea, a tubulação deve ser apoiada em blocos de concreto cujo espaçamento varia de 6 a 15 metros para tubos de ferro. O uso de tubulação implica a instalação de chaminé de equilíbrio.

3.4.6 – Câmara de carga

É a estrutura destinada a fazer a ligação entre o canal de adução e a tubulação forçada. Possui comporta destinada ao controle da vazão para absorver variações no escoamento da água, bem como grade protetora a fim de eliminar impurezas existentes tais como folhas, animais mortos e areia.

O dimensionamento hidráulico da câmara de carga deve ser feito visando o fornecimento suficiente ao pleno aproveitamento das turbinas.

3.4.7 – Chaminé de equilíbrio

É utilizada quando o sistema adutor é composto somente de tubos, substituindo a câmara de carga. Tem a função de absorver as variações repentinas do escoamento da água, que ocorrem quando há uma rejeição de carga, protegendo o conduto de derivação contra os efeitos do golpe de ariete. Este efeito ocorre quando a velocidade do escoamento é modificada atuando-se no distribuidor da turbina (SOUZA 1992).

Assim, no fechamento da válvula da turbina, a força da água represada sobe através da chaminé até o ponto de equilíbrio.

3.4.8 – Tubulação forçada

É o elemento que faz a ligação entre a câmara de carga e a turbina por meio de um sistema de alta pressão, que pode ser constituído de uma ou mais tubulações. O material mais comumente utilizado é o aço, podendo, no entanto, ser construída até de madeira, dependendo do tipo de pressão. A determinação do diâmetro econômico do tubo deve ser feita segundo a vazão máxima requerida. Sua instalação requer blocos de concreto para apoio, destinadas a absorver esforços das manobras rápidas das máquinas hidráulicas.

3.4.9 – Casa de máquinas e equipamentos eletro-mecânicos

Destina-se a abrigar os equipamentos eletro-mecânicos (turbina, gerador, painel de controle e o comando da central). Nela se processa a transformação da energia hidráulica em elétrica. Seu espaço deve ser suficiente para acomodar as máquinas, bem como a movimentação de equipamentos necessários à manutenção e reparos. O tipo de turbina e equipamentos a serem instalados é que determinam sua posição e espaço. Assim, os fabricantes de equipamentos normalmente sugerem e fornecem a planta ideal.

Os equipamentos eletro-hidromecânicos que compreendem os grupos geradores (turbinas, geradores elétricos e reguladores de velocidade), são responsáveis pelo funcionamento de uma usina (FURCHI 2000).

As turbinas transformam a energia hidráulica em mecânica. O movimento da água com direção determinada, ao passar pelo rotor varia sua velocidade em magnitude e direção em função do contato com as pás, que recebem a ação das forças exercidas, entregando potência mecânica ao eixo (BALARIM 1999).

Segundo Mauad (1997), citado por Furchi (2000), os geradores elétricos síncronos são conversores rotativos que transformam energia mecânica de rotação em energia elétrica, ou no sentido inverso, energia elétrica em mecânica de rotação. No primeiro caso constituem os geradores elétricos, e no segundo os motores. Como funcionam com base nos princípios da indução magnética, os motores e geradores são similares em sua forma construtiva, diferindo apenas quanto ao emprego.

O sistema de transmissão deve ser planejado para permitir o envio de toda energia gerada com a menor taxa de perda. É recomendável que a subestação seja localizada junto à casa de máquinas. Cabos isolados devem ser utilizados na ligação entre o

gerador e a subestação. Segundo Balarim, (1999), as características de funcionamento do sistema de distribuição são de grande importância, uma vez que elas definem a tensão de transmissão e a forma de operação da central.

3.4.10 – Canal de fuga

Após sua passagem pela turbina, a água é reconduzida ao leito do rio em um local escolhido de maneira conveniente. O canal de fuga é a estrutura que realiza esse trabalho. Seu comprimento depende da posição da casa de máquinas em relação ao rio.

3.5 – Viabilidade econômica do projeto

3.5.1 - Generalidades

O preço da energia elétrica em um país deve ser competitivo em relação a outros locais, a fim de que seus produtos possam concorrer em igualdade de condições. A mecanização das atividades produtivas aumenta o uso de energia elétrica em substituição à humana ou animal, melhorando a competitividade dos produtos. A fim de conhecer a viabilidade econômica do projeto de uma usina hidrelétrica, usualmente seu preço é calculado por KW instalado. Assim, o valor da usina é determinado em função da sua capacidade produtiva.

Para Schreiber(1977), um bom método consiste na avaliação do custo da geração da energia, ou, em outras palavras, no custo do kWh gerado na usina. Os elementos da apreciação da viabilidade são, portanto:

- Os investimentos;
- As despesas anuais;
- A geração em kWh / ano.

3.5.2 - Investimentos – compreendem todos os gastos necessários para a construção da usina hidrelétrica até sua entrada em operação. Podem ser subdivididos em:

3.5.2.1 – Custo da construção

Compreende além dos gastos para a construção dos vários componentes da usina, como barragem, vertedouro, casa de força, equipamento eletromecânico, linha de transmissão, etc., também as obras suplementares, como as vias de acesso e todas as obras na área do futuro reservatório tais como: limpeza e desmatamento, demolição de edificações, transferência da população, proteção das margens.

3.5.2.2- Custo dos trabalhos preparatórios

Alguns dos itens indicados abaixo podem deixar de ser incluídos nos gastos, pois os dados correspondentes já existem ou estão disponíveis em organismos públicos especializados. Os trabalhos a serem considerados são: reconhecimento da região, trabalhos hidrográficos e hidrométricos, prospecções geológicas, trabalhos topográficos, pesquisas geotécnicas, elaboração do projeto desde o relatório de viabilidade até o projeto executivo.

3.5.2.3- Desapropriações e indenizações

A este item pertencem: compra e desapropriação de terrenos, indenizações a respeito de direitos prejudicados e por desvalorização de propriedades.

3.5.3- Despesas gerais

São representadas por todas as despesas de administração durante a construção da usina. Deve existir na obra uma fiscalização que controle a execução dos serviços segundo o projeto, que execute ou acompanhe as medições das obras realizadas, as quais servem para o faturamento pelo empreiteiro, etc.

3.5.3.1 - Imprevistos

São imprevisíveis em seu valor real os eventuais danos causados por acontecimentos elementares, como enchentes extraordinárias, períodos muito chuvosos, cheias muito prolongadas, falta de material, etc. São calculadas em porcentagem do investimento total podendo variar aproximadamente entre cinco e doze por cento.

3.5.3.2- Juro do capital investido na construção

É chamado de custo de oportunidade e refere-se aos ganhos que seriam obtidos de alternativas não utilizadas. Representa os juros do capital investido na construção que ainda não auferem rendimentos.

3.5.4 – Despesas anuais

3.5.4.1- Despesas anuais indiretas

São todas as despesas monetárias ligadas ao capital investido. Por exemplo: os dividendos pagos aos acionistas no caso de uma sociedade anônima, os quais devem ser pelo menos iguais à taxa de juros sobre o capital aplicado. Há casos em que a concessão para o aproveitamento do rio é outorgada para um certo período, por exemplo: cinquenta anos. Em tais casos, no vencimento da concessão, o capital deve ser devolvido aos acionistas em dinheiro. Para isso deve ser acumulada uma reserva no montante do capital, a qual pode ser calculada pela fórmula:

$$S_r = K \left[\frac{(Q-1)}{(Q^n-1)} \right] \dots\dots\dots (1)$$

onde

S_r = reserva anual

K = capital da S.A.,

$Q = 1 + p / 100$ e p é a taxa de juros em %.

n = número de anos de validade da concessão.

Todos os componentes de uma usina hidrelétrica têm vida limitada e devem ser substituídos por novos. As máquinas, por exemplo, devem ser trocadas por novas, pois não mais podem ser consertadas ou, depois de certo tempo, ficam antiquadas e devem ser substituídas por máquinas mais modernas com rendimento maior. Porém, as partes a serem trocadas têm ainda certo valor que pode ser descontado do preço das novas. A reserva de renovação correspondente é calculada pela fórmula:

$$S_n = \left[\frac{(K - C)}{K} \right] \times \left[\frac{(Q - 1)}{(Q^n - 1)} \right] \dots \dots \dots (2)$$

onde:

S_n = reserva anual de renovação

K = valor de compra da parte a ser renovada,

C = valor do material velho,

$Q = 1 + p / 100$ e p é a taxa de juros em %.

3.5.4.2- Despesas anuais diretas

Compõem as despesas de operação da usina os seguintes itens:

3.5.4.2.1. – Despesas gerais de administração

Compreendem todas as despesas administrativas não diretamente ligadas à operação da usina, tais como: direção, secretariado, de caixa, de contabilidade, manutenção dos escritórios, serviço de automóveis e sua manutenção, bem como impostos e taxas.

3.5.4.2.2 - Salários do pessoal de operação

Os salários do pessoal de operação devem ser avaliados individualmente para cada usina. O número do pessoal depende do número de horas diárias de operação da usina, do número legal de horas de trabalho diário ou semanal e do tamanho da usina e suas instalações e construções complementares.

3.5.4.2.3 - Despesas de manutenção e reparos

Contém as despesas de manutenção e reparos de vários componentes de uma usina hidrelétrica em porcentagem sobre o valor novo. É bom lembrar que a manutenção de estradas, ferrovias, benfeitorias, etc. deslocados por causa da construção da usina pertence ao responsável antes da relocação.

3.5.4.2.4 - Despesas com materiais de operação

O consumo de materiais de operação, como óleo lubrificante, graxa, estopa, óleo diesel, material de limpeza, etc., é quase independente do fator de carga. As despesas podem ser avaliadas em 0,5 a 1% dos investimentos nas máquinas.

3.6 – Produção de energia e o preço de custo do kWh

Deve-se deduzir da produção total de energia o consumo próprio da usina nas máquinas e instalações auxiliares para as turbinas e geradores e o consumo de iluminação, acondicionamento do ar e ventilação, das operações das comportas e válvulas, etc. Assim, resulta a produção disponível nos bornes dos geradores. Dividindo-se a soma das despesas anuais (calculadas da forma indicada) pela produção obtém-se o custo do kWh. Quando for necessário o custo do kWh disponível para o abastecimento da rede de transmissão, devem ser incluídas nas despesas anuais, aquelas a serem feitas com os transformadores e a estação distribuidora, bem como as perdas de energia nos mesmos.

3.7 – Depreciação de bens

3.7.1 – A legislação em vigor

A maior parte dos recursos destinados à construção e operação de uma Pequena Central Hidrelétrica é representada por aplicação em imobilizado. Assim, o valor da depreciação dos bens torna-se fundamental na apuração do custo da energia produzida.

A depreciação dos bens do ativo imobilizado, segundo a Receita Federal, corresponde à diminuição do valor dos elementos ali classificáveis, resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal. Essa perda de valor dos ativos será registrada periodicamente nas contas de custo ou despesa (encargos de depreciação do período de apuração), que terão como contrapartida contas de registro da depreciação acumulada, classificadas como contas retificadoras do ativo permanente (RIR¹/1999, art. 305).

Considerando-se que a partir de 1º/01/1996 foi extinta a correção monetária das demonstrações financeiras, as quotas de depreciação a serem registradas na escrituração como custo ou despesa, serão calculadas através da aplicação da taxa anual de depreciação sobre o valor em Reais do CUSTO DE AQUISIÇÃO registrado contabilmente.

A taxa de depreciação será fixada em função do prazo durante o qual se possa esperar a utilização econômica do bem, na produção de seus rendimentos (RIR/1999, art. 310). A taxa aplicável a cada caso é obtida mediante a divisão de 100%(cem por cento) do valor do bem pelo prazo de vida útil, em meses, trimestres ou em anos, apurando-se assim as taxas mensais, trimestrais ou anuais a serem utilizadas.

A IN SRF² n° 162, de 1998, alterada pela IN SRF 130 de 1999, estabeleceu que a cota de depreciação a ser registrada na escrituração da pessoa jurídica, como custo ou despesa operacional, será determinada com base nos prazos de vida útil e nas taxas de depreciação constantes dos seus Anexos I (bens relacionados na Nomenclatura do Mercosul – NCM) e II (demais bens).

Quando o bem adquirido for usado, o prazo de vida útil admissível para fins de depreciação é o maior dentre os seguintes (RIR/1999, art. 311):

¹ RIR = Regulamento do Imposto de Renda

² IN SRF = Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal.

- Metade do prazo de vida útil admissível para o bem adquirido novo;
- Restante da vida útil do bem, considerada esta em relação à primeira instalação ou utilização desse bem.

O prazo de vida útil admissível para cada espécie de bem é determinado pela legislação do imposto de renda, considerando-se as condições normais ou médias de seu uso. No entanto, é assegurado ao contribuinte o direito de computar a quota efetivamente adequada às condições de depreciação de seus bens, desde que faça a prova dessa situação, quando adotar taxa superior à usualmente admitida, mediante laudo do Instituto Nacional de Tecnologia ou de outra entidade oficial de pesquisa científica ou tecnologia (RIR/1999, art. 310, §§ 1º e 2º).

O valor não depreciado dos bens sujeitos à depreciação e que se tornarem imprestáveis ou caírem em desuso será computado, por ocasião da efetiva saída do bem do patrimônio da empresa (baixa física), como despesa não operacional. Quando houver valor econômico apurável, o montante da alienação será computado como receita não operacional da empresa (RIR/1999 art. 305 §§ 1º a 4º).

De acordo com o RIR/1999, artigo 307, parágrafo único e seus incisos, NÃO será admitida quota de depreciação relativamente a:

- terrenos, exceto em relação aos melhoramentos ou construções;
- prédios ou construções não alugados nem utilizados pela pessoa jurídica na produção dos seus rendimentos, bem como aqueles destinados à revenda;
- bens que normalmente aumentam de valor com o tempo, como obras de arte e antiguidades;
- bens para os quais seja registrada quota de exaustão.

A quota de depreciação somente será dedutível como custo ou despesa operacional a partir do mês em que o bem é instalado, posto em serviço ou em condições de produzir (RIR/1999, art. 305, § 2º).

Empresa que utilizava para certo produto uma taxa de depreciação inferior à admitida como dedutível na apuração do lucro real, NÃO poderá utilizar taxas mais elevadas a fim de ajustar a depreciação acumulada à taxa normal. Não existe “recuperação” de taxa de depreciação.

Quando o registro do imobilizado for feito por conjunto de instalação ou equipamentos, sem especificação suficiente para permitir aplicar as diferentes taxas de

depreciação de acordo com a natureza do bem, o contribuinte não tiver elementos para justificar as taxas médias adotadas para o conjunto, será obrigado a utilizar as taxas aplicáveis aos bens de maior vida útil que integrem o conjunto (RIR/1999, art. 310 § 3º).

Somente os edifícios e construções alugados, quando este for o objeto social, ou utilizados pela pessoa jurídica na produção dos seus rendimentos podem ser objeto de depreciação. Quando o valor do terreno não estiver separado do valor da edificação que sobre ele existir deve ser providenciado o respectivo destaque para que seja admitida dedução da depreciação do valor da construção ou edifício. Para isso, o contribuinte poderá servir-se de laudo pericial para determinar que parcela do valor contabilizado que corresponde ao valor do edifício ou construção, aplicando, sobre esta, o coeficiente de depreciação efetivamente suportado, limitado para efeito tributário, ao admitido para essa espécie de bem (PN CST³ nº 14, de 1972).

Segundo Holanda (1975), o limite físico de vida útil de um equipamento ou outro bem fixo é atingido no ponto em que o seu custo de conservação e reparação é tão elevado que o seu emprego se torna antieconômico, justificando-se a aquisição de um ativo novo. O custo de depreciação corresponde ao valor anual que se deve somar aos custos de produção para compensar essa limitação na vida útil dos ativos. Corresponde ao insumo físico dos bens de capital, no processo de produção. Se ao fim da vida útil dos ativos resta ainda um valor residual, a depreciação pode ser calculada somente sobre a diferença entre o valor inicial e esse importe residual.

3.7.2 – Sistemas de depreciação

3.7.2.1 – Depreciação Linear: Estima-se uma anualidade constante de amortização. É o método mais simples e mais comum, bem como aceito pela Receita Federal para cálculo de tributos tais como o imposto de renda. O cálculo da anualidade (d) de amortização é dado pela fórmula:

³ = PN CST= Parecer Normativo Coordenador do Sistema de Tributação.

$$d = \left[\frac{(I - R)}{n} \right] \dots \dots \dots (3)$$

Onde: d = Depreciação anual

I = Investimento inicial

R = Valor residual

n = vida útil (anos)

Um exemplo de depreciação linear pode ser visualizado na Figura 3. Um investimento no valor de R\$ 100.000,00, com vida útil de 10 anos e sem valor residual determinaria uma depreciação anual de:

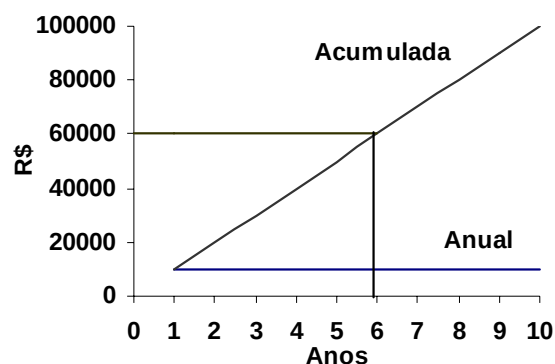


Figura 3. Depreciação linear.

Fonte: própria.

$$d = \left[\frac{(100.000 - 0)}{10} \right] =$$

$$d = 10.000$$

3.8 – Análise econômico-financeira

3.8.1 – Análise de investimento

Uma das fases mais importantes na elaboração de um projeto de investimento em longo prazo, consiste na aplicação de métodos quantitativos de avaliação econômica. É necessário aferir com a maior exatidão permitida, as possibilidades de rendimento das aplicações de capital.

Os métodos quantitativos de análise econômica de investimentos podem ser classificados em dois grupos: aqueles que não levam em conta o valor do dinheiro no tempo, e os que consideram essa variação através do critério do fluxo de caixa descontado. Em função do maior rigor conceitual e da importância para as decisões de longo prazo, dá-se atenção preferencial para os métodos que compõem o segundo grupo.(MARTINS & ASSAF NETO, 1988).

3.8.1.1 – Prazo de retorno (pay-back)

Este método é utilizado na determinação do período de tempo necessário para que o capital (valor do investimento), seja recuperado através dos benefícios produzidos (fluxo líquido de caixa), em função dos recursos aplicados.

São duas as metodologias de cálculo existentes do período de pay-back: Médio e efetivo. Como exemplo vejamos as alternativas de investimento da Tabela 4:

Tabela 4. Alternativas de investimentos.

Alter-nativa	Valor do In-vestimento \$	Fluxos de Caixa				
		ano 1 \$	ano 2 \$	ano 3 \$	ano 4 \$	ano 5 \$
A	150	45	25	30	25	125
B	150	50	50	50	50	50

Fonte própria.

O período de pay-back médio é obtido pela divisão do total investido pelo valor médio dos fluxos de caixa. Tomando-se a alternativa A temos:

$$150 / \left[\frac{(45 + 25 + 30 + 25 + 125)}{5} \right] =$$

$$150 / 50 = 3 \text{ anos.}$$

Entretanto, em termos efetivos, o prazo de retorno apresenta-se bem maior, ou seja:

$$(45 + 25 + 30 + 25 + 25) = 150$$

São necessários os rendimentos dos quatro primeiros anos, bem como 20% do 5º ano. Portanto, o prazo de retorno corresponde a 4,2 anos. A concentração de valores do fluxo no final do período pode através do cálculo pela média, indicar um prazo de retorno bem menor do que seria efetivamente observado na prática. Conforme alternativa B, quando os valores do fluxo de caixa forem iguais, os dois cálculos de períodos de pay-back: médio ou efetivo, resultarão em igual valor.

Para decidir sobre investir ou não, o período de pay-back deve ser confrontado, com o limite de tempo definido como padrão pela empresa. Considerando-se as alternativas A e B apresentadas, e supondo que o período definido pela empresa fosse de três anos, verifica-se que B seria preferível.

O período de pay-back tem sido ainda utilizado como indicador do fator de risco de um empreendimento. O risco envolvido aumenta, na medida em que cresce o prazo de retorno. A ocorrência de maiores incertezas na conjuntura econômica, com restrições na liquidez monetária, indica que menores serão os prazos a serem definidos como limite-padrão pelos investidores.

Os critérios de fixação do período-padrão de pay-back são entendidos como fortemente subjetivos. Levam em consideração a estabilidade da moeda, as perspectivas de rendimento em longo prazo, a estabilidade do fluxo de rendimento, os efeitos inflacionários, a estabilidade do produto, a rentabilidade exigida pela empresa além de outros.

A utilização deste critério para decisão sobre um investimento, face às suas inúmeras dificuldades e restrições, deve ser tomada como medida auxiliar. Outros critérios mais sofisticados devem ser utilizados na complementação das informações.

3.8.1.1.1 - Restrições ao método de pay-back.

Tabela 5: Alternativas de investimento

Alter-nativa	Valor do In-vestimento \$	Fluxos de Caixa				
		ano 1 \$	ano 2 \$	ano 3 \$	ano 4 \$	ano 5 \$
C	100	80	20	10	10	20
D	100	20	80	60	60	60

Fonte: própria

As alternativas propostas na Tabela 5 indicam igualdade no prazo de retorno do capital, dois anos. Sendo excludentes, podem induzir o investidor a erro, escolhendo a alternativa C, considerando que oitenta por cento do retorno do capital ocorre no primeiro ano e vinte no segundo. A alternativa D apresenta retorno de apenas vinte por cento no primeiro ano e oitenta no segundo. Entretanto, sua rentabilidade total é muito maior do que a alternativa C.

A simples soma dos retornos anuais, sem levar em conta o valor do dinheiro no tempo, pode indicar como equivalentes, alternativas claramente distintas. O desconto das parcelas do fluxo de caixa é importante na demonstração da melhor alternativa. Supondo uma taxa de desconto de 25%, o período de pay-back para cada alternativa seria:

Alternativa C

$$Fluxos = \left[\frac{80}{(1,25)} + \frac{20}{(1,25)^2} + \frac{10}{(1,25)^3} + \frac{10}{(1,25)^4} + \frac{20}{(1,25)^5} + \right] = 92,57$$

Pay-back atualizado = $100 / 92,57 = 1,08$ período de vida útil do projeto, equivalente a 5 anos, 4 meses e 25 dias.

Alternativa D
$$Fluxos = \left[\frac{20}{(1,25)} + \frac{80}{(1,25)^2} + \frac{60}{(1,25)^3} + \frac{60}{(1,25)^4} + \frac{70}{(1,25)^5} + \right] = 145,44$$

Pay-back atualizado = $100 / 145,44 = 0,69$ período equivalente do projeto, correspondendo a 3 anos, 5 meses e 8 dias.

Verifica-se que, durante o período de vida útil do projeto os fluxos de caixa descontados na alternativa C não permitem o retorno total do capital investido. O maior retorno no primeiro ano da alternativa C, não iguala os rendimentos obtidos pela alternativa D, a qual economicamente é mais atraente.

3.8.1.2 – Taxa Interna de Retorno

O método da taxa interna de retorno (TIR) representa, a taxa de desconto que iguala, em determinado momento de tempo (geralmente usa-se a data de início do investimento – momento zero), as entradas com as saídas previstas de caixa. Para avaliação de propostas de investimentos, o cálculo da TIR requer, basicamente, o conhecimento dos montantes de dispêndio de capital (ou dispêndios, se o investimento prever mais de um desembolso de caixa), e dos fluxos de caixa incrementais, gerados exclusivamente pela decisão (MARTINS & ASSAF NETO, 1988).

Suponhamos, por exemplo, que de um investimento a ser realizado no valor de \$ 400,00, possamos esperar benefícios anuais de caixa \$ 150,00, \$ 200,00, \$ 100,00, \$ 180,00. O cálculo da TIR é efetuado da seguinte maneira:

$$400 = \frac{150}{(1+r)} + \frac{200}{(1+r)^2} + \frac{100}{(1+r)^3} + \frac{180}{(1+r)^4} \dots\dots\dots (4)$$

Utilizando-se uma calculadora financeira verificamos que o valor de $r = 21,13\%$. Indica que o valor de cada um dos fluxos anuais de caixa, descontado a uma taxa de juros $= r = 21,13\%$, produzirá um montante exatamente igual ao valor investido de \$400,00.

A rentabilidade total do projeto para o período será de 115,28%, ou seja: $[(1,2113)^4 - 1] \times 100 = 115,28 \%$. Mostra que a aplicação dos fluxos de caixa a uma taxa de

21,13% a.a. somará no final do quarto ano o valor total de \$ 861,20. Este é o valor total da riqueza econômica ao final do quarto ano, gerada pela aplicação de \$ 400,00. Portanto, \$ 461,20 é a rentabilidade de 115,28% sobre o valor de \$400,00. É comum a ocorrência de investimentos em prazo relativamente longo, onde os dispêndios são realizados em vários períodos. A construção de centrais hidrelétricas é um exemplo claro. Se os investimentos forem realizados em mais de um período a taxa interna de retorno se reduz. Por exemplo:

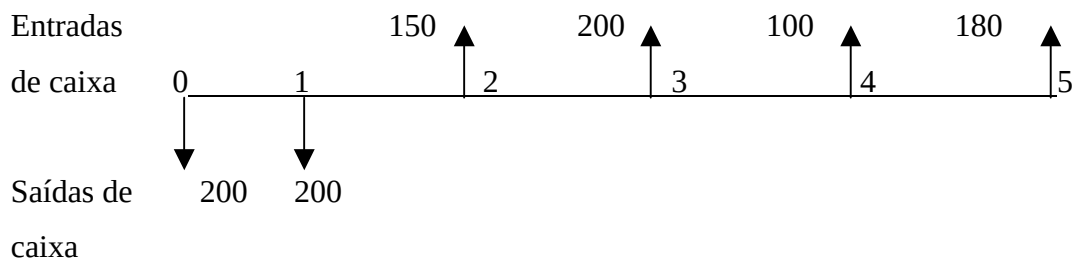


Figura 4. Investimento convencional.

Formulação para o cálculo da TIR:

$$200 + \frac{200}{(1+r)} = \frac{150}{(1+r)^2} + \frac{200}{(1+r)^3} + \frac{100}{(1+r)^4} + \frac{180}{(1+r)^5} \dots\dots\dots(5)$$

Resolvendo-se, chega-se a:

$$\text{TIR } (r) = 16,89\%$$

A taxa interna de retorno pode ser expressa, considerando-se a atualização de todos os fluxos de caixa para o momento zero:

$$I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{I_j}{(1+r)^j} = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} \dots\dots\dots(6)$$

onde:

I_0 = montante do investimento no momento zero (início do projeto);

I_j = montantes previstos de investimentos em cada momento subsequente;

r = taxa de rentabilidade equivalente periódica (TIR).

FC = fluidos previstos de entradas de caixa em cada período de vida do projeto (benefícios de caixa).

É importante destacar que a TIR representa apenas um dos critérios para análise do investimento. Ela reflete um resultado o qual se baseia nas previsões dos fluxos de

caixa esperados. Aceitar ou não um projeto é uma escolha baseada na comparação de alternativas. A TIR será sempre comparada com a taxa de retorno mínimo, exigida pela empresa (investidor). Essa taxa é definida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e leva em consideração algumas variáveis, tais como:

1. **Inflação.** O investidor deseja que os seus recursos sejam corrigidos pela inflação do período. Assim, seus ativos permanecerão com valores reais constantes. Portanto, o retorno esperado deve ser suficiente para compensar a inflação;

2. **Custo de oportunidade.** Os recursos a serem investidos serão retirados de outras aplicações as quais possuem rentabilidade. Assim, os ganhos que poderiam ser obtidos de alternativas não utilizadas representam o custo de oportunidade do projeto.

3. **Risco.** Todo investimento comporta algum risco. É necessário estimá-lo para que o retorno seja compatível.

4. **Lucro.** É necessário que o retorno do capital investido proporcione um lucro suficiente ao seu proprietário, em função da sua atividade empreendedora.

3.8.1.3 – Valor presente líquido (VPL)

É obtido pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos de caixa, previstos para cada período do horizonte de duração do projeto, e o valor presente do investimento (MARTINS & ASSFAF NETO, 1988).

$$VPL = \left[\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+K)^j} \right] - \left[I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{I_j}{(1+K)^j} \right] \dots\dots\dots (7)$$

onde:

FC = representa o fluxo (benefício) de caixa do período;

I_0 = o investimento processado no momento zero;

I_j = o valor do investimento previsto em cada período subsequente;

K = a taxa de desconto do projeto, sendo representada pela rentabilidade mínima exigida pela empresa.

O método de cálculo do valor presente líquido necessita a definição por parte da empresa de uma taxa de desconto mínima aceitável (definida por K, na formulação), a qual será utilizada nos vários fluxos de caixa. Assim, o VPL indicará o resultado entre o valor investido e os benefícios econômicos atualizados.

Supondo-se que de um investimento de \$ 100 esperam-se benefícios anuais de \$ 35, \$ 50, \$ 70 e \$ 40 no quarto ano. Considerando-se que o valor total aplicado ocorra no momento inicial, e que a empresa tenha definido como taxa de retorno exigida 20%, obteremos o seguinte VPL:

$$VPL = \left[\frac{35}{(1,2)} + \frac{50}{(1,2)^2} + \frac{70}{(1,2)^3} + \frac{40}{(1,2)^4} \right] - 100 \dots\dots\dots(8)$$

$$VPL = (29,17 + 34,72 + 40,50 + 19,29) - 100 = 23,69$$

Nota-se que mesmo descontando os benefícios gerados pela taxa exigida pela empresa de 20%, o valor presente líquido é superior a zero. Significa que o investimento produzirá um lucro de \$ 23,69, acima da taxa mínima aceitável pela empresa.

Caso a taxa mínima exigida pela empresa fosse igual a 35% o VPL seria negativo em \$ 6,15. O resultado evidenciaria que o retorno do investimento estaria abaixo do percentual mínimo exigido, o que levaria à rejeição do projeto.

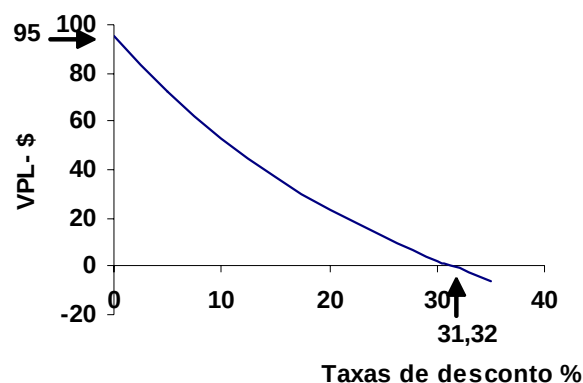


Figura 5. Comportamento do VPL supondo-se várias taxas de desconto.

Fonte: própria.

A Figura 5 mostra que, para uma taxa de desconto igual a zero, o valor do VPL seria obtido pelo resultado dos benefícios gerados (\$ 195) menos o total investido (\$100). No eixo vertical \$ 95 é o ponto de início da curva. Para uma taxa igual a 31,32 % o

VPL é igual a zero. Caso a taxa de desconto seja superior a 31,32%, teremos que o VPL será negativo. Portanto, este índice define o limite de rentabilidade possível para o projeto. Este percentual é também igual a TIR.

Segundo Woiler & Mathias, (1986), pode-se dizer então que, quando o valor presente líquido é positivo, o projeto deve ser aceito porque cobre o custo de capital da empresa. Quanto maior o valor presente líquido a uma dada taxa de desconto, mais desejável é o projeto para a empresa, pois maior é seu potencial de ganho. Por outro lado, se o valor atual líquido for menor que zero, então o projeto deve ser rejeitado porque os ganhos não cobrem o custo de capital da empresa (ou seja, a taxa de desconto adotada).

3.8.1.4 – Índice do valor atual (IVA)

É o quociente entre o valor atual das entradas e o valor absoluto atual das saídas, descontados ambos a uma dada taxa (WOILER & MATHIAS, 1986).

Utilizando-se o exemplo do valor presente líquido teríamos:

\$ 100,00 = Investimento

\$ 123,68 = Valor total dos benefícios descontados.

$IVA = 123,68 / 100 = 1,23$

O resultado indica, que os ganhos do projeto são iguais a uma vez e vinte e três centésimos superiores aos gastos de investimento, à taxa de desconto de 20%.

3.8.1.5 – Custo de capital

A taxa de desconto a ser utilizada na análise econômico-financeira de um empreendimento tem como referência a taxa de juros expressa pelo custo do capital que será utilizado. O capital para ser investido é obtido ao valor de mercado, ou seja, ao custo de oportunidade. Este pode ser representado pela taxa de juros sob a qual o recurso necessário ao investimento é obtido ou retirado de outra aplicação.

A taxa de retorno do empreendimento sob análise deve ser superior àquela onde o capital se encontra aplicado, sob pena de ocorrer prejuízo ao investidor. Assim, para que o investimento seja aceito é necessário que a sua Taxa Interna de Retorno seja maior ou igual ao custo de capital.

Um modelo muito objetivo na determinação do custo de capital próprio é o chamado CAPM – Modelo de Precificação de Ativos Financeiros⁴. Segundo Doehler (2002), no modelo CAPM, o ganho esperado do capital investido numa empresa, que representará o seu custo de capital, é função do retorno do mercado, expresso pelo risco que os papéis comercializados na bolsa de valores têm. Esses papéis constituem-se num ativo financeiro, que contêm um risco vinculado à expectativa do virtual investidor no negócio que eles representam.

A fim de reduzir o risco do investimento em uma ação, um indivíduo diversifica os valores aplicados em papéis de diferentes negócios. Essa minimização do risco através da diversificação poderá ser feita até o nível em que não seja mais possível, quando é atingido o risco do mercado, o qual pode ser expresso pelo índice da bolsa onde são comercializados os referidos papéis.

Segundo Martins E, Assaf Neto A. (1988) o sistema CAPM utiliza-se da existência de uma reta, denominada *característica*, que relaciona o retorno histórico de um título com o de todo o mercado.

A Figura 6 mostra a equação de regressão linear de uma possível relação entre o retorno de uma ação do setor elétrico e o do mercado.

⁴ A sigla refere-se ao original no idioma inglês como: Capital Asset Pricing Model.

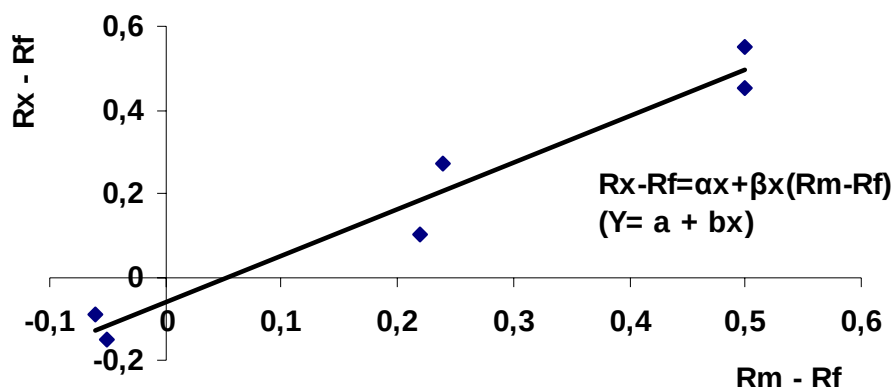


Figura 6. Ilustração da reta (linha) característica.

Fonte: própria.

R_x = é o retorno da ação da empresa X verificado no período de tempo. Pode ser obtido da seguinte forma:

$$P_i = \left[\frac{D_1}{(1+r)} + \frac{D_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{D_n}{(1+r)^n} + \frac{P_t}{(1+r)^t} \right] \dots\dots\dots (9)$$

Onde:

P_i = Preço da ação no início do período;

$D_1, D_2, \dots, D_n$ = Dividendos distribuídos no período;

P_t = Preço da ação no final do período;

r = Rentabilidade da ação (retorno), ou seja: $r = R_x$.

R_f = Taxa livre de risco. No mercado internacional é representada pelas letras do tesouro nacional americano. No presente trabalho utilizaremos a remuneração da caderneta de poupança.

R_m = Retorno da carteira de mercado. Será utilizado o índice de rentabilidade de ações da Bovespa - Bolsa de Valores de São Paulo.

$R_x - R_f$ e $R_m - R_f$ = Respectivamente, representam o retorno da ação X e do mercado em relação à rentabilidade dos títulos sem risco. $R_x - R_f$ pode, ainda ser identificado como o prêmio pelo risco da ação X e $R_m - R_f$, o prêmio pelo risco do mercado.

α_x = É o parâmetro linear da regressão. Indica a rentabilidade da ação quando o retorno do mercado for nulo ($R_m=0$). Mostra o ponto de origem da reta no eixo vertical.

β_x = É o parâmetro angular da reta de regressão. É o indicador do risco sistemático, o qual não pode ser eliminado (ou reduzido) pela diversificação das aplicações, estando sempre presente nos ativos. Mostra o retorno da ação em relação ao mercado geral. Supondo:

$\beta_x = 1$ Significa que o risco da ação é igual ao risco sistemático da carteira do mercado.

$\beta_x > 1$ Indica que a ação se movimenta na mesma direção do mercado em rentabilidade. Por exemplo. Se $\beta_x = 1,4$, uma valorização média no mercado de 10% determinaria uma rentabilidade de 14% na ação ($10 \times 1,4$). Se $R_m = -10\%$ a rentabilidade esperada no ativo seria -14% .

$\beta_x < 1$ = O ativo é chamado de defensivo, ou seja, a variação de seu retorno é inversa à do mercado. Por exemplo, se β é igual a 0,7 e $R_m = 10\%$, o retorno da ação atinge somente 70% ($0,7 \times 10$). Se $R_m = -20\%$, a desvalorização da ação X atinge apenas 70% desse valor, ou seja, $14\% = (0,7 \times 20)$.

Através do estabelecimento de uma reta característica de uma ação, a qual correlaciona, os retornos de um título e os do mercado, podemos identificar a relação risco-retorno dentro de um mesmo gráfico. A equação linear utilizada é a seguinte:

$$R_x - R_f = \alpha_x + \beta(R_m - R_f) \dots\dots\dots(10)$$

O custo do capital próprio de uma empresa é definido pelo retorno requerido por seus acionistas ao investirem recursos no empreendimento. Admitindo-se que determinada relação passada de suas ações com a carteira do mercado será mantida no futuro, o seu R_x pode ser diretamente obtido através da equação. Por exemplo: supondo $\alpha_x = 4,1$ e $\beta_x = 0,90$, $R_m = 20\%$ e $R_f = 7\%$ teríamos: $R_x - 0,07 = 0,041 + 0,9(0,20 - 0,07) =$

$$R_x = 0,07 + 0,041 + 0,9(0,20 - 0,07) = 22,8\%$$

3.9 – Energia e economia

3.9.1 - A produção de eletricidade no Brasil

A participação percentual na geração de energia elétrica no Brasil pode ser observada conforme a Figura 7. Verifica-se que do total produzido em 2002, 74,7% tem origem em fonte hídrica (sendo 1,8% em PCH); 12% térmica; 9,6% importação; 3,6% nuclear (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2003). A produção obtida através de PCH's é ainda bem reduzida.

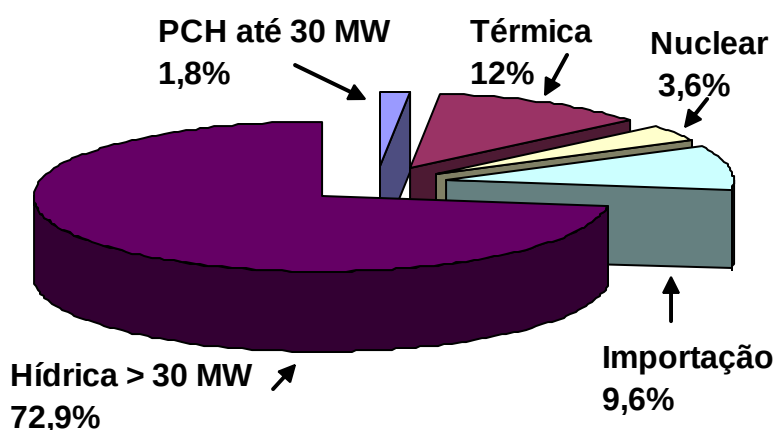


Figura 7. Estrutura da oferta de energia elétrica no Brasil.

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2003

Durante a década de 1970, o modelo econômico brasileiro elegeu como prioridade, a geração de energia através de grandes hidrelétricas, as quais foram viabilizadas pela vasta disponibilidade financeira existente no mercado internacional. Assim, o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro cresceu a uma taxa média de 8,6% a.a. (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2003). No mesmo período, o consumo de algumas formas de energia também cresceu a taxas expressivas (a eletricidade a 12% a.a e os derivados de petróleo a 8,3% a.a). Embora o nível de consumo tenha se elevado de forma significativa, a Oferta Interna de Energia (OIE) cresceu no período 5,5% a.a. No ano de 1979 ocorreu a segunda elevação nos preços do petróleo a qual tornou recessiva a economia do país. Duas diretrizes econômicas básicas marcaram o período de 1980 até o ano de 1985:

a) expansão da indústria energointensiva destinada à exportação (aço, alumínio e ferroligas), com o objetivo de utilizar o excesso de capacidade instalada de geração elétrica,

além de amenizar o déficit comercial, motivado pelo crescimento das taxas de juros no mercado internacional, as quais dificultaram muito o fechamento do balanço de pagamentos do Brasil;

b) Implementação de medidas para contenção do consumo de produtos derivados de petróleo, também em função das dificuldades de importação.

A economia no período cresceu a uma taxa média de 1,3% a.a. a qual foi muito baixa. A OIE cresceu a 2,7% a.a. O consumo de carvão na siderurgia cresceu a 9,1% a.a., a eletricidade a 7,2% a.a., a biomassa a 4,6% a.a. e os derivados de petróleo reduzidos em 2% a.a. Assim, tivemos uma substituição do consumo de petróleo por energia elétrica.

Após 1985 houve queda nos preços internacionais do petróleo (de US\$ 40,00 o barril para cerca de US\$ 15,00). As vantagens comparativas da hidroeletricidade e do álcool foram reduzidas, ocorrendo o retorno parcial dos derivados de petróleo e conseqüente aumento das importações.

Apesar dos sucessivos planos ocorridos a partir de 1986 a economia não deslanchou até 1993, obtendo média de crescimento de apenas 1,8% a.a. A OIE cresceu 1,7%, gasolina e álcool 4,7% e eletricidade 4,2%. Nota-se que o crescimento do consumo de energia foi superior ao do Produto Interno Bruto (PIB).

A estabilização da moeda a partir de 1994 até 1997 promoveu novo ciclo de expansão da economia e do consumo de energia. O PIB cresceu a 3,9% a.a. e a OIE a 4,8%, os derivados de petróleo a 7,1%, a eletricidade 5,1% e a biomassa 2%. A eletricidade residencial (8,4% a.a.) e comercial (8,6% a.a.), a gasolina automotiva (13,8% a.a.), foram os grandes indutores do crescimento no consumo de energia, em função do aumento do poder aquisitivo da moeda face à estabilização dos preços no mercado e, vinculação ao dólar através da âncora cambial. As exportações de produtos intensivos em energia estagnaram ou regrediram sendo desviadas para o atendimento do mercado interno.

Nos anos seguintes de 1998 e 1999 ocorreram as crises cambiais dos países asiáticos. Contaminada pelo problema, a economia brasileira cresceu apenas 0,13% em 1998 e 0,81% em 1999. Com a paridade cambial a partir de 1º de julho de 1994, a pequena inflação existente foi reduzindo a competitividade dos produtos brasileiros. A importação de bens tornou-se atrativa tendo em vista o crescimento artificial do poder aquisitivo da população. Para fechar o balanço de pagamentos, o Brasil chegou a necessitar de cerca de US\$

30 bilhões anuais de empréstimos, os quais eram atraídos com elevadas taxas de juros (conforme se verifica na tabela 16 com as taxas de inflação e Selic), bem como a venda de empresas estatais. Em 1999 o governo promoveu a desvalorização cambial elevando o valor do dólar de R\$ 1,12 em janeiro para R\$ 1,70 em dezembro. Houve um grande ajuste na economia e no consumo individual de energia, com queda de (-8,6%) no álcool hidratado, (-6,3%) na gasolina automotiva, (-6,3%) no querosene de aviação e energia elétrica residencial, com crescimento de apenas 2,4%. O crescimento da OIE nesse ano foi de apenas 2%.

Após a desvalorização da moeda a economia se recuperou no ano 2000, com o crescimento do PIB em 4,36%. No entanto, a OIE cresceu apenas 0,7% em função do fraco desempenho de setores industriais intensivos em energia, além do baixo consumo individual de energia da população. Outro componente que dificultou o crescimento na oferta de energia foi estabelecido no acordo de 1998, quando o Brasil obteve junto ao Fundo Monetário Internacional (FMI) US\$ 40 bilhões para regularizar seu fluxo de caixa. Ficou estabelecido que todo gasto, ainda que representado por investimento efetuado pelo Governo brasileiro, seria considerado como despesa do exercício. Assim, os recursos destinados a investimentos foram reduzidos, principalmente para a obtenção de superávit primário (receitas – despesas, exceto juros).

Em 2001 o PIB cresceu 1,9% e a OIE 1,7%. O contingenciamento do consumo provocou uma redução no uso de energia elétrica (- 6,6%). O setor residencial reduziu seu consumo em (-11,8%). O fraco desempenho do PIB e a queda no consumo de energia tiveram como causas o desaquecimento da economia americana agravada pelos atentados terroristas, além das dificuldades de financiamento a novos projetos de geração de energia. A insuficiência de água nos reservatórios pela falta de chuvas também foi motivo justificado pelo governo, para determinar à população uma queda no consumo de 20%.

A eleição para presidente da república em 2002 dificultou o crescimento do PIB o qual atingiu apenas 1,53%. A possibilidade de mudanças profundas na economia através da eleição de um partido de oposição fez o mercado determinar uma disparada no preço do dólar. Como o índice definido para reajuste nos preços dos serviços privatizados foi o IGP, o qual absorve mais rapidamente os efeitos da desvalorização cambial, bem como os preços no atacado (60%), em janeiro de 2003 o governo foi obrigado a elevar a taxa Selic a

26% para conter o processo inflacionário que se estabeleceu. Assim, nesse ano, a economia brasileira encolheu (-0,2%).

No ano de 2004 o crescimento do PIB foi de 4,8. O governo tem demonstrado interesse em manter o ajuste fiscal. O superávit primário (Receitas menos despesas, exceto juros) foi de R\$ 81,1 bilhões, correspondentes a 4,6% do Produto Interno Bruto PIB, superando a meta de 4,25% acertada com o Fundo Monetário Internacional no início do ano. Houve no período queda na taxa média Selic de 23,35% em 2003 para 16,25 em 2004. A queda nos juros e o crescimento na arrecadação de impostos, a qual atingiu R\$ 337,557 bilhões, permitiu a redução da dívida líquida em relação ao PIB para 51,8%, a qual totalizou R\$ 957 bilhões. Em dezembro de 2003 a relação dívida/PIB era de 57,2% (JUBILONI, 2005).

Para o ano de 2005 a expectativa é de que o PIB tenha um crescimento superior a 3,5%. A questão objeto deste trabalho é então: em que medida as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) podem contribuir no crescimento da oferta de energia com baixo custo e rentabilidade suficiente, atraindo novos investidores.

3.9.2 - O consumo de energia elétrica no Brasil

Tabela 6: Índices de Crescimento da População, PIB e Energia.

CRESCIMENTO: POPULAÇÃO, PIB E CONSUMO DE ENERGIA			
ANO	PIB US\$-BI	CCE MWh	POPUL. 10⁶
1987	341,929	192,755	140,30
1988	341,724	203,903	142,80
1989	353,522	212,381	145,20
1990	337,187	217,657	147,60
1991	340,668	225,372	149,90
1992	338,814	230,472	152,20
1993	355,500	241,167	154,50
1994	376,307	249,793	156,80
1995	392,201	264,805	159,00
1996	402,628	277,685	161,20
1997	415,800	294,689	163,50
1998	416,348	307,03	165,70
1999	419,619	315,753	167,90
2000	437,917	331,638	170,10
2001	444,115	309,729	172,40
2002	450,882	321,551	174,60

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2003

A elevação e a baixa do preço de outras fontes de energia, ao longo do tempo, notadamente o petróleo, tem dirigido as ações dos governantes brasileiros no sentido de substituí-las pela hídrica. Verifica-se pela Figura 8 e Tabela 6, que no período de 1987 a 2002, enquanto a população e o PIB cresceram a taxas de 1,47% e 1,86% ao ano respectivamente, o Consumo de Energia Elétrica (CEE) aumentou a um ritmo de 3,47% a.a., quase o dobro em relação ao PIB.

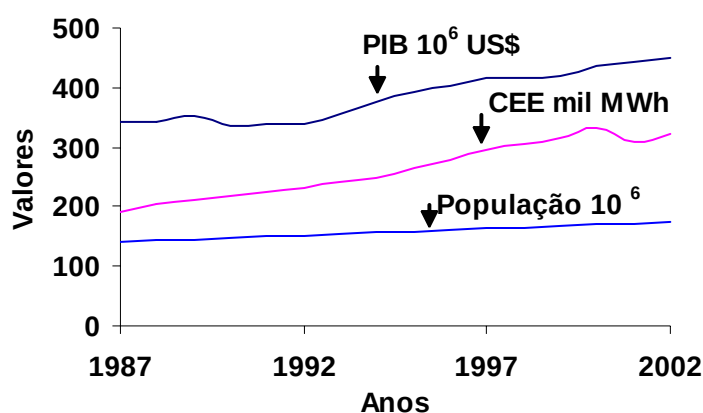


Figura 8. População, PIB e consumo de energia elétrica por ano.

Fonte: Balanço Energético Nacional – 2003

São muitos os fatores que podem ter contribuído para esse fato. Podemos destacar dois deles:

1. A melhoria na qualidade de vida da população é uma delas. Para justificá-la, o crescimento do PIB “per capita” pode ser um deles. No período de quinze anos, ele foi elevado de US\$ 2.437,13 para US\$ 2.582,37 demonstrando um acréscimo de apenas 0,39% ao ano. Assim, foi pequena a influência da melhoria na qualidade de vida sobre o consumo de energia.

2. Aumento no uso de energia elétrica em relação ao PIB. Verifica-se na Tabela 6, que a relação CEE / PIB cresceu continuamente ao longo do período, passando de 0,56 em 1987 para 0,71 em 2002. Como causa dessa mudança na relação temos:

- A. Incentivo à produção de bens energointensivos (aço, alumínio e ferroligas);
- B. Mecanização do processo produtivo com vistas a elevar a produtividade.

3.9.3 - A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil

A opção brasileira pela produção de energia através de hidrelétrica é demonstrada pela Tabela 7 e Figura 9. Desde 1970, verifica-se que o crescimento significativo da capacidade produtiva ocorreu em sua maior parte nesse setor. A capacidade instalada hidrelétrica no Brasil cresceu em média de 6,45% ao ano, no período de 1970 a 2002 (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2003). A energia termoeletrica cresceu em média 6,19%.

Tabela 7: Potência Instalada no Brasil de 1970 a 2002.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL			
ANO	MW HIDRO	MW TERMO	MW NUCLEO
1970	8835	2213	0
1975	16316	4652	0
1980	27649	5823	0
1985	37077	6373	657
1990	45558	6835	657
1995	51367	7097	657
2000	61063	10642	2007
2002	65311	15140	2007

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2003

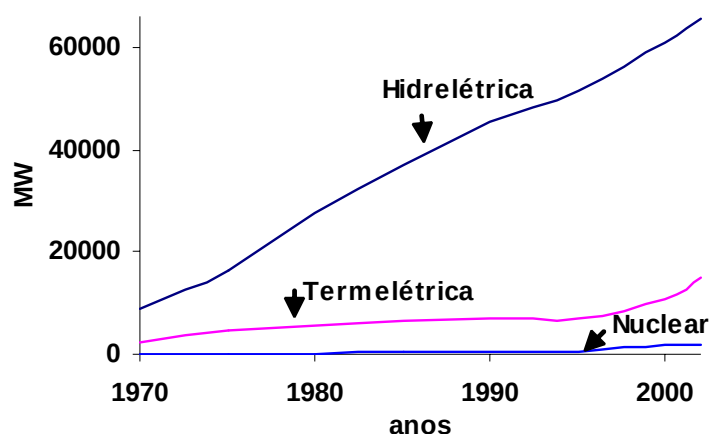


Figura 9. Capacidade instalada na geração de energia elétrica no Brasil - MW.

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2003

Considerando-se que a matéria prima utilizada tem custo relativamente baixo, grandes usinas foram construídas na década de 1970, visando promover o

desenvolvimento nacional. Ocorre que, 50% da capacidade disponível total hidroelétrica brasileira encontram-se na Região Norte, cujo aproveitamento requer o alagamento de grandes extensões de terra em função de sua planície. Isso produzirá problemas ambientais de difícil solução. Além disso, os maiores centros de consumo estão localizados nas regiões sudeste e sul, cujo transporte da energia eleva seu custo.

Portanto, consideramos importante a análise de viabilidade econômica de Pequena Central Hidrelétrica, em função da sua competitividade no mercado quanto a custos e proximidade dos centros de consumo. Produzir energia com baixo custo sempre foi objetivo de todas as Nações. No Brasil, existe um grande potencial hidrelétrico a ser explorado através de Pequenas Centrais.

3.9.4 – O valor da tarifa de energia elétrica.

O valor da tarifa de energia elétrica para um investidor nesse setor, é de fundamental importância. A estabilidade da tarifa através do tempo lhe permite planejar adequadamente o investimento, assegurando-lhe a otimização da rentabilidade do capital a ser aplicado.

A privatização do setor elétrico brasileiro tem como principal desafio, compatibilizar os interesses econômicos dos investidores na produção e distribuição de energia, com aqueles dos consumidores:

- a) residenciais os quais visam o menor preço possível e a obtenção de máxima satisfação;
- b) dos industriais e comerciais os quais para produzirem a preços competitivos necessitam tarifas de baixo custo.

Ao longo da história da economia brasileira, verificou-se o uso político das tarifas de energia. Na tentativa de conter o processo inflacionário, o governo em diversos períodos, utilizou a redução do valor das tarifas de energia. A figura 10 nos mostra que a relação entre as tarifas residencial e industrial no ano de 1974 era de 2,76. Indica que o preço da tarifa residencial naquele ano, era 176% mais caro do que a industrial. A crise do petróleo ocorrida em 1973 gerou inflação de custos. Naquela década, nossa economia crescia a taxas médias de aproximadamente 8,6% ao ano (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2003).

Assim, o poder competitivo do setor industrial podia ser parcialmente apoiado pelas baixas tarifas que lhe eram cobradas, sustentadas evidentemente pelos outros setores de consumo.

No período de 1982 a 1989, verifica-se o descompasso nos reajustes das tarifas, possibilitando uma aproximação de valores entre a residencial e a industrial.

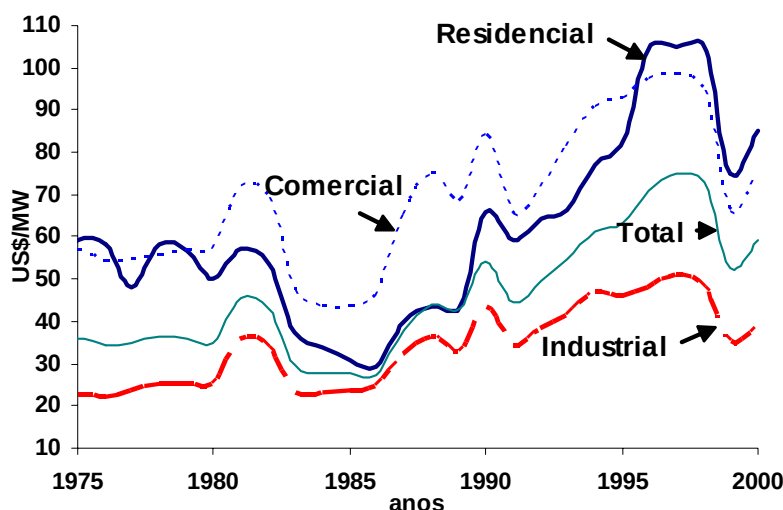


Figura 10. Tarifa média de energia elétrica – US\$/MWh

Fonte: CCPE – 2004. Obs. Os valores em US\$/MWh foram convertidos pelo dólar médio de cada ano.

A relação de valores chegou em 1988 a 1,18. O objetivo era na época amortecer os efeitos do processo inflacionário instalado na economia brasileira em função, em parte, do excessivo déficit público. A Figura 10 indica ainda que a partir do final da década de 1980, o governo promoveu a elevação do valor das tarifas, com vistas ao processo de privatização das empresas produtoras e distribuidoras, sem a qual não haveria viabilidade econômica.

Os valores das tarifas apresentadas foram calculados pela taxa média de conversão do dólar de cada ano⁽⁵⁾. Com o objetivo de mostrar a situação atual das tarifas, foi elaborado o Apêndice 13, utilizando os valores médios publicados pela Aneel para o período de 1995 a 2004. Os números apresentados em reais foram convertidos em dólar pela taxa de câmbio do dia 30 de junho de cada ano respectivo.

⁽⁵⁾Fonte: CCPE-Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. www.eletrobrás.gov.br

A Figura 11 nos mostra que o valor das tarifas foi elevado durante o primeiro mandato de Fernando Henrique Cardoso, como Presidente da República, em função da paridade do real com o dólar. O objetivo claro era a privatização das empresas estatais dando-lhes viabilidade econômica.

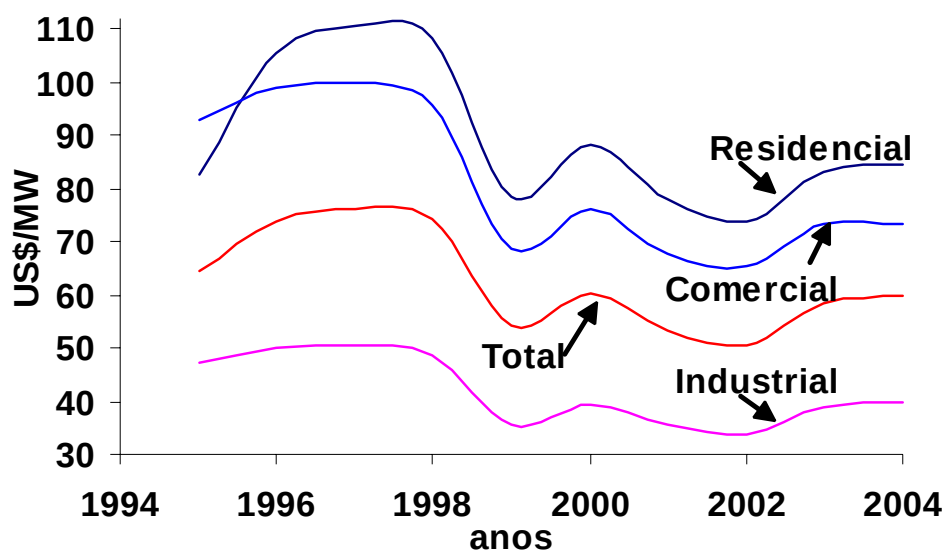


Figura 11. Tarifas médias em US\$/MWh

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - 2004

No período de julho de 1994 a janeiro de 1999 o governo utilizou-se da âncora cambial como esteio do Plano Real, com o objetivo de eliminar a inflação. O valor do real em dólar variou no período de R\$ 1,00 a R\$ 1,12. A desvalorização da taxa cambial, ocorrida em janeiro de 1999 produziu queda nas tarifas em dólar até o ano de 2002, reiniciando fase de recuperação a partir de 2003.

3.9.5 – As dificuldades dos índices

Os valores médios das tarifas apresentadas pela Aneel e transcritos no Apêndice 13 foram efetuados em reais. Utilizando-se o IPCA, que é o índice balizador da meta de inflação definida pelo governo e deflacionando-se os valores das tarifas foi possível observar:

A) A tarifa residencial

Houve crescimento real na tarifa cobrada, considerando-se o IPCA como deflator, conforme Figura 12. Verifica-se que, enquanto o índice de inflação utilizado variou no período em 103,95%, a tarifa de energia ao consumidor residencial foi elevada em 243,99%.

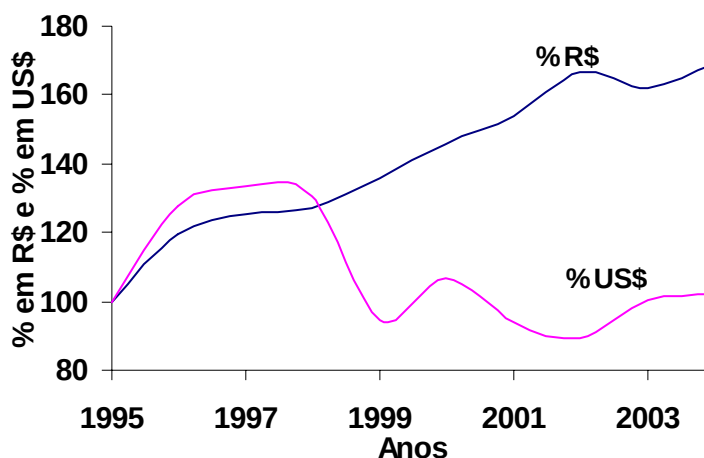


Figura 12. Evolução % da tarifa residencial média em R\$ e US\$/MWh

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - 2004

O deflacionamento dos valores a preços de 1995, mostrou um crescimento no preço por MWh de R\$ 76,26 para R\$ 128,63, o que representou aumento real acima da inflação de 68,67%. Convertida em dólares, ponta a ponta, entre 1995 e 2004 praticamente não foi modificada. Apenas flutuou seu valor ao longo do tempo encerrando o período com 1,95% de acréscimo. Para o consumidor os valores apresentados indicam que ocorreu um crescimento na participação da energia elétrica no seu orçamento, considerando-se que o IPCA não foi totalmente incorporado aos salários em função da desindexação da economia bem como o resultado dos dissídios no período.

B) A tarifa industrial

Seu valor deflacionado a preços de 1995 variou de R\$ 43,59 para 60,62 indicando crescimento de 38,84%, conforme Figura 13. Assim, a energia elétrica como fator de produção teve seu preço corrigido acima da inflação, perdendo as indústrias competitividade no mercado interno.

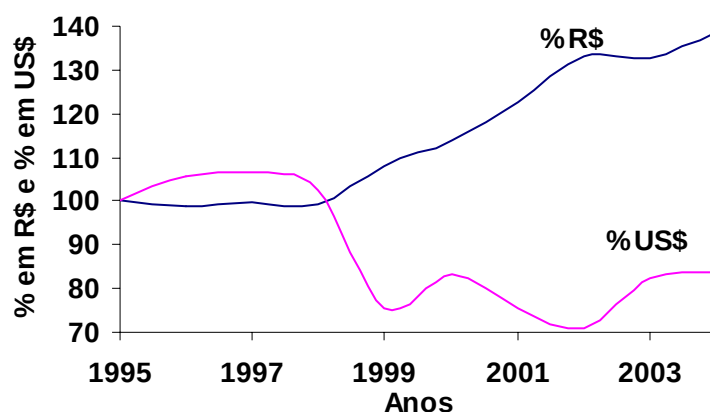


Figura 13. Evolução % da tarifa industrial média em R\$ e US\$/MWh

Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica –2004.

Entretanto, na conversão dos valores apresentados para dólar verifica-se que a tarifa foi reduzida de US\$ 47,33 em 1995 para US\$ 39,72 em 2004, indicando queda de 16,08%. Portanto, as empresas exportadoras ganharam em competitividade nesse insumo. Essa queda no preço da tarifa em dólar também contribuiu a nosso ver, para o crescimento das exportações brasileiras ocorridas a partir de 2002.

C) A tarifa comercial

Verifica-se que esta tarifa também sofreu um crescimento sobre os preços deflacionados de 30,62% no período. No entanto, convertidos os valores em dólar, o preço do MWh caiu de US\$ 92,67 para US\$ 73,25, indicando queda de 21,05%, conforme demonstrado na Figura 14.

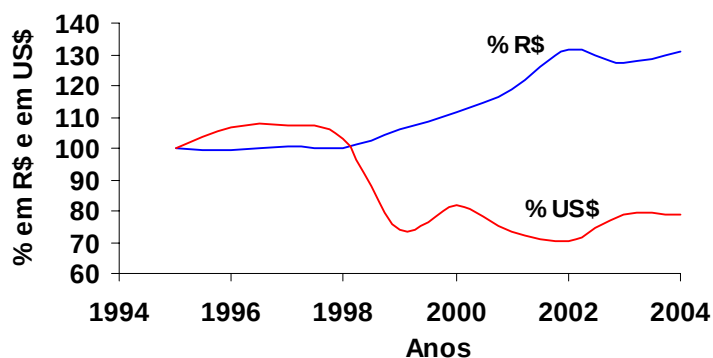


Figura 14. Evolução % da tarifa comercial média em R\$ e US\$/MWh

Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica –2004

D) A tarifa média total

Os valores em reais indicaram crescimento nos preços deflacionados de R\$ 59,58 para R\$ 91,21 com variação de 53,08%. Os valores em dólar indicam, no entanto, queda de 7,47%, sendo a redução de US\$ 64,69 para US\$ 59,86 conforme mostrado pelas curvas através da Figura 15. A tendência apresentada pelas curvas de tarifas médias foi a mesma ao longo do período analisado.

Considerando-se o retorno do capital, para o investidor estrangeiro a manutenção de tarifas compatíveis com os valores em dólares é preferível.

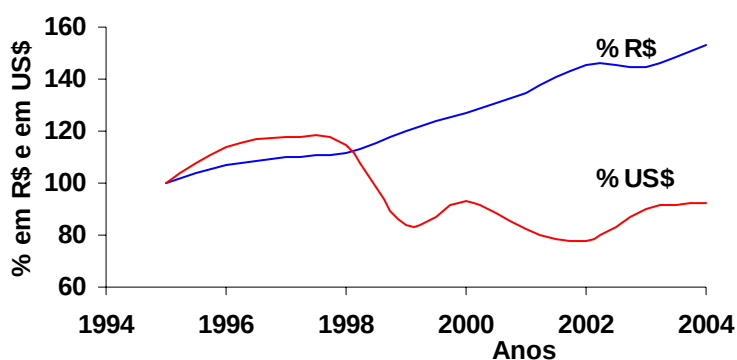


Figura 15. Evolução % da tarifa total média em R\$ e US\$/MWh,

Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia –2004.

Assim, na privatização o governo permitiu indexar a atualização das tarifas de energia ao Índice Geral de Preços- Disponibilidade Interna (IGP-DI), o qual apropria mais rapidamente os efeitos da desvalorização da nossa moeda em relação ao dólar, tendo em vista que 60% dos itens da sua composição representam preços no atacado.

E) O valor das tarifas no mercado mundial

Conforme Machado (2004), as tarifas de energia elétrica dos consumidores residenciais brasileiros, estão entre as mais elevadas do mundo. Pesquisa efetuada em trinta e um países para medir o custo da energia em dólar por kWh incluiu como base comparativa o conceito de Paridade do Poder de Compra (PPC), ilustrada através de artigo publicado pela revista inglesa The Economist.

Tabela 8. Tarifas no mercado mundial.

TARIFAS DE ENERGIA NO MUNDO	
INSTITUTO ILUMINA	
	US\$
Rep.Eslovaca	0,183
Polônia	0,167
Portugal	0,153
Dinamarca	0,148
Brasil	0,141
Japão	0,141
Holanda	0,140
Alemanha	0,138

Fonte: Machado, Oldon (2004).

Sem incluir o índice de PPC, o Brasil ocupava a 25ª posição entre os países com energia mais cara. O custo médio era de US\$ 0,083 por kWh. Incluindo-se a Paridade do Poder de Compra nas taxas de câmbio, o Brasil saltou da 25ª para a 5ª posição. O custo médio foi elevado para US\$ 0,141 por kWh.

Verifica-se que o valor das tarifas residenciais cobradas no Brasil é elevado, comparando-se com os países pesquisados, conforme indicam os valores apresentados pela Figura 16 e Tabela 8. Os EUA ocupam na tabela a 22ª posição com um custo de US\$ 0,083 por kWh.

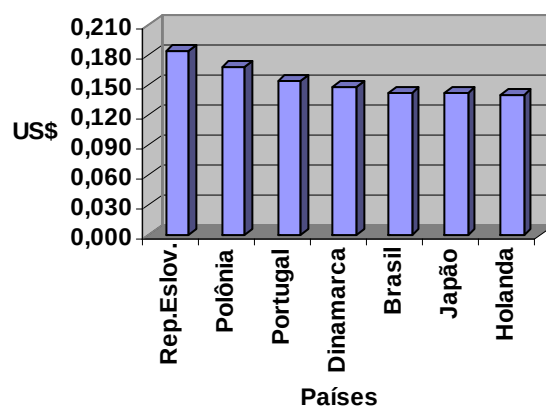


Figura 16. Tarifas de Energia Elétrica no mundo em US\$

Fonte: Machado, Oldon (2004).

Para conferir os valores apresentados, tomamos uma conta de energia residencial com vencimento no dia 1º de agosto de 2004. O valor cobrado foi de R\$ 171,70 para um consumo de 367 kWh. O custo médio por kWh foi de R\$ 0,47. Convertendo-se em dólar ao câmbio de R\$ 3,0466 do dia 2.8.04, temos um custo por kWh de US\$ 0,15.

Portanto, independentemente da inclusão do conceito de Paridade do Poder de Compra, encontramos um valor em dólar por kWh superior ao mencionado na pesquisa. Caso o critério da paridade fosse utilizado, tomando-se a variação apresentada acima pela pesquisa teríamos um custo de US\$ 0,2621 por kWh o qual nos colocaria como o país de energia mais cara do mundo.

3.9.6 – Tarifa média: suprimento / fornecimento de energia no Brasil – US\$/MWh

No ano de 1988 o Brasil, através de seus deputados e senadores elaborou uma nova Constituição Nacional, a qual foi denominada Constituição Cidadã. Após vinte anos de regime ditatorial, tivemos o retorno à normalidade democrática em nosso país. Dentre as modificações fundamentais ocorridas houve alteração no sistema tributário nacional, a qual possibilitou que Estados e Municípios obtivessem maior participação na arrecadação de seus territórios, em função da exploração de recursos naturais. Assim ocorreu maior incidência de tributos com a cobrança do ICMS sobre o fornecimento de energia elétrica no Brasil.

Além disso, a necessidade de capitais externos para fechamento das contas nacionais obrigou o governo a elevar a taxa de juros vigente. A necessidade de recursos fiscais para pagamento dos juros obrigou o governo a aumentar sua participação no PIB (Produto Interno Bruto), de cerca de 23% em 1990 para 37% em 2004.

A Figura 17 nos comprova a situação, através da comparação dos valores pagos pelo consumidor e aqueles efetivamente entregues aos produtores. Nota-se através do gráfico, o distanciamento das curvas de suprimento / fornecimento de energia no período de 1970 / 2000.

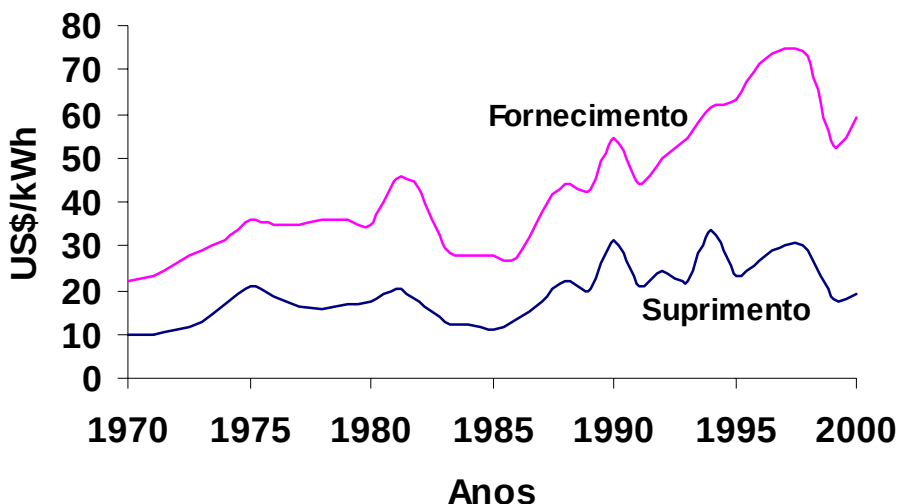


Figura 17. Tarifa média de suprimento/fornecimento

Fonte: CCPE – 2004.

Os acréscimos de valores cobrados ao consumidor não foram repassados aos produtores, mas absorvidos através de tributos. A participação do setor de suprimento caiu de 45% em média de 1970/75 para 36% na média 1995/2000.

3.9.7 – Preço pago ao produtor de energia elétrica da PCH

Foi efetuado levantamento do preço da energia paga ao produtor da PCH analisada, no período de novembro de 2002 a agosto de 2004. Os números apresentados conforme Tabela 9 mostram relativa estabilidade nos mesmos, nos períodos seco e úmido.

A Figura 18 nos indica que os preços pagos a partir de julho de 2004 foram sub atualizados em relação a 2003. É notório, que em agosto de 2003 o preço pago pelo kWh foi de R\$ 102,58 enquanto que em 2004 foi de R\$ 94,18. Essas flutuações no preço do kW provavelmente sejam devidas à queda no preço do dólar no ano de 2004. Foi constatado na pesquisa o crescimento significativo do preço do aço o qual elevou o valor dos equipamentos utilizados pela empresa.

Tabela 9. PREÇO DA ENERGIA AO PRODUTOR DA PCH.

PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA PAGOS AO PRODUTOR DA PCH			
MÊS/ANO	2002	2003	2004
	R\$	R\$	R\$
JAN		80,00	85,92
FEV		80,00	85,92
MAR		80,00	85,92
ABR		80,00	85,92
MAI		80,00	85,92
JUN		80,00	85,92
JUL		100,39	93,38
AGO		102,58	94,18
SET		102,58	
OUT		102,58	
NOV	80,00	102,58	
DEZ	80,00	102,58	
MÉDIA	80,00	91,11	87,89

Fonte: Balancetes mensais da empresa.

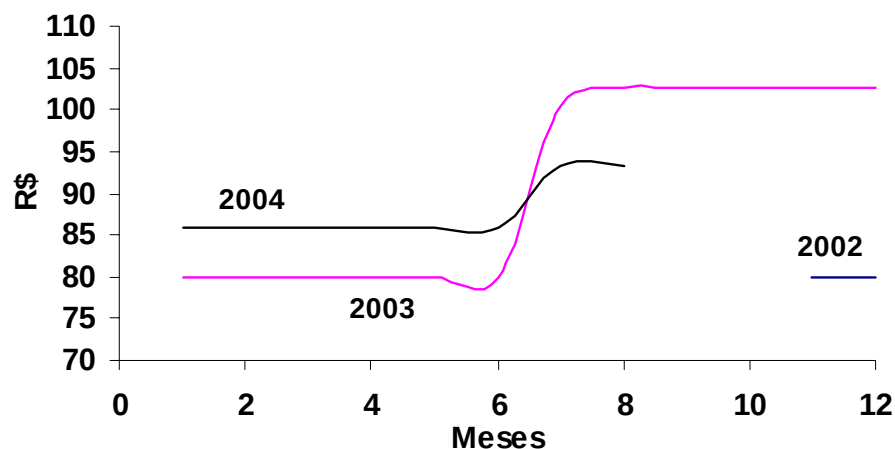


Figura 18. Preço da energia paga ao produtor em R\$

Fonte: Balancetes mensais da empresa.

Portanto, mantida a estabilidade em 2004, o crescimento da produtividade da usina na geração, poderá ser absorvido pela defasagem nos preços.

4- MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 – Materiais

Foi utilizada para elaboração deste estudo, uma pequena central hidrelétrica localizada no interior do estado de São Paulo. Inaugurada em 1927 operou com regularidade até meados do século passado quando foi desativada, em função da sua baixa competitividade, em relação às grandes usinas hidrelétricas. Essa competitividade insuficiente tornou as pequenas usinas inviáveis economicamente.

Em função dos prejuízos causados ao meio ambiente, bem como o esgotamento das possibilidades de novas construções de grande porte, o governo voltou a incentivar a reativação dessas pequenas centrais nos últimos anos, oferecendo alguns incentivos. Assim, no ano 2000 foi adquirida por um consórcio que a reativou no ano de 2002.

4.1.1 – Construções civis

A reforma da usina efetuada pela empresa proprietária atual foi realizada buscando preservar as características da mesma quando da sua construção. O antigo escritório foi reformado e serve atualmente como museu da usina. Muitas escolas da região levam seus alunos em busca da aquisição de conhecimento e preservação da cultura.

4.1.1.1 – Barragem e vertedouro.

A barragem tem como finalidade criar um desnível hidráulico localizado, a fim de elevar o nível das águas, permitindo o seu aproveitamento na geração. Assim, possibilita o afogamento da tomada de água. A barragem em questão possui comprimento de aproximadamente 100 metros, e altura máxima na parte central de 7 metros. Em 1997 foi rompida por uma grande cheia e a partir do ano 2000, reconstruída.

O vertedouro de borda livre foi construído em quase toda a barragem, permitindo uma descarga máxima sem causar danos erosivos na superfície de escoamento a jusante.

4.1.1.2 – Tomada de água

É a estrutura que capta a água do reservatório, necessária à movimentação da turbina. Elaborada em concreto, localiza-se na margem esquerda do rio, ligada ao canal de adução por uma comporta de pranchas de madeira. Possui seis metros de largura por três de profundidade tendo grade de ferro protetora de animais mortos e entulhos que seriam prejudiciais à turbina.

4.1.1.3 – Canal de adução

É o elemento da adução em baixa pressão, que leva a água desde a barragem até a câmara de carga. Medindo setenta e quatro metros de comprimento, três de profundidade e seis de largura, possui extravasor lateral, permitindo vertimento com segurança, de pequenos excessos de descarga.

É revestido de alvenaria argamassada possuindo desarenador de fundo.

4.1.1.4 – Câmara de carga

Construída em concreto, possui duas comportas de pranchas de madeira. Uma delas é automatizada por servir à máquina antiga (número um), a qual não possui válvula

borboleta. A outra permanece sempre aberta em função da máquina nova (número dois) possuir a válvula borboleta.

A câmara possui ainda uma grade de proteção de ferro, em função de animais ou objetos que possam cair no canal.

4.1.1.5 – Tubulação forçada

Elaboradas em aço com dois metros de diâmetro, possuem vinte e dois metros de comprimento. As duas existentes estão ancoradas em blocos de cimento ligando a câmara de carga às turbinas. A queda líquida é de treze metros.

4.1.1.6 – Casa de máquinas

Construída em alvenaria, possui cerca de cento e vinte metros quadrados, abrigando os equipamentos hidromecânicos e grande parte dos equipamentos elétricos. O piso de concreto possui revestimento de ótima qualidade. O sistema de ventilação possui seis exaustores eólicos de teto e um elétrico. A forração é feita com manta refratária de calor e a cobertura é constituída de telhas de barro. Grandes janelas laterais de vidro completam a ventilação e permitem boa claridade.

4.1.1.7 – Canal de fuga

Possuindo cerca de cinquenta metros, o canal devolve ao rio a água turbinada na casa de máquinas. É construído em alvenaria de tijolos possuindo fundo de concreto. Sobre ele foi construída uma ponte de concreto para permitir o acesso de veículos de manutenção à casa de máquinas.

4.1.1.8 – Outras edificações e benfeitorias

A vila dos operadores é constituída por dois alojamentos com aproximadamente setenta metros quadrados cada um, reformados e em ótimo estado.

O antigo escritório existente foi reformado e transformado em museu com os equipamentos antigos existente no local. Nas paredes, quadros de fotografias e painéis contam a história da usina desde sua fundação.

O almoxarifado possui cerca de oitenta metros quadrados e está situado em local adequado. As ruas internas de acesso à usina e às residências possuem calçamento e sarjetas. Um grande gramado arborizado e em declive separa as residências do lago e da usina. Visando a recomposição da mata ciliar, foram plantadas setecentas árvores nativas no local. A área total do terreno é de 7,26 hectares.

4.1.2 – Equipamentos eletromecânicos

4.1.2.1 – Turbinas

A máquina chamada número um já se encontrava na usina quando da sua aquisição. Foi reformada pela empresa BEE – Industria e Comercio de Equipamentos Ltda. de Estrela-PR operando regularmente. É chamada Caldeira (devido a seu formato) eixo duplo. É semi-automática com potência máxima de cerca de 430 kW – 585 cv, rotação nominal de 514 rpm, para vazão nominal de $4 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. Gera uma tensão de 440 V, a qual é elevada para 11.900 V através da subestação.

A máquina número dois é uma Tubular “S” Kaplan, totalmente automatizada, com controles, comandos e proteções computadorizados. Sua potência máxima é de 1.089 kW – 1.450 cv. Gera uma tensão de 4.160 V, que é elevada para 11.900 V através da subestação. Utiliza vazão de $9 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ e queda líquida de 13 metros. Foi produzida em 2002 pela empresa Hacker Industrial Ltda. de Xanxere-SC.

4.1.2.2 – Geradores

O gerador síncrono da máquina um é da marca Júpiter S.P.A – Genova Burzoli – modelo AS 100/31, com potência de 750 kVA, ano 1957, com rotação de 514 rpm, na frequência de 60 Hz.

O gerador síncrono da máquina dois é da marca Siemens, modelo FW 540/17-26, com potência de 1200 kVA, na frequência de 60 Hz, tensão de 4.160 V, ano 2002, rotação de 360 rpm.

Os dois geradores foram reformados pela empresa Flessak Eletro Industrial Ltda. de Francisco Beltrão – PR, e operam com normalidade.

4.1.2.3 – Painéis e transformadores

Os painéis de controle são novos, modernos e foram instalados pela empresa Flessak, a qual nos forneceu os seus valores de forma global.

A subestação localiza-se ao lado da casa de máquinas possuindo: um transformador abaixador de 45 kVA – alimentação auxiliar – (11900 para 380-220 V); um elevador de 750 kVA, (440 V para 11.900 V); um elevador de 1200 kVA, (4160 para 11.900 V).

4.1.3 – Documentos analisados

A) Balancetes: Foram objeto de estudos os balancetes mensais da usina no período de novembro de 2002 a agosto de 2004, nos quais foram obtidos: faturamento mensal, despesas administrativas, despesas operacionais, imobilizado, outras despesas e impostos.

B) Controle fluviométrico: Os operadores da usina coletam diariamente as sete e às dezessete horas as medidas de vazão do rio. Transformadas em médias diárias, estas medidas foram fornecidas e analisadas no período de primeiro de novembro de 2002 a trinta e um de agosto de 2004, conforme Apêndice 1.

C) Controle pluviométrico: É efetuado também pelos operadores o controle da pluviometria local. Foram analisados os dados relativos ao período de primeiro de novembro de 2002 a trinta e um de agosto de 2004, conforme Apêndice 4.

D) Controle de geração de energia: A usina iniciou suas atividades operativas no dia 14 de novembro de 2002 com a máquina um. No dia 25 de janeiro de 2003 entrou em atividade também a máquina dois. Foram analisadas as informações relativas à quantidade de kW produzidos no período até o dia 31 de agosto de 2004.

E) Resumo das medições de vazão: No período de dois de junho de 2002 a nove de junho de 2003, empresa contratada efetuou um estudo de vazão, colhendo duas medições por mês, num total de trinta. Com os dados, a empresa elaborou uma função matemática em cotas (metros), através da qual é informada periodicamente à Eletrobrás, a vazão do rio. Foi elaborada com os valores colhidos, análise comparativa gráfica da função obtida.

4.2 – Métodos

4.2.1 – Análise de vazão

A) Frequência de vazão: A usina em estudo é classificada como usina a fio d'água. Significa que não há retenção de água em um período para uso em outro. É projetada para utilizar o potencial hidráulico, considerando o período crítico de vazão em época seca. Sua barragem serve apenas para desviar o rio com o objetivo de canalizá-lo para a geração de energia. Assim, a capacidade instalada é função da vazão verificada no período de análise, que possa aproveitar ao máximo de forma econômica o potencial hidráulico existente.

O excesso de vazão no período úmido normalmente não é aproveitado em função da relação custo / benefício. Evita-se assim, a ocorrência de capacidade ociosa no período seco, a qual poderia inviabilizar o empreendimento. Verifica-se a importância da análise de frequência de vazão, no estudo da eficiência produtiva. A excessiva capacidade instalada com baixos níveis de vazão produziria ineficiência do capital investido.

Um dos fatores determinantes da energia firme a ser gerada é a vazão do rio. Através do controle fluviométrico da usina apresentado no Apêndice 2, foi elaborada análise da frequência de vazão. Entre as 669 aferições médias diárias, foi contado o número de

vezes em que a vazão ocorreu, para cada metro, numa escala de 3 a 28 m³.s⁻¹. O objetivo foi comparar a frequência da vazão com a capacidade instalada, conforme Tabela 10 e Figura 20.

B) Funções de vazão: Foram calculadas funções matemáticas no Apêndice 6 e efetuadas análises gráficas, através do programa Excel da Microsoft, visando testar a equação de terceiro grau, elaborada por empresa especializada, para obter diariamente as medidas de vazão.

No período de 2/2/2002 a 9/6/2003 foi efetuada pela empresa especializada a aferição de vazão do rio, conforme Apêndice cinco. Baseada nas trinta medições apuradas no período, a empresa elaborou uma função matemática para calcular o volume em m³.s⁻¹ diários. Foram instaladas no rio várias estacas métricas para serem observadas diariamente. A função obtida pela empresa foi:

$$Q = 3,1279(h - 1,988)^{3,1279} \dots\dots\dots(11)$$

onde,

Q = é a vazão em m³.s⁻¹;

h = a medida em metros observada na régua instalada no rio a jusante da usina.

A fim de analisar a confiabilidade da equação, foi elaborada no Apêndice 6 uma tabela com os valores das cotas lidas naquele período e a vazão respectiva. Na mesma folha, foram efetuados três gráficos e elaboradas as respectivas equações, Y= f(X), onde Y = vazão em m³.s⁻¹ e X a cota lida em metros.

4.2.2 – Análise de produtividade

A) Eficiência produtiva: É medida pela relação percentual entre a produção obtida em kWh no mês e a capacidade instalada da usina. A análise deve indicar como mais produtiva, a empresa cujo coeficiente seja mais próximo de cem por cento. Foi calculado no período de 2002 a 2004, o percentual da produção realizada mês a mês em relação à capacidade instalada, conforme Tabela 11 e Figura 22.

O objetivo foi medir a eficiência produtiva em relação à capacidade instalada.

$$\text{Eficiência produtiva} = \text{kWh produzidos no mês} / \text{Capacidade Instalada em kWh}$$

B) Crescimento da produção: Foram analisados os possíveis fatores de crescimento da produção entre os anos 2003 e 2004, e destacados: A precipitação pluviométrica; a precipitação na área de drenagem e a melhoria na eficiência operacional.

4.2.3 – Custo estimado dos componentes da usina.

Os valores apresentados foram obtidos através dos balancetes da empresa, pesquisa junto aos respectivos fornecedores e informações dos proprietários. Algumas das reformas e melhorias, necessárias à recuperação das instalações foram realizadas por empresas pertencentes aos donos da usina. Assim, alguns dos valores contábeis não refletem o preço de mercado dos bens, motivo pelo qual foram pesquisados junto aos fornecedores e anotados no Apêndice 17.

4.2.4 – Viabilidade econômica:

Um investimento é viável quando apresenta rentabilidade superior ao seu custo de oportunidade. Significa que o lucro apresentado no período é superior ao definido pelo investidor como mínimo indispensável. Esse mínimo se iguala ao que poderia ser obtido de alternativa de igual risco (custo de oportunidade).

A análise de viabilidade econômica de uma usina hidrelétrica deve iniciar-se pela análise do seu potencial.

4.2.4.1 - Verificação do potencial hidrelétrico:

O dimensionamento de uma usina está baseado nos estudos energéticos consistentes na definição de dois parâmetros: a vazão e a queda. O potencial hidráulico pode ser encontrado através da seguinte equação:

$$EF_e = \frac{\mu \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_{liq}}{1000} \cdot \Delta t, \text{ ou } \dots\dots\dots(12)$$

$$EF_e = 0,0083 \cdot Q \cdot H_{liq} \text{ (MW médio)}. \dots\dots\dots(13)$$

Onde:

EF_e = energia firme estimada em MW médios, considerando-se Q e H_{liq} constantes durante o funcionamento da usina (1 MW médio = 8760 MWh por ano, durante a vida útil da usina);

μ = Rendimento do conjunto turbina-gerador, sendo sugerido pelas Diretrizes para Projetos de PCH's o valor final de 0,85. Segundo Doehler (2002), esse coeficiente é resultante dos rendimentos da turbina (0,93) e gerador (0,97), o que resultaria no valor de 0,9021. Para efeito dos nossos cálculos utilizaremos o índice 0,85.

Δt = Intervalo de tempo igual a 1 segundo;

Q = vazão mínima medida no local, ou $Q_{95\%}$, ou, ainda, a vazão média ($\bar{Q}$) ao longo do período crítico do sistema interligado ($m^3.s^{-1}$);

H_{liq} = queda líquida (m).

A queda líquida (H_{liq}) será igual à queda bruta menos as perdas hidráulicas iguais a 3% para casas de força ao “pé” da barragem e 5% para aduções em túnel/canal.

Como $EF_e = F_c \cdot Pot$, tem-se:

$$Pot = \frac{EF_e}{F_c}, \text{ onde:}$$

Pot é a potência instalada (MW);

F_c é o fator de capacidade adotado, para esta fase igual 0,55.

4.2.4.2 - O custo do capital

Ao definir-se por uma opção de investimento, um indivíduo estará sempre eliminando alternativas as quais não serão utilizadas. Portanto, para a atividade escolhida, o custo do capital será igual à melhor alternativa não utilizada, e de igual risco.

A) Sistema CAPM. É um dos modelos de cálculo do custo de capital mais objetivo. Baseia-se na relação que existe entre a rentabilidade da ação de uma empresa com o mercado todo. Deve ser levado em consideração na análise, que os valores obtidos referem-se a uma situação que já aconteceu e que, portanto, refletem uma tendência. Na previsão futura devem ser incluídos todos os fatores menos objetivos, mas que indicam a percepção do analista quanto à nova tendência.

A função utilizada pelo modelo foi demonstrada através da fórmula 10.

B) A Taxa mínima de atratividade (TMA):

Sendo menos objetiva na sua forma de cálculo, a (TMA) considera alguns fatores na sua elaboração tais como: inflação, custo de oportunidade, risco e lucro. A inflação futura é função principalmente das políticas econômicas adotadas no presente. Quanto à inflação passada, cada índice analisado poderá nos remeter a um valor diferente.

O custo de oportunidade pode ser comparado, por exemplo, com a taxa Selic ⁶. Ao definir uma taxa de 18,5% ao ano, e considerando-se uma inflação pelo IPC-A de 7% ao ano, fica demonstrada uma rentabilidade de 10,748%(((1,185/1,07)-1)x100), ao ano real. Caso tomemos o IGP-DI de 12% ao ano como referência, temos uma rentabilidade real mínima de 5,80%(((1,185/1,12)-1)x100) real ao ano. Esse retorno deve cobrir o risco e a rentabilidade do investimento.

4.2.4.3 – O valor presente líquido

É obtido pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos de caixa, previstos para cada período do horizonte de duração do projeto, e o valor presente do investimento (MARTINS e ASSFAF NETO, 1988).

$$VPL = \left[\frac{FC}{(1+k)} + \frac{FC}{(1+k)^2} + \frac{FC}{(1+k)^3} + \dots + \frac{FC}{(1+k)^n} \right] - I_o \dots\dots\dots(14)$$

Onde:

VPL= Valor Presente líquido

FC = representa o fluxo (benefício) de caixa do período;

Io = o investimento processado no momento zero;

k = a taxa de desconto do projeto, sendo representada pela rentabilidade mínima exigida pela empresa.

A metodologia utilizada considerou um período de trinta anos para o investimento.

⁶ Taxa Selic: É a taxa básica de juros da economia, nos financiamentos diários com lastro em títulos federais. Significa: Sistema Especial de Liquidação e Custódia.

4.2.4.4 – A taxa interna de retorno

É a taxa de desconto que torna igual o somatório dos fluxos de caixa no período, com as saídas de recursos (investimentos). É calculada conforme abaixo:

$$I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{I_j}{(1+r)^j} = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} \dots\dots\dots(15)$$

onde:

I_0 = montante do investimento no momento zero (início do projeto);

I_j = montantes previstos de investimentos em cada momento subsequente;

r = taxa de rentabilidade equivalente periódica (TIR).

FC = fluidos previstos de entradas de caixa em cada período de vida do projeto (benefícios de caixa).

A metodologia de cálculo da TIR considerou o período de trinta anos.

4.2.4.5 – O prazo de retorno do investimento

Foi verificado através deste método, qual o período de tempo necessário para que o capital (valor do investimento), seja recuperado através dos benefícios produzidos (fluxo líquido de caixa), em função dos recursos aplicados.

As duas metodologias de cálculo existentes do período de pay-back (médio e efetivo) são equivalentes, considerando-se que foi tomado um ano de atividade e efetuada a projeção para trinta.

Forma de cálculo:

Prazo de retorno = investimento / média de benefícios anuais.

4.2.4.6 – A depreciação

A depreciação dos bens do ativo imobilizado corresponde à redução do valor econômico dos mesmos, resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal. Essa perda de valor é registrada periodicamente nas contas de custo, reduzindo o lucro tributável, bem como possibilitando a reposição dos mesmos.

Em uma usina hidrelétrica o valor da depreciação é significativo, considerando-se o grande ativo imobilizado que ele compreende. A taxa anual incide sobre o valor em reais do custo de aquisição registrado contabilmente.

Foi utilizada a tabela anexa à resolução ANEEL nº 44 de 17 de março de 1999, para calcular a depreciação anual (ANEEL 1999). Os referidos índices encontram-se anotados no Apêndice 16.

4.2.4.7 – Método de depreciação

– Método de Depreciação Linear. Estima-se uma anualidade constante de amortização através da divisão do valor do bem pelo número de anos de sua vida útil, deduzido o seu valor residual. O total de cada parcela anual é incluído como despesa na demonstração de resultado, reduzindo o lucro tributável. A depreciação anual apurada é acumulada em uma conta especial de reserva, cujo valor é utilizado quando da aquisição de outro bem para substituir o equipamento desgastado.

É o método mais simples e mais comum, bem como aceito pela Receita Federal para cálculo de tributos tais como o imposto de renda. O cálculo da anualidade (d) de amortização é dado pela fórmula:

$$d = \left[\frac{(I - R)}{n} \right] \dots \dots \dots (16)$$

Onde: d = Depreciação anual

I = Investimento inicial

R = Valor residual

n = vida útil (anos)

Este é o método utilizado nos cálculos de apuração de resultado deste trabalho.

Um exemplo de depreciação linear pode ser visualizado na Figura 19. Um investimento no valor de R\$ 100.000,00, com vida útil de 10 anos e com valor residual de R\$ 20.000,00, determinaria uma depreciação anual de:

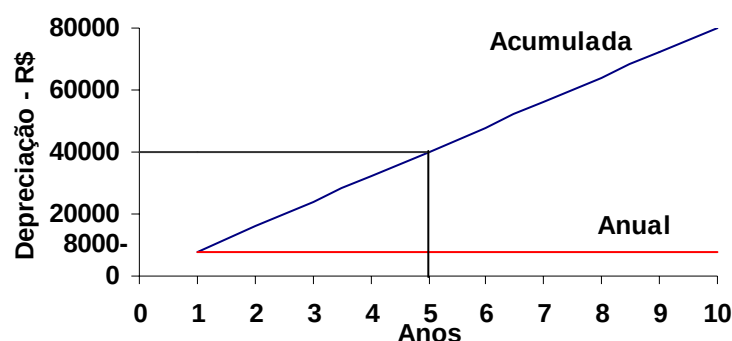


Figura 19. Método de depreciação linear.

Fonte: própria.

Depreciação anual:

$$d = \left[\frac{(100.000 - 20.000)}{10} \right] =$$

$$d = 8.000$$

4.2.4.8 – A tributação

As pequenas centrais hidrelétricas são atualmente isentas do pagamento do ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços. No entanto, estão sujeitas à tributação federal, de acordo com a opção escolhida, conforme Apêndice 15.

As projeções dos demonstrativos de resultados foram efetuadas, tendo como opções, as tributações pelo lucro Real e Presumido. Portanto, na opção pelo lucro presumido, todos os impostos calculados tiveram como base o faturamento da empresa, exceto a tarifa de fiscalização da ANEEL, a qual é fixa.

4.2.4.9 – Evolução das Tarifas de energia.

O preço dos bens produzidos, bem como a forma como são instituídos (mercado ou governo) são fatores fundamentais na análise de viabilidade econômica de um projeto. No caso da energia elétrica, o preço pago pelo consumidor é um fator muito importante. Durante muito anos no Brasil, o preço da energia elétrica foi utilizado politicamente, na tentativa de controlar a inflação.

No Apêndice 13 foram efetuadas análises comparativas das flutuações nos preços da energia elétrica no período de 1996 a 2004.

5- RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 - Análise de Vazão

5.1.1 Frequência de vazão:

Através dos dados de vazão do Apêndice 2, foram elaboradas a Tabela 10 e a Figura 20. Em uma escala de 3 a 28 m³.s⁻¹ foi relacionado o número de vezes em que ocorreu a vazão média diária para cada metro, em um total de 669 observações, no período de novembro de 2002 a agosto de 2004.

Verifica-se conforme a Tabela 10, que das 669 observações, a maior frequência de vazão ocorreu para 5 m³.s⁻¹, o que no acumulado representou 42% das aferições. Para 13 m³.s⁻¹ verifica-se apenas 1,2% das observações, indicando superdimensionamento da capacidade instalada.

A capacidade instalada da usina utiliza até 13 m³.s⁻¹ operando a pleno emprego. Assim, pode-se concluir que a usina possui condição suficiente para aproveitar noventa e cinco por cento do potencial hidráulico existente, considerando-se as 669 observações efetuadas. Sabe-se que, parte dos equipamentos instalados foi reformada, e que os seus custos não variam na mesma proporção do aumento da capacidade produtiva. Portanto, maior capacidade não eleva os custos de instalação de forma proporcional.

Tabela: 10 ANÁLISE DE FREQUÊNCIA DE VAZÃO

FREQUÊNCIA DE VAZÃO			
m ³	Y	%	% ACUM.
0	0		
1	0		
2	0		
3	0		
4	93	13,90	13,90
5	193	28,85	42,75
6	134	20,03	62,78
7	81	12,11	74,89
8	51	7,62	82,51
9	20	2,99	85,50
10	19	2,84	88,34
11	16	2,39	90,73
12	18	2,69	93,42
13	8	1,20	94,62
14	13	1,94	96,56
15	2	0,30	96,86
16	3	0,45	97,31
18	4	0,60	97,91
20	2	0,30	98,21
22	8	1,20	99,40
24	2	0,30	99,70
26	0	0,00	99,70
28	2	0,30	100,00
	669	100,00	

Fonte: Dados fornecidos pela empresa.

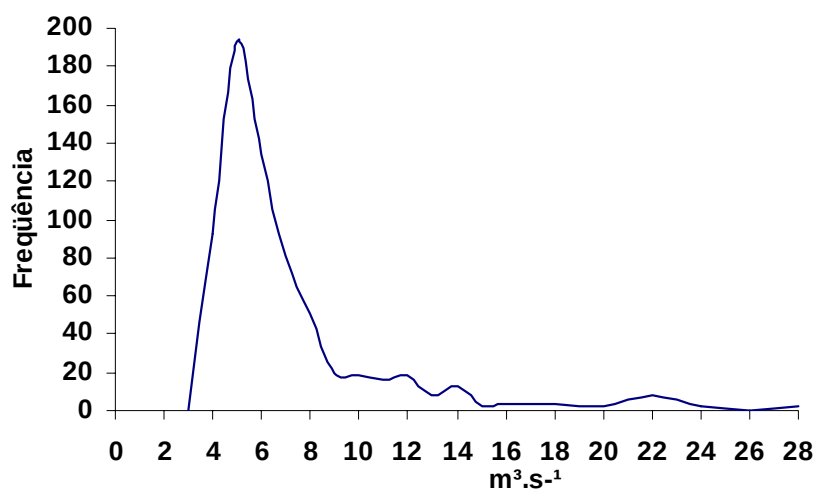


Figura 20. Frequência de vazão – m³.s⁻¹.

A usina tem capacidade instalada de 1,519 MWh. Considerando-se o índice de 0,55 sugerido pelas Diretrizes para Projetos de PCH's, o valor da energia firme produzida seria de 0,835 MWh.

Sendo:

$$1,519 \times 0,55 = 0,835 \text{ MWh.}$$

$$\text{Substituindo-se no formulário 12 temos: } EF_e = \frac{\mu \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_{liq}}{1000} \cdot \Delta t$$

$$0,835450 = \left[\frac{0,85 \times 9,81 \times 13 \times Q}{1000} \right]$$

$$Q = 7,707 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}.$$

Assim, sabendo-se que a queda líquida é de 13 metros, e que o rendimento do conjunto turbina-gerador indicado pelas Diretrizes é de 0,85, a vazão considerada no projeto seria de $7,707 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

Tendo em vista que o projeto inicial indicou uma vazão do rio em $5,56 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ verifica-se que a reforma e utilização de parte de equipamentos já instalados na usina, considerou um aproveitamento de vazão superior ao indicado pelo estudo original.

A turbina número um, produz 430 kWh utilizando $4 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. A turbina número dois produz 1089 kWh utilizando $9 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. Em conjunto, utilizam na plena capacidade produtiva $13 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ de vazão.

Utilizando-se novamente a equação 12 e considerando a vazão de $13 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ temos:

$$\text{Energia firme} = \left[\frac{0,85 \times 9,81 \times 13 \times 13}{1000} \right] = 1,409 \text{ MWh em média.}$$

Verifica-se, portanto, que com vazão de $13 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$, e queda líquida de 13 metros, a produção obtida pelos equipamentos é superior àquela calculada através da equação 12, demonstrando que o índice de rendimento do conjunto turbina-gerador utilizado foi de

0,961, portanto maior do que o indicado pelas Diretrizes para Projetos de PCH's de 0,85. Foi ainda superior ao indicado por Doehler (2002) de 0,9021.

5.1.2 - Funções de vazão

O estudo das funções de vazão mostrou a confiabilidade da equação de terceiro grau utilizada pela empresa atualmente, indicada pela equação 11 aqui reproduzida:

$$Q = 3,1279(h - 1,988)^{3,1279}$$

A primeira equação indicou $Y = 11,956.X^2 - 61,305.X + 79,47 \dots \dots \dots (17)$

Onde Y é a vazão em $m^3.s^{-1}$ e X a cota lida em metros no rio.

O R^2 calculado, o qual corresponde ao grau de ajuste da curva pelo método dos mínimos quadrados, em relação às combinações observadas indicou 0,95. Significa que a equação obtida explica a tendência dos dados, ajustando os pontos observados em 95% em relação à curva.

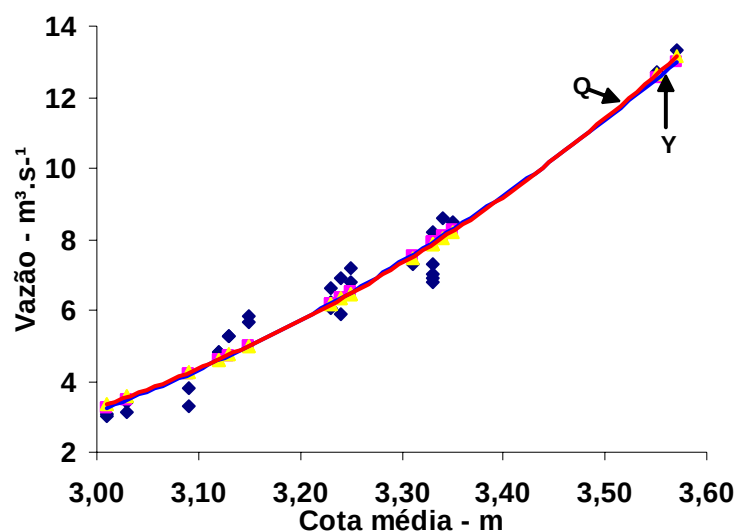


Figura 21. Funções de vazão

Fonte: dados fornecidos pela empresa.

Através do Apêndice 6 foi elaborada a Figura 21 na qual verifica-se que as curvas indicativas das duas equações acima praticamente se sobrepõem. Mostram que para o intervalo de 3,0 a 3,6 metros das cotas lidas, elas indicam a tendência do volume hídrico. Assim, com base na cota média diária lida em metros, permitem estimar a vazão ocorrida por segundo no local.

O Apêndice 6 apresenta equações de terceiro grau e exponencial. Observa-se que o ajuste efetuado ocorreu em 96% e 92% respectivamente. Em cada um dos anexos pode-se observar graficamente, a proximidade da curva obtida através da equação encontrada, e a outra, calculada com a função elaborada pela empresa no projeto. Assim, pode ser considerado bom o grau de confiança apresentado pelas funções obtidas. A sobreposição das curvas elaboradas em relação àquela indicada pela empresa no intervalo, bem como o fato de que todas as informações prestadas à Eletrobrás sobre a vazão são calcadas naquela função, foi julgado conveniente o seu uso para este estudo de viabilidade econômica.

5.2 – Análise de produtividade.

5.2.1 - Eficiência produtiva.

Um dos conceitos fundamentais na análise econômica da teoria da empresa é representado pela relação Custo / Benefício. A rigor, verifica-se a proporção entre o gasto realizado na elaboração de um produto e o seu valor no mercado. A sustentabilidade de uma atividade econômica, ao longo do tempo, está baseada no fato de que os custos gerados sejam menores do que os valores produzidos. Considera-se que somente existe produção no sentido social, quando a soma dos valores consumidos no transcurso da produção seja menor do que os valores dos bens obtidos.

A aferição da eficiência produtiva de uma Pequena Central Hidrelétrica pode ser obtida comparando-se a quantidade de kWh produzidos em relação à sua capacidade instalada. A usina em questão possui duas turbinas em atividade. A primeira foi reformada e entrou em operação no dia 14 de novembro de 2002, com capacidade produtiva de 430 kWh. A segunda começou a funcionar em janeiro de 2003, com capacidade produtiva de 1089 kWh. Somadas totalizam 1.519 kWh de capacidade instalada. Caso operassem durante os 30 dias do mês, vinte e quatro horas por dia, produziriam em conjunto 1.093.680 kWh.

Tabela 11. EFICIÊNCIA PRODUTIVA: Produção / capacidade instalada, em %.

CAPACIDADE NOMINAL DA USINA = 1.093.680 kWh/mês.

MÊS	2002	2003	2004
JANEIRO		34,17	46,62
FEVEREIRO		51,38	63,92
MARÇO		65,20	66,22
ABRIL		60,18	57,66
MAIO		50,76	57,61
JUNHO		42,04	46,85
JULHO		34,41	51,39
AGOSTO		29,38	35,27
SETEMBRO		22,25	
OUTUBRO		20,78	
NOVEMBRO	42,13	31,12	
DEZEMBRO	78,19	41,86	
MÉDIA-JAN / AGO=		45,94	53,19

Fonte: Dados fornecidos pela empresa.

Conforme demonstrado na Tabela 11 e indicado pela Figura 22, a eficiência média produtiva foi elevada no período de janeiro a agosto de 2004 em relação aos mesmos meses de 2003 de 45,94% para 53,19%.

Pode-se verificar que a eficiência produtiva no mês de dezembro de 2002, início das atividades da usina, atingiu 78,19%. A produção foi comparada com a capacidade produtiva da primeira máquina instalada, a qual era de apenas 309.600 kWh/mês. Essa máquina necessita de uma vazão de 4m^3 por segundo. Considerando que os dados iniciais observados no projeto indicavam uma vazão firme do rio (em 95%) de $5,56\text{ m}^3$ por segundo, torna-se mais fácil compreender o índice de 78,19% observado.

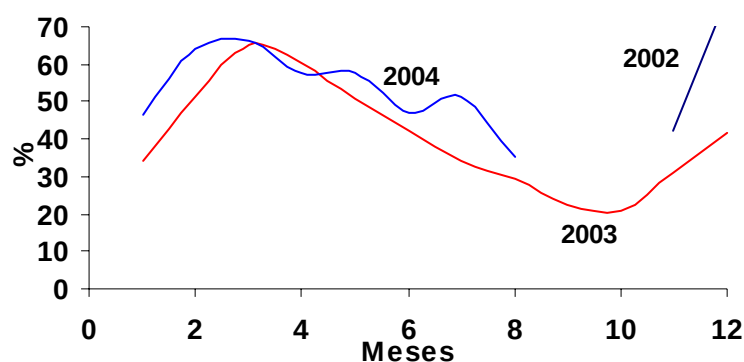


Figura 22. Eficiência produtiva

Fonte: Dados fornecidos pela empresa.

Verifica-se graficamente, que o ano de 2004 apresentou no período, melhoria na eficiência. Com exceção do mês de abril, os demais obtiveram índices superiores em relação a 2003. A análise de produtividade aqui apresentada vem sendo utilizada pela empresa no acompanhamento da eficiência produtiva da usina.

5.2.2 – O crescimento da produção

Tabela 12. POTÊNCIA MÉDIA MENSAL POR HORA - EM kW

	2003	2004	%
JANEIRO	502,23	685,27	136,45
FEVEREIRO	836,25	1004,43	120,11
MARÇO	958,39	973,44	101,57
ABRIL	914,11	875,89	95,82
MAIO	746,13	846,83	113,50
JUNHO	638,56	711,72	111,46
JULHO	505,81	755,43	149,35
AGOSTO	431,83	518,44	120,06
TOTAL	5533,31	6371,45	115,15

Os valores obtidos pelo somatório das médias de geração em kWh indicam a ocorrência de um crescimento de 15,15% em 2004 em relação a 2003, na produção da usina. Lembrando que o ano de 2003 foi o primeiro de atividades da empresa, é notória a ocorrência de melhorias na produtividade através de treinamento do fator humano e melhor adequação dos equipamentos instalados. Assim, diversos fatores poderiam ser considerados como promotores do crescimento. Abaixo são apresentados alguns considerados mais importantes:

5.2.3 – Precipitação pluviométrica local

Tabela 13. PLUVIOMETRIA MÉDIA DIÁRIA EM - mm

MESES / ANOS	2003	2004
JANEIRO	7,39	8,45
FEVEREIRO	2,63	4,57
MARÇO	7,10	3,20
ABRIL	4,08	3,22
MAIO	1,73	2,37
JUNHO	0,97	0,98
JULHO	1,15	3,02
AGOSTO	0,93	0,00
TOTAL	26,0	25,8

Fonte: Dados fornecidos pela empresa.

A Tabela 13 e a Figura 23 foram obtidas através do Apêndice 4, o qual demonstra o volume médio de precipitações pluviométricas diárias, ocorridas no período de janeiro a agosto nos anos de 2003 e 2004. Os números médios acima indicam que houve pequena queda no volume de chuvas na região. Nota-se pelo Apêndice, que no mês de agosto de 2004 não choveu um único dia, o que provocou tal redução.

Outro fator interessante a ser analisado através da Figura 23 refere-se à instabilidade. Verifica-se que o excesso de chuvas em um período não pode ser aproveitado na geração face ao limite da capacidade instalada e o seu sistema ser a fio d'água. Assim, períodos chuvosos de relativa estabilidade permitem um melhor aproveitamento do recurso hídrico, elevando a produtividade por $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

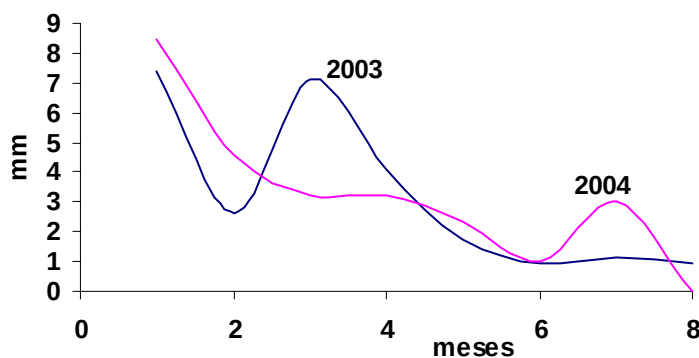


Figura 23. Análise pluviométrica

A estabilidade da pluviometria local no período, não permite afirmar que tenha possibilitado o crescimento da geração de energia.

5.2.4- Precipitação pluviométrica na área de drenagem

O crescimento no volume de precipitação pluviométrica na área de drenagem teria como consequência o aumento no volume hídrico. No entanto, no Apêndice 2 foi calculada a vazão ocorrida dia a dia, através da função obtida pela empresa prestadora de serviços, a qual elaborou os estudos de viabilidade, conforme já citamos anteriormente.

Verifica-se que a média de vazão no período de janeiro a agosto de 2003 foi de $7,36 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$. No mesmo período em 2004, a média de vazão caiu para $6,98 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$. Assim, a área de drenagem com $787,92 \text{ km}^2$ recebeu um volume de água inferior em 2004. Portanto é possível afirmar que a queda de volume no recurso hídrico na área de drenagem apenas dificultou o crescimento na geração de energia.

Tabela 14. POTÊNCIA GERADA X PRECIPITAÇÃO

MESES	GERAÇÃO kW		X	PRECIPITAÇÃO mm	
	2003	2004		2003	2004
JANEIRO	502,23	685,27		229,00	262,00
FEVEREIRO	836,25	1004,40		76,30	133,00
MARÇO	958,39	973,44		220,10	99,20
ABRIL	914,11	875,89		122,50	96,50
MAIO	746,13	846,83		53,70	73,60
JUNHO	638,56	711,72		29,10	29,30
JULHO	505,81	755,43		35,50	93,50
AGOSTO	431,83	518,44		28,90	0,00
TOTAL	5533,31	6371,42		795,10	787,10
VARIAÇÃO .%	100,00	115,15		100,00	98,99

Fonte: Dados fornecidos pela empresa.

A Tabela 14 foi elaborada com base nos Apêndices 3 e 4. Verifica-se que no período de janeiro a agosto de 2004 em relação a 2003 houve um crescimento na potência média gerada de 15,15%, o qual é demonstrado pela Figura 24. No mesmo período, houve queda nas precipitações pluviométricas ocorridas de 795,1 para 787,10 mm.

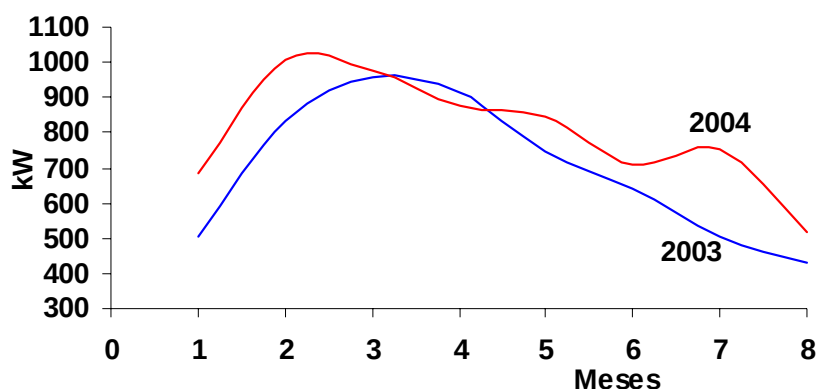


Figura 24. Análise da Potência gerada em kWh

Fonte: dados fornecidos pela empresa.

5.2.5 – Eficiência operacional

O primeiro ano de atividades da usina necessita de diversos ajustes nos equipamentos, bem como treinamento do pessoal. Assim é comum a ocorrência de baixa produção no período. Portanto, pode-se concluir que o principal fato gerador do crescimento da produção entre os períodos foi a melhora na eficiência operacional da usina.

5.3 Custo de capital

5.3.1 – O Sistema CAPM

É de grande importância a forma de determinação da taxa indicativa do custo de capital, na análise econômico-financeira de um projeto. A viabilidade econômica do mesmo depende do retorno a ser proporcionado relativamente às expectativas do investidor. Portanto, é necessário que essas expectativas de ganho, materializadas na taxa de desconto, calculada com base nos valores ocorridos, seja bem realista quanto à sua viabilidade no período futuro. A sistematização proposta pelo CAPM apresenta-se como indicado pela fórmula 10, conforme abaixo:

$$R_x - R_f = \alpha x + \beta(RM - R_f)$$

Tabela 15. Índices anuais da performance da bolsa de valores de São Paulo – Ibovespa.

<u>VARIAÇÃO NOMINAL IBOVESPA</u>		
<u>ANO</u>	<u>RM</u>	<u>IEE</u>
1996	63,75	93,20
1997	44,83	43,73
1998	(33,46)	(44,61)
1999	151,92	132,57
2000	(10,72)	15,10
2001	(11,02)	5,87
2002	(17,00)	(27,44)
2003	97,33	107,22
2004	17,80	5,64
<u>MÉDIA</u>	<u>22,24</u>	<u>23,98</u>

Fonte Bovespa:- RM: Rendimento pelo índice Bovespa.

- IEE: índice de rentabilidade do Setor Elétrico.

Os valores apresentados na Tabela 15 mostram que a remuneração média nominal obtida pelos papéis comercializados na Bovespa, pelo setor elétrico (IEE), no período de 1996 a 2004 foi de 23,98%. Esse percentual superou a média obtida pelo mercado (RM) no mesmo período a qual foi de 22,24%.

Considerando-se que a rentabilidade média anual da caderneta de poupança no período de 2000 a 2004, foi de: 9,04 %, bem como os valores obtidos através do apêndice 14, $RM = 22,24$ e a função $Y = 0,96.x + 4,44$, bem como utilizando-se o sistema CAPM temos que:

$$R_x - 0,0904 = 0,0444 + 0,96(0,2224 - 0,0904)$$

$$R_x = 26,15\%$$

O resultado apresentado de 26,15% é bastante elevado e pode ser analisado sob alguns aspectos:

1. **Reajuste tarifário:** A partir de 1995, com o advento do Plano Real o governo iniciou o processo de privatização de empresas. Com o objetivo de torná-las mais atrativas, houve necessidade de ser efetuado um reajuste no valor das tarifas do sistema elétrico, em ritmo superior à inflação. A defasagem tarifária ocorrida teve como origem o seu uso político por governos anteriores, como tentativa de controlar o processo inflacionário. Estes fatos explicam em parte, a rentabilidade média apresentada pelo setor elétrico no período a qual foi superior à obtida pelo mercado.

2. **Coefficiente $\beta = 0,9599$.** O valor apresentado sendo inferior à unidade, indica que o ativo é do tipo defensivo, ou seja, a variação do seu retorno é inversa à do mercado. É o indicador do risco sistemático, o qual não pode ser eliminado (ou reduzido) pela diversificação das aplicações, estando sempre presente nos ativos. Mostra o retorno da ação em relação ao mercado geral. Segundo Doehler(2002), a Cemig (Centrais Elétricas de Minas Gerais), pesquisou o mercado do setor elétrico, no período de janeiro de 1993 a outubro de 1996, tendo obtido o coeficiente de 0,92.

3. **Coefficiente $\alpha = 4,44$.** Indica a rentabilidade da ação quando o retorno do mercado for nulo(RM=0). Mostra o ponto de origem da reta no eixo vertical. Supondo-se que o seu valor fosse nulo, teríamos:

$$R_x = 0,0904 + 0,96(0,2224 - 0,0904)$$

$$R_x = 21,71\%$$

5.3.2 – A taxa mínima de atratividade

Representa o percentual mínimo exigido pelo investidor como retorno de um investimento. A aplicação do recurso somente será efetuada se a expectativa de rentabilidade for superior a essa taxa. Inflação, custo de oportunidade, risco e lucro são alguns dos fatores considerados na sua definição pelo aplicador. A Tabela 16 e a Figura 25 nos indicam o comportamento da inflação medida pelo IPCA e a Taxa Selic.

Tabela 16: A taxa Selic e a Inflação

VARIAÇÃO DA TAXA SELIC E A INFLAÇÃO- EM %			
ANO	IPCA	SELIC	JURO REAL
1995	22,41	38,81	13,40
1996	9,56	24,47	13,61
1997	5,22	22,35	16,28
1998	1,66	25,58	23,53
1999	8,94	23,02	12,92
2000	5,97	16,19	9,64
2001	7,67	16,08	7,81
2002	12,53	17,66	4,56
2003	9,30	21,16	10,85
2004	7,60	15,14	7,01
MÉDIA	9,09	22,05	11,88
MD 00/04	8,61	17,25	7,97

Fonte: Receita Federal.

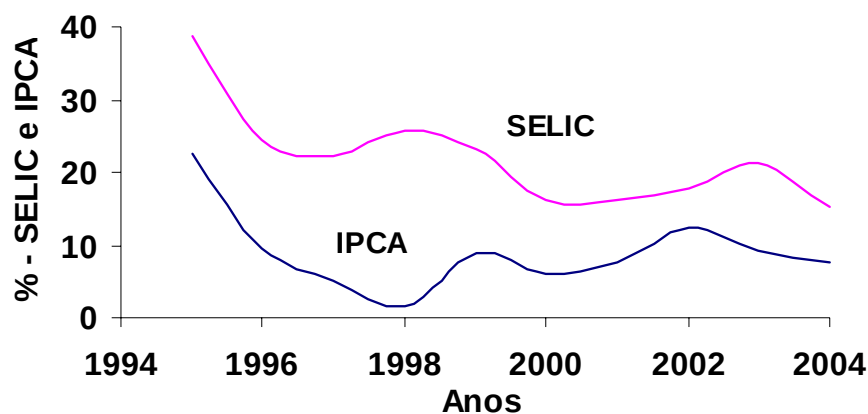


Figura 25: Taxa Selic e Inflação.

Fonte: Receita Federal.

Considerando-se a pequena probabilidade de que os índices de rentabilidade permanecerão no mesmo nível, conforme calculado pelo sistema CAPM, bem como a tendência nos últimos cinco anos da inflação (média de 8,61% a.a) e da Selic(17,25% a.a.) apresentadas através da Tabela 16 e Figura 25, pode-se aceitar como viável a utilização da Taxa Mínima de Atratividade para o investimento, de 18% ao ano como retorno do capital próprio.

5.3.3 - Alavancagem

O capital próprio de um investidor apresenta sempre elevado custo em função das alternativas de investimento (custo de oportunidade). Assim, a obtenção de recursos no mercado via financiamentos reduz o custo do capital investido, em função de taxas inferiores, além de permitir redução no imposto de renda pago. A relação entre o valor aplicado pelo indivíduo e o total investido, ou grau de alavancagem, varia de empreendimento para empreendimento. Segundo Doehler (2002), experiências em financiamentos do setor elétrico existentes, indicam uma alavancagem de até 80% com financiamento pelo BNDES.

Tomando-se como referência as condições de financiamento do PROINFA, através de recursos do BNDES temos a seguinte composição:

10,10 % a.ano – TJLP – Taxa de juros de longo prazo (Média 2001 a 2005);
 2,0 % a.ano – Spread (taxa de risco) básico e
 até 1,5 % a. ano – Spread de risco.
 Total= 13,6 % a. ano.

Sendo:

Investimento total:	2.800.000,00 = 100,0%
(-) Terrenos:	40.000,00
Financiamento:	1.932.000,00 = 69%
Capital próprio:	868.000,00 = 31%

Assim, o custo final do capital a ser considerado será dado pela equação:

$$C = C_p \times P_e + C_t \times P_d \dots\dots\dots (19)$$

Onde:

C = Custo final ponderado do capital;

Cp = Custo do capital próprio;

Ct = Custo do capital de terceiros;

Pe = Ponderação do capital próprio;

Pd = Ponderação do capital de terceiros, ou “alavancagem”.

Substituindo-se os valores na fórmula, podemos obter a taxa de desconto total, para três opções distintas de custo do capital próprio:

A) Cp = 26,15

$$C = (26,15 \times 0,31) + (13,6 \times 0,69) = 17,49 \%$$

B) Cp = 21,71 %

$$C = (21,71 \times 0,31) + (13,6 \times 0,69) = 16,11\%$$

C) Cp = 18,00 %

$$C = (18,00 \times 0,31) + (13,6 \times 0,69) = 14,96 \%$$

Verifica-se que é relativamente elevado o custo do capital apurado. As taxas obtidas como custo do capital próprio, calculadas pelo sistema CAPM, provavelmente não se repetirão no futuro, tendo em vista a atualização das tarifas de energia hoje no mercado.

.

Note-se que a empresa proprietária da usina referenciada não possui qualquer tipo de financiamento para o investimento realizado. Todos os valores lá aplicados têm como origem o capital próprio.

5.4 – ANÁLISE DE RENTABILIDADE

5.4.1 – Valor dos bens analisados

Com base em análise dos balancetes mensais do período de novembro de 2002 a agosto de 2004, pesquisa de mercado junto a fornecedores, bem como informações prestadas adicionalmente pelos dirigentes, foi elaborado o Apêndice 17, o qual relaciona os bens constituintes do patrimônio da empresa. Tomando-se os valores da tabela anexa à Resolução ANEEL 44/99, Apêndice 16, relativa à vida útil dos bens, foi calculada a depreciação anual a qual totalizou R\$ 77.587,60.

O valor dos bens componentes do patrimônio da empresa totalizou R\$ 2.790.766,00. Foi estimado um capital de giro no valor de R\$ 9.234,00, atingindo um total investido de R\$ 2.800.000,00.

Obtidos nos balancetes os valores mensais relativos a faturamento, despesas operacionais, despesas administrativas, outras despesas, depreciação, e utilizando a legislação do imposto de renda conforme Apêndice 15, foram elaboradas demonstrações de resultado, para o período de setembro de 2003 a agosto de 2004, com totalização para doze meses. As demonstrações de resultado tiveram por objetivo verificar a rentabilidade da usina, considerando o pagamento de impostos sob duas modalidades: O Lucro Real e o Lucro Presumido.

Foi considerado o valor médio recebido pela empresa no período de R\$ 90,73 por MW produzido, bem como o adotado pelo PROINFA. A fim de analisar a viabilidade do empreendimento foram elaboradas demonstrações com as seguintes hipóteses:

1. Com financiamento à taxa de 13,6% a.ano junto ao BNDES;
2. Sem qualquer financiamento externo;
3. Preço médio ponderado de R\$ 90,73 por MW.
4. Preço do MW igual ao utilizado pelo PROINFA (70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final no valor de R\$162,78, divulgada através da resolução homologatória número 57 de 29.3.04, para novos investimentos enquadrados pelo PROINFA.

O resumo das demonstrações anuais de resultado é apresentado pela Tabela 17, a qual indica os fluxos de caixa, calculados pelo Lucro Real e Lucro Presumido para cada uma das hipóteses levantadas;

Tabela 17: RESUMO DAS DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADO

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO - PCH					
FINANC.= R\$ 1.932.000,00		LUCRO REAL		LUCRO PRESUMIDO	
CAP.PRÓPRIO R\$ 868.000,00		A	B	C	D
ITENS / ANOS		R\$	R\$	R\$	R\$
PERÍODO: SET/03 a AGO/04					
PRODUÇÃO MWh		5921,62	5921,62	5921,62	5921,62
PREÇO/MWh R\$		90,73	113,95	90,73	113,95
(+)RECEITA DE VENDA		537276,81	674768,67	537276,81	674768,67
FLUXO CAIXA: ANOS=					
COM FINANCIAMENTO	1	-66302,21	28128,85	-72855,84	55960,28
	2	-48180,21	46250,85	-46580,64	82235,48
	3	-30058,20	64372,86	-20305,44	108510,68
	4	-11936,19	82494,86	5969,76	134785,88
	5	6185,81	100616,87	32244,96	161061,08
	6	24307,82	118738,87	58520,16	187336,28
	7	42429,82	136860,88	84795,36	213611,48
	8	60551,83	154982,88	111070,56	239886,68
	9	78673,83	173104,89	137345,76	266161,88
	10	96795,84	191226,89	163620,96	292437,08
	11 a 30	308117,84	402548,90	383096,16	511912,28
PAY-BACK		12A, 3M, 27D	7A, 4M, 2D	11A, 1M, 0D	6A, 7M, 23D
VPL taxa de desconto= 18%		-590754,45	-69801,78	-426532,30	284146,59
TIR		10,97%	17,11%	13,24%	21,51%
SEM FINANCIAMENTO 1 a 30					
INVEST. R\$ 2.800.000,00		308117,84	402548,90	383096,16	511912,28
PAY-BACK		9A, 1M, 2D	6A, 11M, 15D	7A, 3M, 22D	5A, 5M, 20D
VPL		-1.100.173,67	-579.215,83	-686.532,82	24.120,71
TIR		10,45%	14,10%	13,36%	18,16%

Fonte: Dados fornecidos pela empresa e por fornecedores.

No período de 1 a 10 anos temos o fluxo de caixa com o pagamento dos juros e amortização relativos ao financiamento. No prazo de 11 a 30 anos, o financiamento já terá sido quitado, não havendo, portanto juros nem amortização.

Não havendo financiamento o fluxo de caixa anual é integral e igual ao do período de 11 a 30 anos.

As alternativas A (lucro real) e C (lucro presumido) foram calculadas considerando-se o valor médio ponderado recebido pela empresa pela venda da sua produção. Foram calculadas com base no preço oferecido pelo PROINFA para novos investimentos, as alternativas B (lucro real) e D (lucro presumido).

Através dos resumos dos fluxos de caixa apresentados pela Tabela 17, alguns indicadores econômicos podem ser calculados. Considerando-se inicialmente como primeira hipótese a inexistência de financiamento verifica-se:

5.4.2 – Indicadores econômicos – (sem financiamento)

5.4.2.1 – Prazo médio de retorno do capital (pay-back)

Lucro real=

$$A- 2.800,000 / 308,117 = 9,09$$

pay-back= 9 anos, 1 mês e 2 dias.

$$B- 2.800,000 / 402,548 = 6,96$$

pay-back= 6 anos, 11 meses e 15 dias.

Lucro Presumido=

$$C- 2.800,000 / 383,096 = 7,31$$

pay-back= 7 anos, 3 meses e 22 dias.

$$D- 2.800,000 / 511,912 = 5,47$$

pay-back= 5 anos, 5 meses e 20 dias.

O prazo médio de retorno do capital é relativamente pequeno considerando-se o ramo de atividade, no qual a vida útil dos principais bens componentes do patrimônio excede a 40 anos. Entretanto, é longo se comparado, por exemplo, ao índice das empresas do setor elétrico, obtido pelo IBOVESPA. A rentabilidade média daquele setor na Bolsa, no período de 1996 a 2004, foi de 23,98%. Calculando-se o prazo médio de retorno daqueles papéis teríamos:

$$\text{Pay-back} = 100,00 / 23,98 = 4,17$$

pay-back= 4 anos, 2 meses e 2 dias.

Portanto, o risco seria menor aplicando os recursos na Bolsa de Valores. Outro indicador do mercado financeiro representado pela taxa Selic mostra a remuneração do capital com prazo de retorno bem menor. No período de 1995 a 2004 a taxa Selic remunerou os aplicadores nos títulos da dívida pública com um índice médio de 22,05%. Portanto, o prazo de retorno do investimento financeiro seria aproximadamente:

$$\text{Pay-back} = 100,00 / 22,05 = 4,54$$

pay-back= 4 anos, 6 meses e 13 dias.

O prazo de retorno obtido é inferior aos indicados pela Tabela 17, para o investimento sem qualquer financiamento. Portanto, sem a obtenção de recursos externos para aplicação na atividade, a análise do pay-back indica que seria mais vantajoso para o investidor alocar seus recursos na Bolsa de Valores ou no mercado financeiro.

5.4.2.2 – O valor presente líquido (VPL)

Considerando-se que a Taxa Mínima de Atratividade seja de 18%, em função de critério já discutido anteriormente, e um prazo de 30 anos, teríamos:

Lucro Real=

$$\text{A) VPL} = \left[\frac{308,117}{(1,18)} + \frac{308,117}{(1,18)^2} + \dots + \frac{308,117}{(1,18)^{30}} \right] - 2800 = \text{R\$} - 1.100,18\text{mil}$$

$$\text{B) VPL} = \left[\frac{402,548}{(1,18)} + \frac{402,548}{(1,18)^2} + \dots + \frac{402,548}{(1,18)^{30}} \right] - 2800 = \text{R\$} - 579,21\text{mil}$$

Lucro presumido=

$$C) \text{ VPL} = \left[\frac{383,096}{(1,18)} + \frac{383,096}{(1,18)^2} + \dots + \frac{383,096}{(1,18)^{30}} \right] - 2800 = R\$ - 686,53 \text{ mil}$$

$$D) \text{ VPL} = \left[\frac{511,912}{(1,18)} + \frac{511,912}{(1,18)^2} + \dots + \frac{511,912}{(1,18)^{30}} \right] - 2800 = R\$ + 24,12 \text{ mil}$$

Verifica-se que o valor presente líquido é negativo para três, das quatro alternativas. A única cujos fluxos de caixa descontados à taxa de 18% ao ano apresentou valor positivo foi a D. Utilizando-se o critério do VPL, a alternativa D seria a única que viabilizaria a implementação do investimento. Esta opção mostra a defasagem que existe entre o preço médio recebido pela empresa com a venda da energia de R\$ 90,73, e o novo valor oferecido por MW pelo PROINFA R\$ 113,95.

5.4.2.3 - A taxa interna de retorno

Lucro Real

$$A) \text{ TIR} = R\$2.800 = \left[\frac{308,117}{(1+r)} + \frac{308,117}{(1+r)^2} + \dots + \frac{308,117}{(1+r)^{30}} \right]$$

$$\text{TIR} = r = 10,45 \%$$

$$B) \text{ TIR} = R\$2.800 = \left[\frac{402,548}{(1+r)} + \frac{402,548}{(1+r)^2} + \dots + \frac{402,548}{(1+r)^{30}} \right]$$

$$\text{TIR} = r = 14,10 \%$$

Lucro Presumido

$$C) \text{ TIR} = R\$2.800 = \left[\frac{383,096}{(1+r)} + \frac{383,096}{(1+r)^2} + \dots + \frac{383,096}{(1+r)^{30}} \right]$$

$$\text{TIR} = r = 13,36 \%$$

$$D) TIR = R\$2.800 = \left[\frac{511,912}{(1+r)} + \frac{511,912}{(1+r)^2} + \dots + \frac{511,912}{(1+r)^{30}} \right]$$

$$TIR = r = 18,16 \%$$

As taxas internas de retorno calculadas nas opções A, B e C (10,45%, 14,10% e 13,36%) estão abaixo da taxa mínima de atratividade - TMA (18%). Verifica-se que a única opção cuja TIR superou a TMA foi a D (18,16%). Comparativamente, a Tabela 18 nos mostra que a taxa média de rendimento anual da poupança no período 2000 a 2004 foi de 9,04%.

Tabela 18: CADERNETA DE POUPANÇA= RENDIMENTO MÉDIO.

RENDIMENTO DA CADERNETA DE POUPANÇA.										
MÊS	2000	ACUM.	2001	ACUM.	2002	ACUM.	2003	ACUM.	2004	ACUM.
1	1,0072	1,0072	1,0064	1,0064	1,0076	1,0076	1,0099	1,0099	1,0063	1,0063
2	1,0073	1,0146	1,0054	1,0118	1,0062	1,0138	1,0091	1,0191	1,0055	1,0118
3	1,0073	1,0219	1,0067	1,0186	1,0067	1,0206	1,0088	1,0281	1,0068	1,0186
4	1,0063	1,0284	1,0066	1,0253	1,0074	1,0281	1,0092	1,0376	1,0059	1,0246
5	1,0075	1,0361	1,0068	1,0323	1,0071	1,0354	1,0094	1,0473	1,0066	1,0314
6	1,0072	1,0435	1,0065	1,0390	1,0066	1,0422	1,0092	1,0569	1,0068	1,0383
7	1,0066	1,0503	1,0075	1,0467	1,0077	1,0502	1,0105	1,0680	1,0070	1,0456
8	1,0070	1,0577	1,0085	1,0555	1,0075	1,0581	1,0091	1,0777	1,0070	1,0529
9	1,0060	1,0641	1,0066	1,0625	1,0070	1,0655	1,0084	1,0867	1,0067	1,0600
10	1,0063	1,0708	1,0079	1,0710	1,0078	1,0738	1,0082	1,0956	1,0061	1,0665
11	1,0062	1,0775	1,0069	1,0784	1,0077	1,0820	1,0068	1,1031	1,0062	1,0730
12	1,0060	1,0839	1,0070	1,0859	1,0086	1,0913	1,0069	1,1107	1,0069	1,0804
anual		8,39		8,59		9,13		11,07		8,04
										9,04

Fonte: FGVDADOS.

Assim, taxas de 10,45% a 14,10% não seriam atraentes para fins de investimento, pois o ganho sem qualquer risco na caderneta de poupança foi de 9,04% ao ano em média. Além disso, no período de 1995 a 2004, a taxa média anual Selic, a qual remunera os títulos da dívida pública foi de 22,05%. A inflação média apurada através do IPCA no mesmo período foi de 9,09. No período de 2000 a 2004, as taxas médias anuais foram: Selic = 17,25 e IPCA = 8,61, (FGVDADOS, 2005).

Portanto, o investidor seria atraído pelas aplicações financeiras, ao invés de correr riscos na atividade produtiva. Este é um dos problemas que se verifica na economia brasileira tendo em vista o elevado nível das taxas de juros vigentes. Os investimentos são pequenos considerando que sem qualquer risco, o indivíduo obtém para grandes volumes de aplicação, taxas de retorno superiores àquelas que poderia obter na atividade empresarial gerando renda e emprego.

Assim, a taxa média de formação bruta de capital no Brasil no período de 1999 a 2003 foi de apenas 18,75% ao ano em relação ao PIB (IBGE, 2005). Baixos níveis de investimento produzem reduzido nível de crescimento econômico.

Tabela 19: INVESTIMENTO E CRESCIMENTO ECONÔMICO

Formação Bruta de Capital Fixo e Variação do PIB				
	Investimento.	Índice	PIB	Índice
1999	18,90	1,1890	0,79	1,0079
2000	19,29	1,4184	4,36	1,0518
2001	19,47	1,6945	1,31	1,0656
2002	18,32	2,0049	1,93	1,0862
2003	17,78	2,3614	0,54	1,0921
2004			4,80	1,1445
Média %	18,75		2,27	

Fonte: IBGE.

A Tabela 19 mostra que no período de 1999 a 2004 o crescimento médio obtido foi de apenas 2,27% ao ano. A China, por exemplo, possui taxa de investimento acima de 40% em relação ao PIB crescendo em média 9% ao ano.

Considerando-se que usinas hidrelétricas são investimentos em longo prazo, e que existe interesse social na sua realização, cabe ao governo incentivar o setor na medida do possível, através de financiamentos à atividade produtiva. Deve também oferecer preços diferenciados conforme o PROINFA, inclusive às usinas já instaladas e em atividade.

5.4.3. – A alavancagem do empreendimento.

Tomando-se por hipótese as condições oferecidas pelo PROINFA para instalação de PCH's, consideramos o financiamento de 69% do capital de R\$ 2.800.000,00, com juros anuais de 13,6% calculados pelo Sistema de Amortização Constante - SAC. O prazo de amortização oferecido pelo programa é de dez anos. Foram elaboradas demonstrações de resultados, cujos fluxos anuais diferenciados durante o prazo de amortização estão apresentados na Tabela 17. A partir do 11º e até o 30º ano os fluxos de caixa são iguais.

Considerando-se os valores investidos e os fluxos de caixa realizados no período, podemos novamente calcular os indicadores econômicos:

5.4.4 – Indicadores econômicos com financiamento.

5.4.4.1 – Prazo médio de retorno do capital (pay-back)

Lucro Real=

- A) Pay-back = R\$ mil 868,0 / fluxos=
Pay-back= 12 anos, 11 meses e 3 dias.
- B) Pay-back= R\$ mil 868,0 / fluxos=
Pay-back= 7 anos, 4 meses e 2 dias

Lucro Presumido =

- C) Pay-back = R\$ mil 868,0 / fluxos=.
Pay-back= 11 anos e 1 mes.
- D) Pay-back= R\$ mil 868,0 / fluxos=
Pay-back= 6 anos, 7 meses e 23 dias

É notória a melhoria do período de pay-back, em relação aos fluxos sem financiamento. Porém, este indicador mostra ser muito elevado ainda o prazo de retorno do capital, comparativamente ao mercado financeiro.

5.4.4.2 – Valor presente líquido

Mantida a mesma Taxa Mínima de Atratividade de 18%, e o prazo de 30 anos, teríamos:

Lucro Real=

$$A)VPL = \left[\frac{6,18}{(1,18)^5} + \dots + \frac{308,11}{(1,18)^{30}} \right] - 868,00 - \frac{66,30}{(1,18)} - \dots - \frac{11,93}{(1,18)^4} = R\$ - 590,75mil$$

$$B)VPL = \left[\frac{28,12}{(1,18)} + \dots + \frac{402,54}{(1,18)^{30}} \right] - 868,00 = R\$ - 69,80mil$$

Lucro presumido=

$$C) VPL = \left[\frac{5,96}{(1,18)^4} + \dots + \frac{383,09}{(1,18)^{30}} \right] - 868,00 - \frac{72,85}{(1,18)} - \frac{20,30}{(1,18)^3} = R\$ - 426,53mil$$

$$D) VPL = \left[\frac{55,96}{(1,18)} + \dots + \frac{511,91}{(1,18)^{30}} \right] - 868,00 = R\$ + 284,14mil$$

Na escolha das opções verifica-se que a única cujo VPL apresenta-se positivo é a da letra D. Descontados os fluxos de caixa à Taxa Mínima de Atratividade de 18%, a opção resultou R\$ 284.146,59. Esta opção requer o financiamento bem como preços do MW segundo o PROINFA.

5.4.4.3 - A taxa interna de retorno

Lucro Real:

$$A) \text{ TIR} = \left[\frac{6,18}{(1+r)^5} + \dots + \frac{308,11}{(1+r)^{30}} \right] = -868,00 - \frac{66,30}{(1+r)} - \dots - \frac{11,93}{(1+r)^4}$$

$$\text{TIR (r)} = 10,97 \%$$

$$B) \text{ TIR} = \left[\frac{28,12}{(1+r)} + \dots + \frac{402,54}{(1+r)^{30}} \right] = -868,00$$

$$\text{TIR (r)} = 17,11 \%$$

Lucro Presumido:

$$C) \text{ TIR} = \left[\frac{5,96}{(1+r)^4} + \dots + \frac{383,09}{(1+r)^{30}} \right] = -868,00 - \frac{72,85}{(1+r)} - \dots - \frac{20,30}{(1+r)^3}$$

$$\text{TIR (r)} = 13,24 \%$$

$$D) \text{ TIR} = \left[\frac{55,96}{(1+r)} + \dots + \frac{511,91}{(1+r)^{30}} \right] = -868,00$$

$$\text{TIR (r)} = 21,51 \%$$

O resultado obtido através da TIR mostra que o projeto deve ser aceito, tendo a D como melhor opção para uma TMA de 18% . As demais opções não oferecem o mínimo necessário como estímulo ao investimento. Portanto, a análise efetuada indica que a

atratividade do empreendimento será possível somente com a obtenção de financiamento em longo prazo, a ser obtido com taxas de juros mais “civilizadas” e compatíveis com o setor elétrico. Além disso, o preço do MW proposto pelo PROINFA e aplicado a esta pesquisa, indica que as PCH's necessitam de tratamento diferenciado do governo. Todas em operação deveriam ser enquadradas e beneficiadas na venda de energia.

5.4.5 – A viabilidade com baixo custo.

Algumas medidas podem ser discutidas para incentivar o investimento, melhorando o retorno do capital investido, com baixo custo para o Estado:

a) A taxa de juros

Os juros cobrados no financiamento são calculados pelo Sistema de Amortização Constante – SAC. Assim, a amortização anual do empréstimo de R\$ 1.932.000,00 em dez anos será de R\$ 193.200,00. Na primeira prestação serão cobrados juros no valor de R\$ 262.752,00. Portanto o valor total a ser pago entre juros e amortização será de R\$ 455.952,00. Na última prestação serão cobrados juros de R\$ 26.275,20, totalizando R\$ 219.475,20.

Na análise do fluxo de caixa verifica-se que esse sistema produz resultados anuais negativos até o terceiro e quarto ano, nas opções C e A respectivamente. Esses resultados implicam queda na rentabilidade para o investidor, sem melhorar a do financiador. Na contratação, a empresa obriga-se a oferecer o imóvel em hipoteca bem como a efetuar seguro para garantia do empréstimo. Assim, não existe a possibilidade de perda por parte da entidade financeira.

Considerando-se que o objetivo do Programa é estimular a produção de energia através de meios não poluentes, deve-se questionar a possibilidade de modificar a cobrança dos juros através da tabela price. O valor das prestações, incluindo juros e amortizações, seria o mesmo ao longo dos dez anos de R\$ 364.626,31. A rentabilidade do capital próprio investido no caso da opção A poderia ser elevada de 10,97% para 11,10%, além de aliviar o fluxo de caixa negativo dos quatro primeiros anos.

b) O prazo de financiamento.

Alguns dos equipamentos utilizados possuem vidas úteis superiores a 40 anos. Este trabalho considera 30 anos para efeito da análise de viabilidade econômica. O financiamento proposto pelo PROINFA é de dez anos. Considerando-se as garantias (hipoteca), o seguro, o bem produzido ser de uso público, o prazo poderia ser dilatado para pelo menos 15 anos. Possibilitaria a melhora na rentabilidade do investimento sem aumentar o risco do agente financeiro.

b) O preço do MW

O incentivo oferecido a novos empreendimentos deveria ser estendido a todos já existentes e em operação. As PCH's não pagam pela transmissão da energia, bem como são isentas do ICMS. Mesmo assim, verifica-se que o preço médio ponderado obtido pela empresa no mercado de R\$ 90,73 por MWh é insuficiente para atender às necessidades. Portanto, para tornar o empreendimento economicamente viável é preciso favorecê-lo quanto ao preço da energia.

6- CONCLUSÕES

A análise de viabilidade econômica efetuada permitiu verificar que os equipamentos existentes na usina possuem excesso de capacidade produtiva instalada. O volume hídrico existente é pequeno proporcionalmente. Sob o aspecto econômico, entretanto, novas pesquisas seriam necessárias para a comparação, considerando que o acréscimo no custo, às vezes, é insignificante em função da maior capacidade instalada.

Observou-se com facilidade o crescimento da eficiência produtiva da usina no período de janeiro a agosto de 2004 em relação a igual período de 2003. Dentre os quesitos analisados, destacou-se como o mais importante e responsável pela melhoria a eficiência operacional.

A rentabilidade de um projeto é um dos fatores mais importantes na decisão quanto ao investimento. A análise efetuada permitiu visualizar a necessidade de financiamento de parte do investimento com taxas de juros mais “civilizadas”, como meio de obter o retorno esperado do capital próprio. Verifica-se que o uso total de capital próprio permite uma pequena rentabilidade, em função do seu elevado custo de oportunidade. Comparativamente ao mercado, taxas de retorno de 13,24% ao ano não estimulariam o investimento no setor, considerando o projeto inviável. Comparando-se os dois sistemas de tributação, restou provado que o Lucro Presumido oferece o melhor retorno ao empresário.

Algumas atividades econômicas, no entanto, são obrigatórias do Estado visando o bem comum da sociedade. Assim, é possível o estímulo ao investimento privado com a obtenção de recursos financeiros junto a entidades públicas. Considerando, portanto, a rentabilidade do projeto, concluímos que a sua viabilidade depende de financiamento em longo prazo, bem como preços mais adequados ao sistema produtivo de PCH.

7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL -Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução nº 44, de 17 de março de 1999. Publicada no D. O. de 18.3.1999, seção 1, p.32, v 137, n 52-E. ***Período de vida útil de equipamentos***. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 24 ago. 2004.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Potenciais Hidráulicos***. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 27 ago. 2003.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Homologatória nº 57, de 29 de março de 2004. Publicada no D. O. de 31.3.2004, seção 1, p.62, v 141, n 62. ***Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final***. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 24 ago. 2004.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ***Tarifas de Energia Elétrica no Brasil***. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 24 ago. 2004.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – 2003 – Ministério das Minas e Energia. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 24 ago.2004.

BALARIM, C.R. ***Estimativa de custo das estruturas e equipamentos de micro centrais hidrelétricas***. 177 p. Tese (Doutorado em Agronomia) – Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista UNESP. Botucatu, 1999.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – ***TJLP – Taxa de juros de longo prazo***. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em 14 jul.2005.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – ***Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do PROINFA***. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em 14 jul.2005.

CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. **Tarifas Médias de Fornecimento**. Disponível em <http://www.ccpe.gov.br> . Acesso em 20 out.2004.

DIRETRIZES PARA PROJETOS DE PCH. Eletrobrás. Disponível em <<http://www.eletrobras.gov.br> > . Acesso em 23 ago. 2003.

DOEHLER, F.D. **Avaliação de Usinas Hidrelétricas**. 292 p. Dissertação (Engenharia Nuclear) – Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2002.

FGVDADOS – Fundação Getúlio Vargas. **Rendimento Mensal da Caderneta de Poupança**. Disponível em <<http://www.fgvdados.fgv.br> > . Acesso em 10 ago. 2005.

FURCHI, S.A.L. **Metodologia para avaliação de custos de implantação de uma micro central hidrelétrica**. 88 p. Dissertação (Mestrado em Agronomia) – Faculdade de Ciências Agrônomicas, Universidade Estadual Paulista. Botucatu, 2000.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Formação Bruta de Capital Fixo**. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br> > . Acesso em 30 jun. 2005.

HOLANDA, A. N. C. **Planejamento e Projetos**. Rio de Janeiro, Apec, 3ª edição, 1975, 402 p.

JULIBONI, M.; **Portal Exame** – disponível em <http://portalexame.abril.uol.com.br> . Acesso em 9 fev 2005.

MARTINS, E; ASSAF NETO A. **Administração Financeira**. São Paulo, Atlas, 1988, 559 p.

MACHADO, OLDON, **Tarifa residencial do Brasil** – Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>> . Acesso em 10 ago 2004.

RIR – **Regulamento do Imposto de Renda** – 1999. Disponível em <<http://www.receita.fazenda.gov.br> >. Acesso em 28 ago.2003.

Receita Federal. **Taxa de Juros Selic**. Disponível em <<http://www.receita.fazenda.gov.br> >. Acesso em 18 nov.2004.

SCHEREIBER, G.P. **Usinas hidrelétricas**. São Paulo, Edgard Blücher; Rio de Janeiro, ENGEVIX, p. 230-3, 1977.

SOUZA, Z. **Centrais hidrelétricas: dimensionamento de componentes**. São Paulo: Edgard Blücher, 1992, 197p.

WOILER S; MATHIAS W.F; **Projetos – Planejamento, elaboração e análise** – São Paulo, Atlas, 1986, 294 p.

AFERIÇÕES DE FLUVIOMETRIA

COTA MÉDIA = Cm

APÊNDICE = 1

	2002			2003												2004									2004
DIA	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO			
1	309	325	309	353	324	311	318	317	310	306	310	298	314	320	314	380	354	320	319	327	313	313			
2	306	327	307	358	321	322	328	314	310	304	310	298	314	325	325	380	348	319	319	325	315	313			
3	305	313	315	343	319	314	332	314	309	304	310	298	314	315	314	368	352	316	323	329	313	312			
4	305	312	318	351	323	320	325	316	309	305	310	310	312	336	314	350	349	318	319	332	313	313			
5	305	326	332	360	323	343	322	325	309	306	305	310	308	330	312	344	338	320	326	328	313	313			
6	303	340	344	339	324	344	322	320	309	306	300	310	300	330	308	390	330	320	317	322	313	312			
7	303	331	326	331	321	357	333	322	309	306	302	310	300	328	300	355	330	353	329	325	313	312			
8	302	339	323	329	350	343	318	310	308	320	300	309	300	335	307	318	320	360	331	324	311	312			
9	300	336	309	328	497	330	318	330	308	315	300	307	300	330	316	308	321	350	328	317	316	311			
10	299	324	312	329	388	325	317	318	308	321	305	317	300	330	317	307	322	330	322	323	322	314			
11	303	308	310	329	363	330	316	317	354	312	309	301	300	328	318	317	327	324	319	321	358	312			
12	304	313	319	338	367	328	317	315	333	310	309	310	300	320	317	320	327	323	325	322	326	310			
13	304	314	346	331	354	321	316	313	321	309	309	310	300	320	312	326	316	318	321	324	323	310			
14	306	314	340	327	348	326	316	318	314	308	304	306	300	315	314	340	320	325	322	321	322	310			
15	320	327	340	332	333	326	316	310	313	311	304	300	300	313	314	340	334	358	320	318	317	309			
16	327	348	335	341	334	323	316	314	313	313	305	300	300	300	314	333	339	345	328	336	316	309			
17	321	351	375	333	333	316	317	313	313	313	304	300	320	307	314	320	331	328	322	317	316	309			
18	315	331	347	363	330	319	317	313	313	313	304	300	337	302	314	320	358	328	319	320	315	309			
19	312	322	400	358	325	324	312	313	311	313	302	300	323	300	307	320	350	325	319	317	318	309			
20	308	319	370	359	332	374	314	313	309	313	300	300	310	300	300	347	350	345	321	316	357	309			
21	309	333	336	352	321	370	317	313	309	312	300	300	300	308	303	345	360	359	322	315	351	308			
22	305	354	335	368	341	347	312	313	313	311	300	300	300	330	310	350	350	330	333	317	324	309			
23	309	345	338	400	322	330	312	312	313	311	300	310	300	330	310	350	338	333	324	314	321	309			
24	311	332	344	364	323	328	353	312	310	311	300	300	300	328	312	343	323	324	329	315	320	308			
25	310	345	336	341	311	324	333	312	310	309	300	300	300	315	317	348	323	341	337	316	317	308			
26	310	335	321	336	318	322	323	312	309	307	302	300	300	315	343	338	320	354	356	316	316	309			
27	311	327	339	333	332	319	321	312	308	307	302	300	324	310	380	330	320	330	348	316	316	308			
28	311	321	358	331	350	317	315	312	308	305	302	300	316	310	380	320	320	327	328	313	314	308			
29	324	315	381		328	321	314	311	308	305	298	321	310	310	380	330	320	325	322	316	314	310			
30	336	311	364		332	320	317	310	309	305	298	323	310	308	380		320	319	321	314	314	310			
31		308	351		324		312		310	305		316		308	380		320		325		314	308			
TOTAL	9287	10140	10474	9650	10507	9890	9914	9443	9688	9593	9104	9462	9211	9853	10043	9833	10327	9965	10087	9611	9926	9611			
MÉDIA	310	327	338	345	339	330	320	315	313	309	303	305	307	318	324	339	333	332	325	320	320	310			
DESVPAD	8,4	13,2	22,9	17,0	33,8	15,5	8,5	4,6	9,1	4,4	3,9	7,1	9,7	11,2	26,1	21,3	13,8	14,0	8,6	5,8	12,3	1,8			
ANO	COTA MÉDIA DE JANEIRO A AGOSTO																								
2003	325,9																								
2004	325,5																								

CÁLCULO DE VAZÃO

$$Q=3,1279(h-1,9880)^{3,1279}$$

APÊNDICE = 2

$$Q=3,1279(h-1,9880)^{3,1279}$$

sendo h= cota média

	2002		2003		M³ / SEGUNDO						sendo h= cota média						2004		M³ / SEG.						sendo h= cota média					
DIA	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO								
1	4,2	6,5	4,2	12,0	6,2	4,4	5,4	5,2	4,4	3,9	4,4	3,1	4,9	5,7	4,9	20,1	12,4	5,7	5,6	6,7	4,7	4,7								
2	3,9	6,8	4,0	13,3	5,8	5,9	6,9	4,8	4,3	3,7	4,4	3,1	4,9	6,5	6,5	20,1	10,8	5,5	5,5	6,5	5,0	4,7								
3	3,7	4,7	4,9	9,7	5,6	4,9	7,6	4,9	4,2	3,7	4,4	3,1	4,8	5,0	4,9	16,1	11,8	5,1	6,2	7,1	4,7	4,6								
4	3,7	4,5	5,4	11,5	6,2	5,7	6,5	5,1	4,2	3,7	4,4	4,4	4,5	8,4	4,8	11,4	11,2	5,3	5,5	7,7	4,7	4,7								
5	3,7	6,6	7,7	13,9	6,2	9,7	5,9	6,5	4,2	3,9	3,8	4,4	4,1	7,3	4,5	10,0	8,7	5,7	6,6	7,0	4,7	4,7								
6	3,6	9,2	9,9	9,0	6,3	10,0	6,0	5,7	4,2	3,9	3,2	4,4	3,2	7,3	4,1	23,8	7,3	5,7	5,3	5,9	4,7	4,6								
7	3,6	7,5	6,6	7,4	5,9	13,1	7,8	6,0	4,2	3,8	3,5	4,4	3,2	6,9	3,2	12,6	7,3	12,0	7,1	6,5	4,7	4,6								
8	3,4	8,9	6,2	7,1	11,4	9,8	5,4	4,4	4,1	5,7	3,2	4,2	3,2	8,2	4,0	5,3	5,7	13,9	7,4	6,3	4,4	4,5								
9	3,2	8,4	4,2	6,9	95,4	7,3	5,4	7,3	4,1	4,9	3,2	3,9	3,2	7,3	5,1	4,1	5,9	11,4	7,0	5,2	5,1	4,4								
10	3,1	6,2	4,5	7,1	22,8	6,5	5,3	5,4	4,1	5,9	3,7	5,2	3,2	7,3	5,3	4,0	6,0	7,3	5,9	6,1	5,9	4,8								
11	3,6	4,1	4,3	7,1	14,6	7,3	5,1	5,3	12,4	4,5	4,2	3,3	3,2	6,9	5,4	5,3	6,7	6,3	5,6	5,9	13,4	4,5								
12	3,7	4,7	5,6	8,8	15,9	6,9	5,2	5,0	7,8	4,4	4,2	4,3	3,2	5,7	5,2	5,6	6,8	6,2	6,5	5,9	6,6	4,4								
13	3,7	4,9	10,5	7,5	12,4	5,9	5,1	4,7	5,9	4,2	4,2	4,3	3,2	5,7	4,6	6,6	5,1	5,4	5,8	6,2	6,2	4,4								
14	3,9	4,8	9,1	6,7	10,9	6,6	5,1	5,4	4,8	4,1	3,7	3,9	3,2	5,0	4,8	9,2	5,7	6,5	5,9	5,9	6,0	4,3								
15	5,6	6,8	9,1	7,6	7,8	6,6	5,1	4,4	4,7	4,4	3,7	3,2	3,2	4,7	4,9	9,2	8,0	13,4	5,7	5,4	5,3	4,2								
16	6,8	10,9	8,2	9,3	7,9	6,2	5,1	4,9	4,7	4,7	3,8	3,2	3,2	3,2	4,9	7,8	9,0	10,3	6,9	8,4	5,1	4,2								
17	5,8	11,5	18,2	7,8	7,8	5,1	5,2	4,7	4,7	4,7	3,7	3,2	5,7	3,9	4,9	5,7	7,5	7,0	5,9	5,3	5,1	4,2								
18	4,9	7,5	10,6	14,8	7,2	5,6	5,3	4,7	4,7	4,7	3,7	3,2	8,6	3,5	4,9	5,7	13,3	7,0	5,5	5,6	5,0	4,2								
19	4,6	6,0	27,6	13,3	6,5	6,3	4,6	4,7	4,5	4,7	3,5	3,2	6,1	3,2	4,0	5,7	11,4	6,5	5,5	5,2	5,4	4,2								
20	4,1	5,5	16,8	13,7	7,7	18,1	4,9	4,7	4,2	4,7	3,2	3,2	4,4	3,2	3,2	10,6	11,4	10,3	5,9	5,1	13,1	4,2								
21	4,2	7,8	8,4	11,9	5,9	16,7	5,2	4,7	4,2	4,5	3,2	3,2	3,2	4,1	3,5	10,3	13,9	13,7	6,0	5,0	11,6	4,1								
22	3,8	12,4	8,2	16,2	9,4	10,6	4,6	4,7	4,7	4,5	3,2	3,2	3,2	7,3	4,4	11,4	11,4	7,3	7,8	5,2	6,2	4,2								
23	4,2	10,3	8,7	27,6	6,0	7,3	4,6	4,6	4,7	4,5	3,2	4,4	3,2	7,3	4,4	11,4	8,7	7,8	6,3	4,9	5,9	4,2								
24	4,4	7,7	9,9	15,0	6,2	7,0	12,1	4,6	4,4	4,5	3,2	3,2	3,2	6,9	4,6	9,7	6,2	6,3	7,1	5,0	5,7	4,1								
25	4,4	10,2	8,4	9,3	4,5	6,3	7,8	4,6	4,4	4,2	3,2	3,2	3,2	5,0	5,3	10,8	6,1	9,4	8,5	5,1	5,2	4,1								
26	4,4	8,1	5,8	8,3	5,4	6,0	6,2	4,6	4,2	4,0	3,5	3,2	3,2	5,0	9,7	8,7	5,7	12,2	12,9	5,1	5,1	4,2								
27	4,4	6,7	9,0	7,8	7,7	5,6	5,9	4,6	4,1	3,9	3,5	3,2	6,3	4,4	20,1	7,3	5,7	7,3	10,9	5,1	5,1	4,1								
28	4,5	5,9	13,4	7,5	11,3	5,3	4,9	4,5	4,1	3,8	3,5	3,2	5,1	4,4	20,1	5,7	5,7	6,7	7,0	4,7	4,9	4,1								
29	6,3	5,0	20,4		6,9	5,9	4,8	4,5	4,1	3,8	3,1	5,9	4,4	4,3	20,1	7,3	5,7	6,5	6,0	5,1	4,9	4,4								
30	8,4	4,4	15,0		7,6	5,6	5,3	4,4	4,2	3,8	3,1	6,2	4,4	4,1	20,1		5,7	5,6	5,8	4,9	4,8	4,4								
31		4,1	11,6		6,3		4,5		4,4	3,8		5,1		4,1	20,1		5,7		6,4		4,8	4,1								
TOTAL	131,7	218,6	296,7	298,2	347,6	228,1	179,0	149,8	148,3	133,7	108,7	119,5	123,3	171,9	226,3	281,5	252,5	239,3	205,8	174,1	184,2	135,3								
MÉDIA	4,4	7,1	9,6	10,6	11,2	7,6	5,8	5,0	4,8	4,3	3,6	3,9	4,1	5,5	7,3	9,7	8,1	8,0	6,6	5,8	5,9	4,4								
DESVPAD	1,2	2,3	5,4	4,4	16,1	3,3	1,5	0,7	1,6	0,6	0,4	0,8	1,3	1,6	5,8	4,9	2,7	2,8	1,6	0,9	2,3	0,2								
MÉDIA VAZÃO JANEIRO A AGOSTO:										ANO	M³/s	%																		
										2003	7,36	100																		
										2004	6,98	94,9																		

CONTROLE DIÁRIO DE GERAÇÃO EM KWh								APÊNDICE = 3						
	2002		2003											
DIA	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1		9954	9422	17880	20680	20480	18080	13280	12080	10320	9320	5840	13520	11760
2		4956	9618	19480	15120	18800	13960	18440	12920	8120	9160	6520	12320	19320
3		0	8778	14080	18000	19960	22200	14720	12280	8480	9760	5960	14720	20560
4		0	8218	19560	15160	16960	24200	14320	11640	8560	9160	6240	12640	15680
5		0	9814	19600	15760	19400	18360	16480	11720	6120	8480	5320	12680	26880
6		3304	9772	27760	16520	28520	20440	21720	12280	11920	5600	8120	7840	14760
7		8834	9450	20280	19280	20800	19520	18240	13240	5400	7200	5640	7480	23640
8		8190	9674	15080	18720	32280	19480	19680	11280	11320	7840	4000	6640	18320
9		9982	8848	19040	28600	28200	17200	14920	12080	17520	7880	5520	10520	20680
10		9842	9772	19560	29000	23400	17880	24040	10240	13920	7280	2720	11400	12720
11		9492	9058	19280	32840	21360	17040	16640	10160	17800	10360	4240	8200	8800
12		9856	8246	18920	33240	20360	16160	17680	21760	15360	8480	10360	6800	9400
13		9688	7798	20280	33040	21360	17560	15240	19240	12760	9560	8080	5440	13720
14	224	9422	20230	20280	34000	19240	16840	13600	15560	11000	11440	12800	7680	14680
15	4802	9744	1880	17400	28640	20920	16920	17320	13920	9160	7760	9680	7640	10040
16	9170	4062	2720	20640	24720	17440	16760	13040	13880	11360	6840	6880	7760	12080
17	9128	4603	9800	23200	23800	17000	15640	14560	12280	10480	9640	6920	6920	9400
18	9184	9606	9080	20520	21320	11920	17080	14240	12680	10080	8120	6920	15920	10600
19	8512	9023	9560	160	23600	21040	15360	15920	13320	10200	9280	4840	24520	9040
20	8344	9617	9560	10480	15600	19280	14840	13400	11320	11280	9880	4280	17320	7800
21	9226	9741	9280	28840	22360	33440	17400	12520	8840	8760	7480	8120	13640	7240
22	8008	5020	9600	26760	20520	33200	16680	13720	9040	10280	8120	5400	9760	9200
23	4592	9526	9160	17920	23360	31400	14160	14440	10880	10000	7440	4480	8240	26840
24	5656	9785	9840	31200	21200	23760	15200	14000	12640	10240	7400	8240	8160	24320
25	5838	9315	10240	32680	16840	22120	27640	14240	9920	9640	7240	7680	9480	23280
26	9072	9748	26160	21440	21240	19920	23240	14240	12440	9480	7120	4440	8840	14080
27	9310	9664	44000	20280	17480	18760	18480	13760	10280	6480	7120	6840	11680	16240
28	9492	9844	29000	19360	23480	19040	19240	12000	8600	8280	5880	6440	21920	11200
29	9912	9886	9160		30320	18520	15080	12760	6400	9440	6880	7800	16240	11400
30	9898	9383	14440		23720	19280	16120	10600	10360	9280	5600	15600	14480	11280
31		9861	21480		24880		16360		13040	8240		21360		12880
TOTAL	130368	241948	373658	561960	713040	658160	555120	459760	376320	321280	243320	227280	340400	457840
MÉDIA	7669	7805	12053	20070	23001	21939	17907	15325	12139	10364	8111	7332	11347	14769
DESVPAD	2608,7	3256,8	8249,8	6225,3	5785,1	5244,6	3038,1	2901,2	2910,1	2837,2	1417,8	3688,3	4582,0	5783,7
MD/HORA	319,5	325,2	502,2	836,3	958,4	914,1	746,1	638,6	505,8	431,8	337,9	305,5	472,8	615,4
MD/h	JANEIRO A AGOSTO=			ANO	KWh	%								
				2003=	691,7	100,0								
				2004=	796,4	115,1								

CONTROLE DIÁRIO DE GERAÇÃO EM KWh

APÊNDICE = 3

2004								
DIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO
1	10640	9920	27680	14720	17440	20720	14800	14760
2	16880	9960	27480	15480	18200	21400	14560	14880
3	20640	13280	23280	17280	17800	21400	15320	14240
4	16400	31160	29400	17720	17640	22400	13800	13840
5	16560	32160	31960	12040	16800	24720	14480	11760
6	11880	32360	28120	18400	20240	21640	14280	13600
7	11400	31800	25000	12360	18640	19160	13960	13400
8	8600	34040	20480	20000	21360	19680	14920	13600
9	12720	26040	20440	18120	23000	18120	12840	12840
10	17760	21920	18440	19200	20760	15960	16520	12400
11	20840	23120	19840	22560	17720	19480	20880	14240
12	13880	18840	15920	19040	18360	18960	33600	12000
13	15600	21200	18120	20160	17040	18040	21800	12920
14	13560	17400	17520	18080	17600	20800	18240	12840
15	15720	26440	22560	19960	19080	13560	16000	12480
16	11640	34160	32840	33800	18480	14240	21880	11920
17	15400	33120	29000	28840	22840	16600	15200	11880
18	11200	26920	20960	22360	18880	13240	16920	11880
19	10520	22680	30080	21720	18400	16840	15840	12360
20	9280	17120	29680	21120	17640	5040	24800	12520
21	7360	21600	31920	25400	18240	7920	31920	11320
22	8080	31600	20640	28160	16840	15000	29240	11240
23	10160	22720	28760	21760	25440	17080	20760	11000
24	12920	24320	21400	20600	22680	15360	17400	10720
25	10840	25080	22040	18960	21160	15720	18400	12000
26	18880	25960	17760	26280	25920	15440	16240	10160
27	30160	27600	19400	31920	30160	16440	16560	12120
28	32240	11320	18600	23360	31920	16560	15480	11680
29	33320	25240	17760	21800	21400	14240	15480	10840
30	32720		19160	19440	19880	16680	14840	12680
31	32040		18000		18480		15080	11600
TOTAL	509840	699080	724240	630640	630040	512440	562040	385720
MÉDIA	16446	24106	23363	21021	20324	17081	18130	12443
DESVPAD	7790,5	7176,7	5221,1	5066,1	3738,9	4070,9	5281,9	1192,1
MD/h	685,3	1004,4	973,4	875,9	846,8	711,7	755,4	518,4
MD/h	JANEIRO / AGOSTO							
	2004=	796,43						

APÊNDICE= 4

CONTROLE DIÁRIO DE PLUVIOMETRIA

	2002			2003								2004										
	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	28	0	0	0	0	0	7,4	0	0
2	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40,5	23	7,5	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	7,6	0	0	4	0	0	0	5,1	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	5,4	0	0	0	0	0	45,3	0	25	39,2	0	0	7,7	0	0
5	8,4	10,7	0	0	0	22,4	0	14,1	0	0	0	0	0	2	0	1,5	0	1,3	0	0	0	0
6	0	0	0	0	4,2	0	2	9,6	0	0	0	0	2,2	8,3	0	1	0	1,5	5,6	0	0	0
7	0	0	0	0	39,1	20,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	5,9	0	0	0
8	0	15,7	0	0	12,5	0	0	0	0	17,2	0	0	3	1	4,3	0	0	0	0	0	0	0
9	0	7,9	0	0	99,5	0	0	0	0	11,7	3,9	0	0	10	0	0	0	0	0	0	11,5	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	5,7	0	3,5	11,5	0	18,3	23	0	0	0	0	4,1	0	0
11	18,7	0	0	0	0	3,8	0	0	29,8	0	3,8	10	0	0	0	0	0	0	0	0	35,6	0
12	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	11	0	7,3	0	0	0	0	0	2,7	0	0
13	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,7	0	0	20	1	2	4,9	0	0	0
15	20	29,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	28	15,4	1,3	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,7	0	0	0	0	0	0	3,5	9,8	0	0	0
17	0	18,2	0	0	0	0	0	0	0	0	5,5	0	52,5	0	2	0	0	3,4	0	0	4,8	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1	0	11,5	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4,2	0
20	0	0	0	0	0	65,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	11	17	0	0	37,4	0
21	0	4,4	0	0	17,6	5	0	0	0	0	0	0	0	10	1	1	0	0	0	0	0	0
22	0	31,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	21	8	0	0	0	17	0	0	0
23	0	1,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,5	0	0	0	0	0	0	0
24	0	2,8	0	0	0	0	31	0	0	0	0	0	4,2	9,5	0	0	0	6,1	0	0	0	0
25	0	23,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,6	16	0	8,5	11,5	0	0	0
26	17,5	2,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	57,3	0	0	7,8	15,1	2,3	0	0
27	8,9	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	11,1	17,2	0	12,7	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	17,2	0	0	0	0	0	0	11	7,5	0	25	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	76,3	0	0	0	0	0	0	0	33,6	0	0	22,8	0	0	0	0	0	0	0
30	21	0	0		0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0		0	0	0	0	0	0
31		0	229		0		0		0	0		0		0	21,3		0		2,5		0	0
TOTAL	96,5	157,5	229	76,3	220,1	122,5	53,7	29,1	35,5	28,9	24,4	99,2	162,9	160,7	262,0	132,5	99,2	96,5	73,6	29,3	93,5	0
MÉDIA	3,22	5,08	7,39	2,63	7,10	4,08	1,73	0,97	1,15	0,93	0,81	3,20	5,43	5,18	8,45	4,57	3,20	3,22	2,37	0,98	3,02	0,00
DESVP	6,80	9,14	41,13	14,17	19,23	12,90	6,58	3,17	5,42	3,68	1,96	7,06	11,46	10,32	14,55	8,67	8,78	6,74	4,72	2,20	9,23	0,00
MÉDIA	JANEIRO A AGOSTO =			2003		3,25																
				2004		3,23																

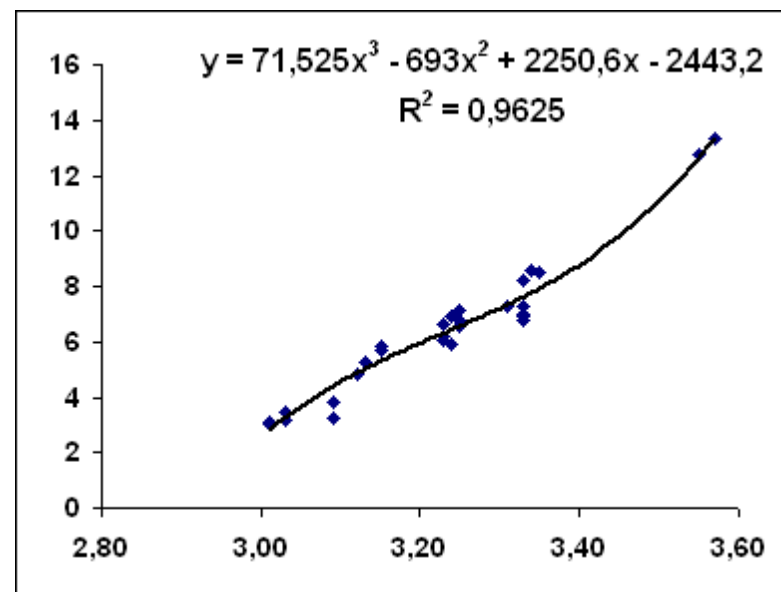
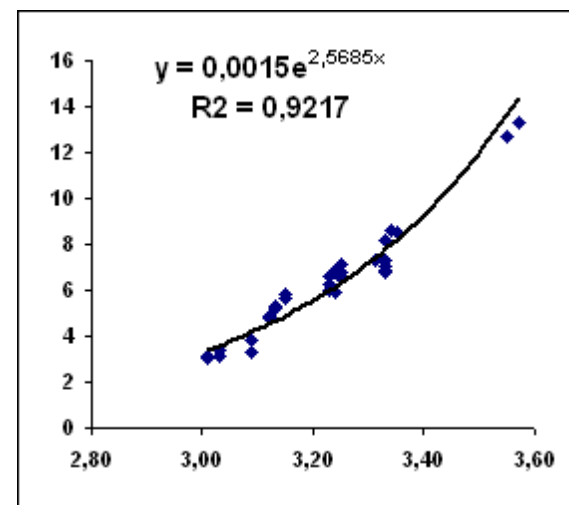
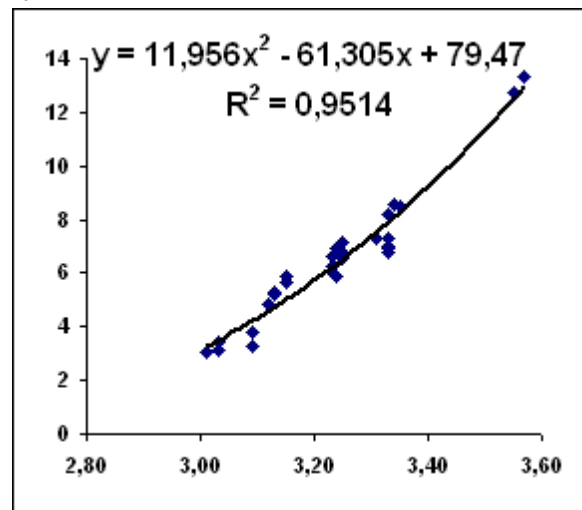
RESUMO DAS MEDIÇÕES DE VAZÃO

115

APÊNDICE = 6

COMPARAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE VAZÃO

COTA MÉDIA	VAZÃO M³/S
3,33	6,91
3,33	7,27
3,24	5,91
3,25	6,78
3,57	13,32
3,55	12,73
3,09	3,80
3,09	3,27
3,12	4,81
3,12	4,84
3,01	3,09
3,01	3,02
3,03	3,15
3,03	3,43
3,31	7,30
3,33	8,20
3,35	8,48
3,13	5,25
3,13	5,29
3,34	8,60
3,24	6,89
3,23	6,22
3,23	6,03
3,23	6,61
3,25	6,54
3,25	7,16
3,33	6,80
3,33	7,02
3,15	5,66
3,15	5,85
TOT	96,75
MD	3,23
DESV.	0,14
	2,43



APÊNDICE = 6

COMPARAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE VAZÃO: A) SEGUNDO GRAU

1- Equação utilizada pela empresa no estudo de vazão =

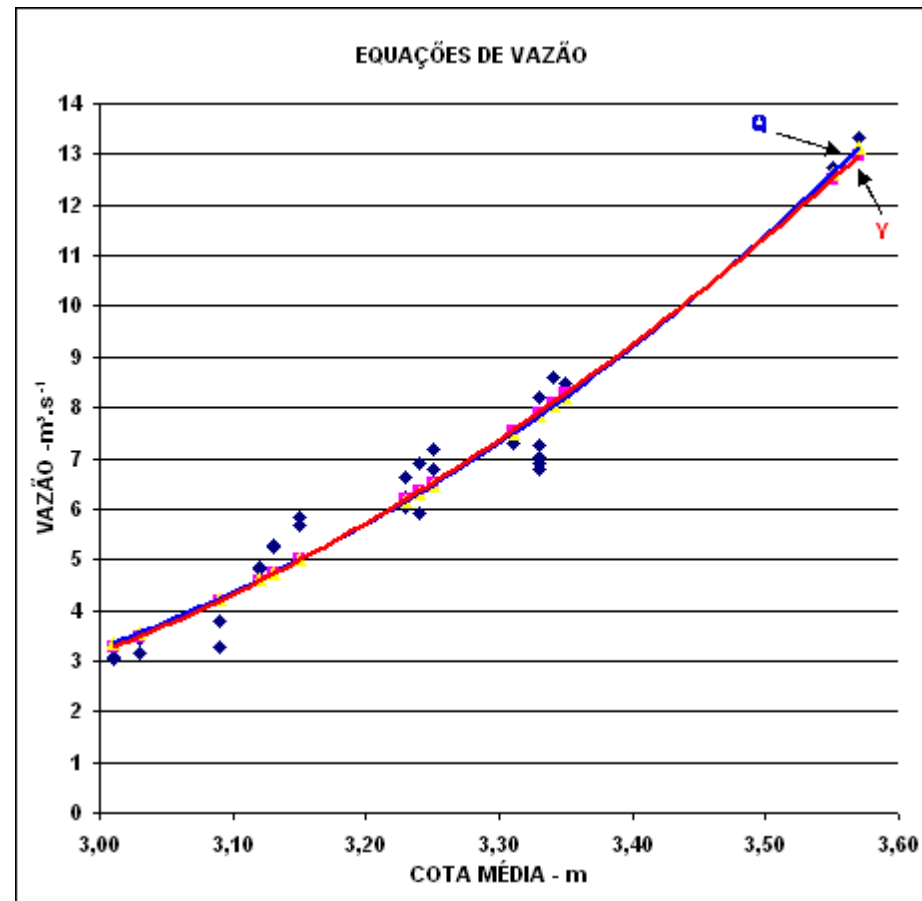
$$Q=3,1279(h-1,9880)^{3,1279}$$

2- Equação calculada através do programa Excel =

$$Y=11,956.X^2 - 61,305.X + 79,47$$

OBS. $R^2= 0,95$

COTA	VAZÃO		
MÉDIA	M³ /S	Y=	Q=
3,01	3,090	3,265	3,348
3,01	3,020	3,265	3,348
3,03	3,150	3,483	3,557
3,03	3,430	3,483	3,557
3,09	3,800	4,195	4,238
3,09	3,270	4,195	4,238
3,12	4,810	4,583	4,610
3,12	4,840	4,583	4,610
3,13	5,250	4,717	4,738
3,13	5,290	4,717	4,738
3,15	5,660	4,993	5,003
3,15	5,850	4,993	5,003
3,23	6,220	6,191	6,161
3,23	6,030	6,191	6,161
3,23	6,610	6,191	6,161
3,24	5,910	6,351	6,318
3,24	6,890	6,351	6,318
3,25	6,780	6,514	6,477
3,25	6,540	6,514	6,477
3,25	7,160	6,514	6,477
3,31	7,300	7,542	7,489
3,33	6,910	7,903	7,850
3,33	7,270	7,903	7,850
3,33	8,200	7,903	7,850
3,33	6,800	7,903	7,850
3,33	7,020	7,903	7,850
3,34	8,600	8,088	8,034
3,35	8,480	8,274	8,221
3,55	12,730	12,513	12,620
3,57	13,320	12,989	13,133
MÉDIA	6,341	6,340	6,343
DESVPAD	2,4265135	2,3668346	2,3618718



APÊNDICE = 6

COMPARAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE VAZÃO: B) TERCEIRO GRAU

1- Equação utilizada pela empresa no estudo de vazão =

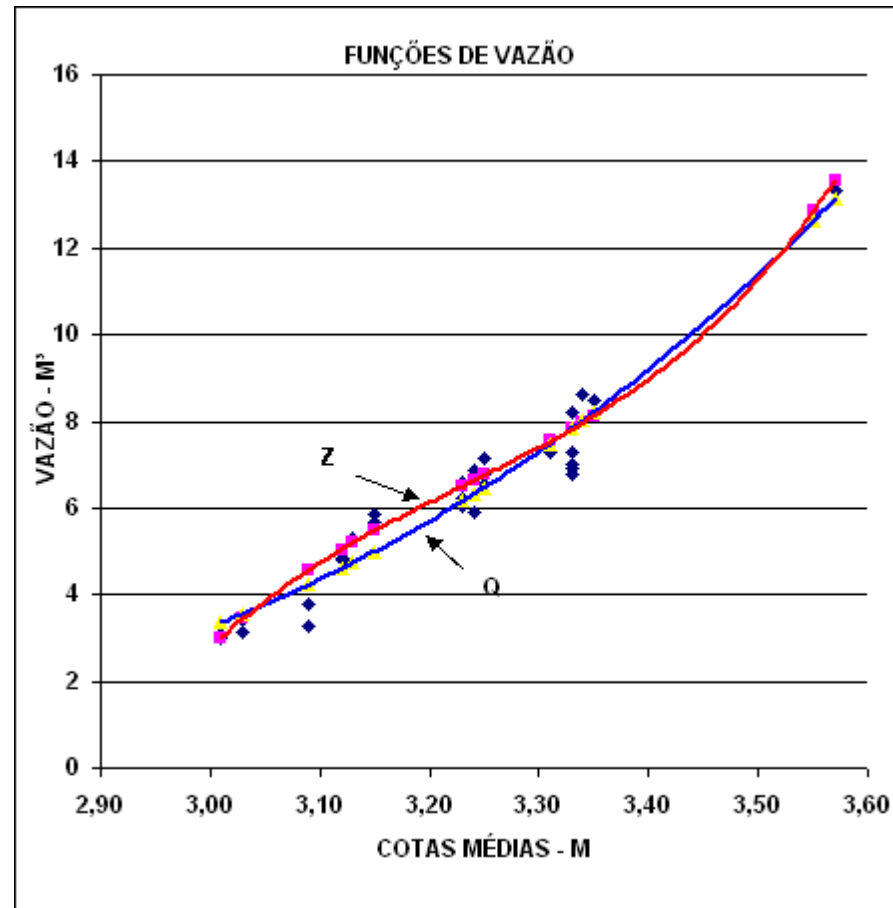
$$Q=3,1279(h-1,9880)^3,1279$$

OBS. $R^2= 0,96$

2- Equação calculada através do programa Excel =

$$Z=71,525.X^3 - 693.X^2 + 2250,6.X - 2443,2$$

COTA	VAZÃO		
MÉDIA	M³ /S	Z=	Q=
3,01	3,090	3,008	3,348
3,01	3,020	3,008	3,348
3,03	3,150	3,446	3,557
3,03	3,430	3,446	3,557
3,09	3,800	4,568	4,238
3,09	3,270	4,568	4,238
3,12	4,810	5,042	4,610
3,12	4,840	5,042	4,610
3,13	5,250	5,190	4,738
3,13	5,290	5,190	4,738
3,15	5,660	5,474	5,003
3,15	5,850	5,474	5,003
3,23	6,220	6,507	6,161
3,23	6,030	6,507	6,161
3,23	6,610	6,507	6,161
3,24	5,910	6,632	6,318
3,24	6,890	6,632	6,318
3,25	6,780	6,757	6,477
3,25	6,540	6,757	6,477
3,25	7,160	6,757	6,477
3,31	7,300	7,541	7,489
3,33	6,910	7,825	7,850
3,33	7,270	7,825	7,850
3,33	8,200	7,825	7,850
3,33	6,800	7,825	7,850
3,33	7,020	7,825	7,850
3,34	8,600	7,974	8,034
3,35	8,480	8,127	8,221
3,55	12,730	12,846	12,620
3,57	13,320	13,563	13,133
MÉDIA	6,341	6,523	6,343
DESV.PAD	2,4265135	2,3878468	2,3618718



APÊNDICE = 6

COMPARAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE VAZÃO: C) EXPONENCIAL

1- Equação utilizada pela empresa no estudo de vazão =

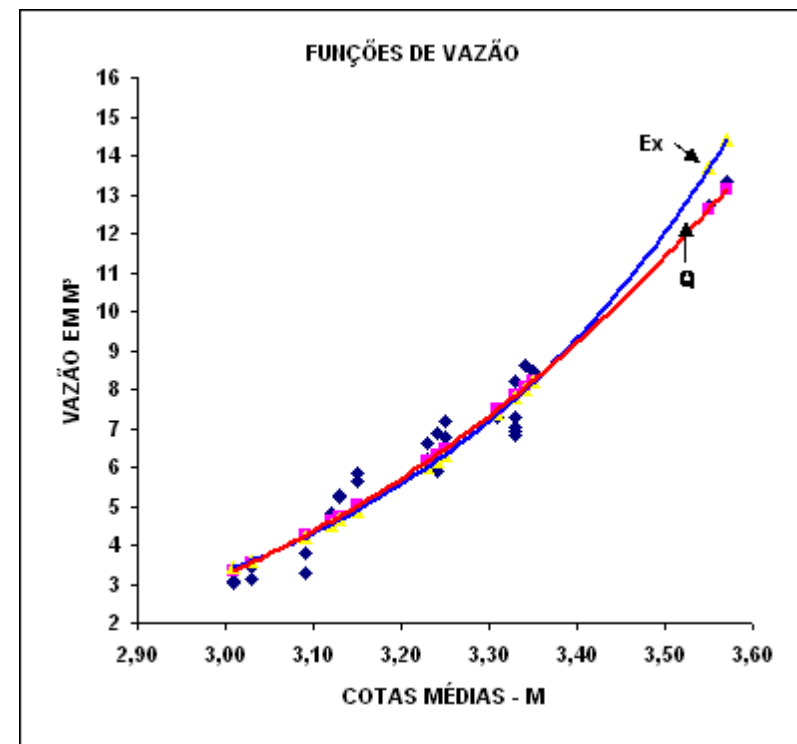
2- Equação calculada através do programa Excel =

$$Q=3,1279(h-1,9880)^{3,1279}$$

$$Ex=0,0015.E^{2,5685.X}$$

OBS. $R^2= 0,9217$

COTA MÉDIA	VAZÃO M³ /S	Q=	Ex=	2,5685*X
3,01	3,090	3,348	3,417	7,731
3,01	3,020	3,348	3,417	7,731
3,03	3,150	3,557	3,598	7,783
3,03	3,430	3,557	3,598	7,783
3,09	3,800	4,238	4,197	7,937
3,09	3,270	4,238	4,197	7,937
3,12	4,810	4,610	4,533	8,014
3,12	4,840	4,610	4,533	8,014
3,13	5,250	4,738	4,651	8,039
3,13	5,290	4,738	4,651	8,039
3,15	5,660	5,003	4,896	8,091
3,15	5,850	5,003	4,896	8,091
3,23	6,220	6,161	6,013	8,296
3,23	6,030	6,161	6,013	8,296
3,23	6,610	6,161	6,013	8,296
3,24	5,910	6,318	6,170	8,322
3,24	6,890	6,318	6,170	8,322
3,25	6,780	6,477	6,330	8,348
3,25	6,540	6,477	6,330	8,348
3,25	7,160	6,477	6,330	8,348
3,31	7,300	7,489	7,385	8,502
3,33	6,910	7,850	7,774	8,553
3,33	7,270	7,850	7,774	8,553
3,33	8,200	7,850	7,774	8,553
3,33	6,800	7,850	7,774	8,553
3,33	7,020	7,850	7,774	8,553
3,34	8,600	8,034	7,977	8,579
3,35	8,480	8,221	8,184	8,604
3,55	12,730	12,620	13,679	9,118
3,57	13,320	13,133	14,400	9,170
MÉDIA	6,341	6,343	6,348	



DESV.PAD 2,4265135 2,3618718 2,588958

APÊNDICE - 7

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO - PCH
FINANCIAMENTO= R\$ 1.932.000,00

CÁLCULO PELO LUCRO REAL

ITENS / ANOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PRODUÇÃO MENSAL MWh	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206
PREÇO/MWh R\$	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73
(+)RECEITA DE VENDA	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81
(-) OPER. E MANUTENÇÃO											
MÃO DE OBRA	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00
DESPESAS ADMINISTR.	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00
OUTRAS DESPESAS	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48
(-) DEPRECIAÇÃO	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(-) DESP.FINANCEIRA	262752,00	236476,80	210201,60	183926,40	157651,20	131376,00	105100,80	78825,60	52550,40	26275,20	
(-) IMPOSTOS E TAXAS											
.Fiscaliz. ANEEL	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00
.PIS = 1,65%	1736,56	2170,10	2603,64	3037,18	3470,72	3904,26	4337,80	4771,34	5204,88	5638,43	6071,97
.COFINS = 7,6%	7998,69	9995,61	11992,52	13989,44	15986,35	17983,27	19980,19	21977,10	23974,02	25970,93	27967,85
.CPMF = 0,38% S/ RECEITA	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65
(-)Seguros											
TOTAL DE DESPESAS	472394,98	448550,24	424705,50	400860,75	377016,01	353171,26	329326,52	305481,78	281637,03	257792,29	233947,54
(=) Result. Oper. Bruto	64881,83	88726,57	112571,32	136416,06	160260,80	184105,55	207950,29	231795,04	255639,78	279484,52	303329,27
(-)Prov. p/ Imp.Renda 15%	9732,27	13308,99	16885,70	20462,41	24039,12	27615,83	31192,54	34769,26	38345,97	41922,68	45499,39
(=) Resul. Oper. Líquido	55149,55	75417,59	95685,62	115953,65	136221,68	156489,72	176757,75	197025,78	217293,81	237561,84	257829,88
(+) Depreciação	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(+) Subsídio da C.C.C											
(-)Contribuição Social 9%	5839,36	7985,39	10131,42	12277,45	14423,47	16569,50	18715,53	20861,55	23007,58	25153,61	27299,63
(-) Investimentos Fixos											
(-) Amortização	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00
(+) Valor residual empreend.											
(=) Fluxo de Caixa do Empreendim.	-66302,21	-48180,21	-30058,20	-11936,19	6185,81	24307,82	42429,82	60551,83	78673,83	96795,84	308117,84

Fonte: Diretrizes para Projetos de PCH

ELETROBRÁS - (2003)

Bases de cálculo pelo Lucro Real

a) PIS e COFINS: Receita de Venda - mão de obra - depreciação - despesas financeiras - (0,5 (Despesas Administrativas + outras despesas)

b) IMPOSTO DE RENDA e CONTRIBUIÇÃO SOCIAL: Resultado Operacional Bruto

APÊNDICE 8

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO - PCH
FINANCIAMENTO= R\$ 1.932.000,00

CÁLCULO PELO LUCRO REAL

ITENS / ANOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PRODUÇÃO MENSAL MWh	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206
PREÇO/MWh R\$	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95
(+)RECEITA DE VENDA	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67
(-) OPER. E MANUTENÇÃO											
MÃO DE OBRA	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00
DESPESAS ADMINISTR.	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00
OUTRAS DESPESAS	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48
(-) DEPRECIAÇÃO	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(-) DESP.FINANCEIRA	262752,00	236476,80	210201,60	183926,40	157651,20	131376,00	105100,80	78825,60	52550,40	26275,20	
(-) IMPOSTOS E TAXAS											
.Fiscaliz. ANEEL	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00
.PIS = 1,65%	4005,17	4438,71	4872,26	5305,80	5739,34	6172,88	6606,42	7039,96	7473,50	7907,04	8340,58
.COFINS = 7,6%	18448,07	20444,99	22441,91	24438,82	26435,74	28432,65	30429,57	32426,48	34423,40	36420,31	38417,23
.CPMF = 0,38% S/ RECEITA	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12
(-)Seguros											
TOTAL DE DESPESAS	485635,45	461790,71	437945,96	414101,22	390256,47	366411,73	342566,99	318722,24	294877,50	271032,75	247188,01
(=) Result. Oper. Bruto	189133,22	212977,96	236822,71	260667,45	284512,19	308356,94	332201,68	356046,43	379891,17	403735,91	427580,66
(-)Prov. p/ Imp.Renda 15%	28369,98	31946,69	35523,41	39100,12	42676,83	46253,54	49830,25	53406,96	56983,68	60560,39	64137,10
(=) Resul. Oper. Líquido	160763,23	181031,27	201299,30	221567,33	241835,36	262103,40	282371,43	302639,46	322907,49	343175,53	363443,56
(+) Depreciação	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(+) Subsídio da C.C.C											
(-)Contribuição Social 9%	17021,99	19168,02	21314,04	23460,07	25606,10	27752,12	29898,15	32044,18	34190,21	36336,23	38482,26
(-) Investimentos Fixos											
(-) Amortização	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00
(+) Valor residual empreend.											
(=) Fluxo de Caixa do Empreendim.	28128,85	46250,85	64372,86	82494,86	100616,87	118738,87	136860,88	154982,88	173104,89	191226,89	402548,90

Fonte: Diretrizes para Projetos de PCH

ELETROBRÁS - (2003)

Bases de cálculo pelo Lucro Real

a) PIS e COFINS: Receita de Venda - mão de obra - depreciação - despesas financeiras - (0,5 (Despesas Administrativas + outras despesas)

b) IMPOSTO DE RENDA e CONTRIBUIÇÃO SOCIAL: Resultado Operacional Bruto

APÊNDICE - 9

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO - PCH		CÁLCULO PELO LUCRO PRESUMIDO									
FINANCIAMENTO= R\$ 1.932.000,00											
ITENS / ANOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PRODUÇÃO MENSAL MWh	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206
PREÇO/MWh R\$	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73	90,73
(+)RECEITA DE VENDA	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81	537276,81
(-) OPER. E MANUTENÇÃO											
MÃO DE OBRA	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00
DESPESAS ADMINISTR.	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00
OUTRAS DESPESAS	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48
(-) DEPRECIAÇÃO	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(-) DESP.FINANCEIRA	262752,00	236476,80	210201,60	183926,40	157651,20	131376,00	105100,80	78825,60	52550,40	26275,20	
(-) IMPOSTOS E TAXAS											
.Fiscaliz. ANEEL	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00
.PIS = 0,65%S/ RECEITA	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30	3492,30
.COFINS = 3% S/ RECEITA	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30	16118,30
.CPMF = 0,38% S/ RECEITA	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65	2041,65
(-)Seguros											
TOTAL DE DESPESAS	482270,34	455995,14	429719,94	403444,74	377169,54	350894,34	324619,14	298343,94	272068,74	245793,54	219518,34
(=) Result. Oper. Bruto	55006,48	81281,68	107556,88	133832,08	160107,28	186382,48	212657,68	238932,88	265208,08	291483,28	317758,48
(-)Prov. p/ Imp.Renda 1,2%	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32	6447,32
(=) Resul. Oper. Líquido	48559,15	74834,35	101109,55	127384,75	153659,95	179935,15	206210,35	232485,55	258760,75	285035,95	311311,15
(+) Depreciação	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(+) Subsídio da C.C.C											
(-)Contribuição Social 1,08%	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59	5802,59
(-) Investimentos Fixos											
(-) Amortização	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	
(+) Valor residual empreend.											
(=) Fluxo de Caixa do Empr.	-72855,84	-46580,64	-20305,44	5969,76	32244,96	58520,16	84795,36	111070,56	137345,76	163620,96	383096,16

Fonte: Diretrizes para Projetos de PCH

ELETROBRÁS - (2003)

Base de cálculo pelo lucro presumido:

IMPOSTO DE RENDA, PIS, COFINS, CPMF e CONTRIBUIÇÃO SOCIAL = Receita de Venda

APÊNDICE - 10

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO - PCH

FINANCIAMENTO= R\$ 1.932.000,00

CÁLCULO PELO LUCRO PRESUMIDO

ITENS / ANOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PRODUÇÃO MENSAL MWh	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206	5921,6206
PREÇO/MWh R\$	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95	113,95
(+)RECEITA DE VENDA	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67	674768,67
(-) OPER. E MANUTENÇÃO											
MÃO DE OBRA	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00	65720,00
DESPESAS ADMINISTR.	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00	32616,00
OUTRAS DESPESAS	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48	19326,48
(-) DEPRECIACÃO	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(-) DESP.FINANCEIRA	262752,00	236476,80	210201,60	183926,40	157651,20	131376,00	105100,80	78825,60	52550,40	26275,20	
(-) IMPOSTOS E TAXAS											
.Fiscaliz. ANEEL	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00	2616,00
.PIS = 0,65%S/ RECEITA	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00	4386,00
.COFINS = 3% S/ RECEITA	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06	20243,06
.CPMF = 0,38% S/ RECEITA	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12	2564,12
(-)Seguros											
TOTAL DE DESPESAS	487811,26	461536,06	435260,86	408985,66	382710,46	356435,26	330160,06	303884,86	277609,66	251334,46	225059,26
(=) Result. Oper. Bruto	186957,41	213232,61	239507,81	265783,01	292058,21	318333,41	344608,61	370883,81	397159,01	423434,21	449709,41
(-)Prov. p/ Imp.Renda 1,2%	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22	8097,22
(=) Resul. Oper. Líquido	178860,19	205135,39	231410,59	257685,79	283960,99	310236,19	336511,39	362786,59	389061,79	415336,99	441612,19
(+) Depreciação	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60	77587,60
(+) Subsídio da C.C.C											
(-)Contribuição Social 1,08%	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50	7287,50
(-) Investimentos Fixos											
(-) Amortização	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00	193200,00
(+) Valor residual emprend.											
(=) Fluxo de Caixa do Empr.	55960,28	82235,48	108510,68	134785,88	161061,08	187336,28	213611,48	239886,68	266161,88	292437,08	511912,28

Fonte: Diretrizes para Projetos de PCH

ELETROBRÁS - (2003)

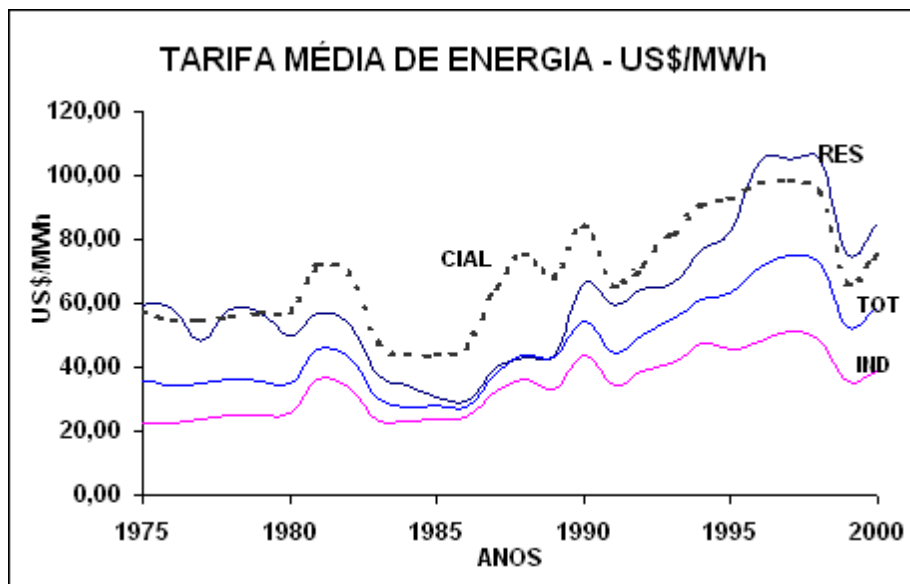
Base de cálculo pelo lucro presumido:

IMPOSTO DE RENDA, PIS, COFINS, CPMF e CONTRIBUIÇÃO SOCIAL = Receita de Venda

APÊNDICE = 11

TARIFA MÉDIA DE ENERGIA NO BRASIL - US\$/MWh

ANO	RESID.	INDUSTR.	COMERC.	TOTAL	res./ind
1974	53,04	19,2	50,1	31,2	2,7625
1975	59,08	22,81	56,62	35,87	2,5901
1976	58,11	22,22	54,36	34,55	2,6152
1977	48,24	23,47	54,46	34,93	2,0554
1978	58,13	25,1	55,91	36,17	2,3159
1979	56,94	25	56,94	35,82	2,2776
1980	50,29	25,33	57,31	34,76	1,9854
1981	56,97	35,95	71,91	45,49	1,5847
1982	53,63	33,82	69,46	43,11	1,5857
1983	37,35	23,17	47,66	29,82	1,6120
1984	34,09	23,18	43,44	27,63	1,4707
1985	30,64	23,52	43,55	27,9	1,3027
1986	29,30	24,68	46,14	27,5	1,1872
1987	40,01	32,32	65,24	37,95	1,2379
1988	43,30	36,55	75,16	43,8	1,1847
1989	43,53	32,97	68,38	42,91	1,3203
1990	66,05	43,51	84,16	54,21	1,5180
1991	59,10	34,23	65,56	44,28	1,7266
1992	64,11	38,68	71,89	49,79	1,6574
1993	66,18	41,43	81,61	54,75	1,5974
1994	76,98	47,3	90,77	61,2	1,6275
1995	82,40	45,85	92,75	63,38	1,7972
1996	104,31	48,22	97,45	71,16	2,1632
1997	104,89	51,11	98,16	74,89	2,0522
1998	104,75	48,14	94,97	72,78	2,1759
1999	75,00	35,37	65,96	52,8	2,1204
2000	85,06	38,9	75,29	59,05	2,1866



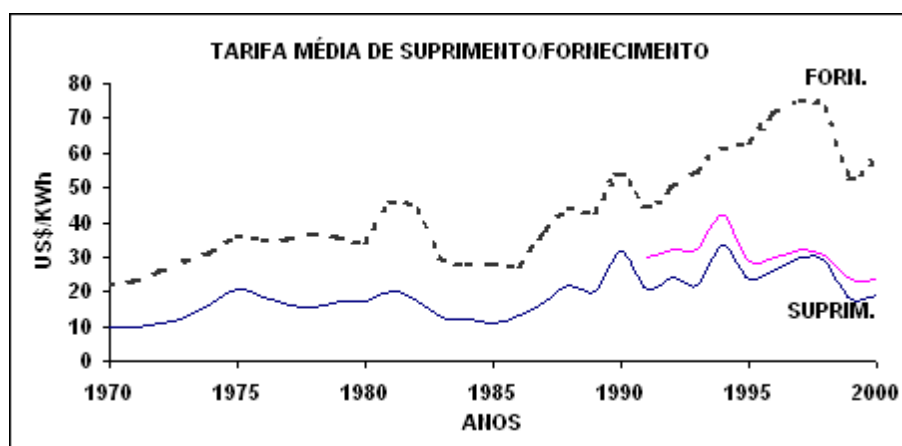
Fonte: CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.

www.eletrobras.gov.br

**TARIFA MÉDIA DE
SUPRIMENTO/FORNECIMENTO**

US\$/MWh

ANO	SUPRIM.	SUPR.TOT	FORNEC.	ANO
1970	10,04		21,92	-814,66857
1971	9,94		23,04	-813,67143
1972	10,88		26,06	-810,08286
1973	12,75		28,82	-806,69571
1974	16,95		31,2	-803,46429
1975	20,68		35,87	-797,35571
1976	18,53		34,55	-799,78857
1977	16,35		34,93	-800,04
1978	15,5		36,17	-798,99571
1979	17,04		35,82	-799,65429
1980	17,4		34,76	-801,39429
1981	20,24		45,49	-787,62143
1982	17,46		43,11	-791,50714
1983	12,94		29,82	-809,66857
1984	12,09		27,63	-813,03429
1985	11,11		27,9	-813,25571
1986	13,51		27,5	-813,85571
1987	17,16		37,95	-800,32714
1988	21,82		43,8	-792,56857
1989	20,21		42,91	-794,37143
1990	31,59		54,21	-778,64571
1991	20,92	29,66	44,28	-936,39
1992	24,3	32,38	49,79	-930,02
1993	22,08	32,4	54,75	-925,55
1994	33,36	42,28	61,2	-914,66
1995	23,37	28,83	63,37	-919,715
1996	26,66	30,07	71,16	-911,805
1997	30,14	32,43	74,89	-907,395
1998	28,74	30,46	72,78	-910,99
1999	17,99	23,58	52,8	-934,91
2000	18,98	23,46	59,05	-929,22

**APÊNDICE=12
TARIFA MÉDIA DE
SUPRIMENTO/FORNECIMENTO**


Fonte: CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.

www.eletrobrás.gov.br

Valores em US\$/MWh convertidos pelo dólar médio anual.

APÊNDICE= 13
EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL- US\$

ANO	RESID.	US\$ 30/6	US\$/MWh	ANO	INDUSTR	US\$ 30/6	US\$/MWh
1995	76,26	0,9210	82,801	1995	43,59	0,9210	47,32899
1996	106,63	1,0091	105,668	1996	50,45	1,0091	49,995045
1997	119,80	1,0822	110,700	1997	54,61	1,0822	50,462022
1998	126,18	1,1649	108,318	1998	56,54	1,1649	48,536355
1999	138,93	1,7695	78,514	1999	63,11	1,7695	35,665442
2000	158,87	1,8000	88,261	2000	71,03	1,8000	39,461111
2001	179,78	2,3049	77,999	2001	82,18	2,3049	35,654475
2002	209,74	2,8444	73,738	2002	95,77	2,8444	33,669667
2003	239,30	2,8720	83,322	2003	111,86	2,8720	38,948468
2004	262,33	3,1075	84,418	2004	123,43	3,1075	39,720032

ANO	COMERC.	US\$ 30/6	US\$/MWh	ANO	TOTAL	US\$ 30/6	US\$/MWh
1995	85,44	0,921	92,76873	1995	59,58	0,921	64,690554
1996	99,62	1,0091	98,721633	1996	74,47	1,0091	73,798434
1997	107,99	1,0822	99,78747	1997	82,16	1,0822	75,919423
1998	111,6	1,1649	95,802215	1998	86,57	1,1649	74,315392
1999	121,7	1,7695	68,776491	1999	95,86	1,7695	54,173495
2000	136,76	1,8	75,977778	2000	108,5	1,8	60,277778
2001	156,17	2,3049	67,755651	2001	122,88	2,3049	53,312508
2002	185,6	2,8444	65,25102	2002	143,05	2,8444	50,291801
2003	210,3	2,872	73,224234	2003	167,15	2,872	58,199861
2004	227,61	3,1075	73,245374	2004	186,01	3,1075	59,858407

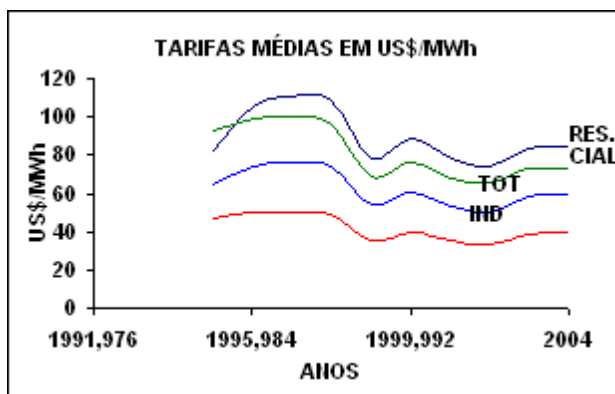
Fonte: www.aneel.com.br e

www.bcb.gov.br

TARIFAS MÉDIA EM US\$/MWh

ANO	RESID.	INDUSTR.	COMERC.	TOTAL
1995	82,801303	47,32899	92,76873	64,690554
1996	105,66842	49,995045	98,721633	73,798434
1997	110,70043	50,462022	99,78747	75,919423
1998	108,31831	48,536355	95,802215	74,315392
1999	78,513704	35,665442	68,776491	54,173495
2000	88,261111	39,461111	75,977778	60,277778
2001	77,999046	35,654475	67,755651	53,312508
2002	73,737871	33,669667	65,25102	50,291801
2003	83,321727	38,948468	73,224234	58,199861
2004	84,418343	39,720032	73,245374	59,858407

Taxa de câmbio: Média ponderada dos negócios realizados no mercado interbancário de câmbio com liquidação em dois dias úteis, calculada pelo Banco Central do Brasil, conforme comunicado 6815/099. Obtida em www.bcb.gov.br em 10.08.04.



APÊNDICE=13

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL- RESIDENCIAL E INDUSTRIAL

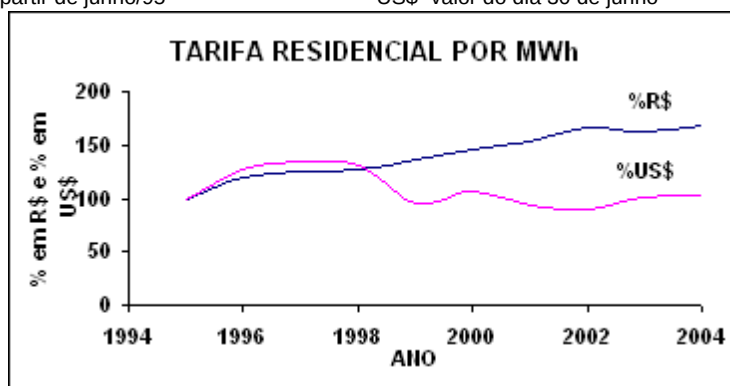
R\$						US\$/MWh		
ANO	RESID.	IPCA- ACUM	DEFL.	TAR.REAL	%	ANO	RESID.	%
1995	76,26		1,000000	76,26	100,00	1995	82,80	100,0000
1996	106,63	16,9684	1,169684	91,16	119,54	1996	105,67	127,6169
1997	119,80	7,3167	1,255266	95,44	125,15	1997	110,70	133,6941
1998	126,18	3,8440	1,303519	96,80	126,93	1998	108,32	130,8172
1999	138,93	2,9446	1,341902	103,53	135,76	1999	78,51	94,8218
2000	158,87	6,6801	1,431543	110,98	145,53	2000	88,26	106,5939
2001	179,78	7,2479	1,535299	117,10	153,55	2001	78,00	94,2003
2002	209,74	7,6514	1,652771	126,90	166,41	2002	73,74	89,0540
2003	239,30	17,1160	1,935659	123,63	162,11	2003	83,32	100,6285
2004	262,33	5,3630	2,039469	128,63	168,67	2004	84,42	101,9529

IPCA: acumulado nos últimos 12 meses a partir de junho/95

US\$- valor do dia 30 de junho

TARIFA RESIDENCIAL POR MWh

ANO	% EM R\$	% EM US\$
1995	100	100
1996	119,54022	127,61685
1997	125,14807	133,69406
1998	126,93356	130,81716
1999	135,76205	94,821822
2000	145,52608	106,59387
2001	153,5506	94,200263
2002	166,40705	89,053998
2003	162,11266	100,62852
2004	168,66853	101,95292



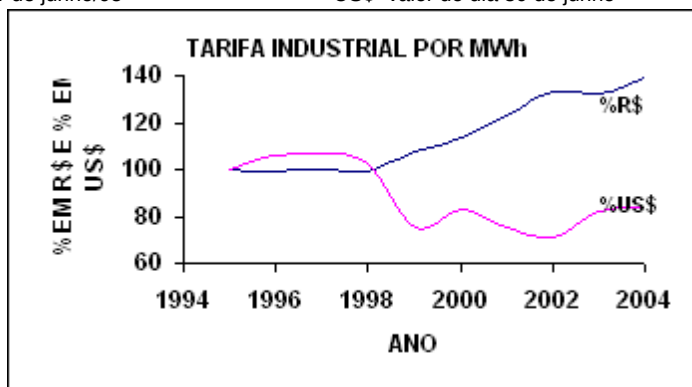
						US\$/KWh		
ANO	INDISTR.	IPCA- ACUM	DEFL.	TAR.REAL	%	ANO	INDISTR.	%
1995	43,59		1,000000	43,59	100,00	1995	47,33	100,0000
1996	50,45	16,9684	1,169684	43,13	98,95	1996	50,00	105,6330
1997	54,61	7,3167	1,255266	43,50	99,80	1997	50,46	106,6197
1998	56,54	3,8440	1,303519	43,37	99,51	1998	48,54	102,5510
1999	63,11	2,9446	1,341902	47,03	107,89	1999	35,67	75,3564
2000	71,03	6,6801	1,431543	49,62	113,83	2000	39,46	83,3762
2001	82,18	7,2479	1,535299	53,53	122,80	2001	35,65	75,3333
2002	95,77	7,6514	1,652771	57,95	132,93	2002	33,67	71,1396
2003	111,86	17,1160	1,935659	57,79	132,57	2003	38,95	82,2930
2004	123,43	5,3630	2,039469	60,52	138,84	2004	39,72	83,9233

IPCA: acumulado nos últimos 12 meses a partir de junho/95

US\$- valor do dia 30 de junho

TARIFA INDUSTRIAL POR KWh

ANO	% EM R\$	% EM US\$
1995	100	100
1996	98,95	105,63303
1997	99,80	106,61969
1998	99,51	102,551
1999	107,89	75,35644
2000	113,83	83,376195
2001	122,80	75,333268
2002	132,93	71,139626
2003	132,57	82,293047
2004	138,84	83,923261



APÊNDICE = 13

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL- COMERCIAL E TOTAL

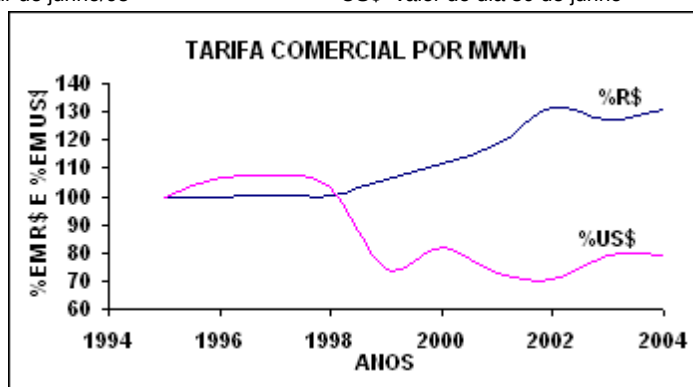
							US\$/KWh	
ANO	COMERC.	IPCA- ACUM	DEFL.	TAR.REAL	%	ANO	COMERC.	%
1995	85,44		1,000000	85,44	100,00	1995	92,76873	100,0000
1996	99,62	16,9684	1,169684	85,17	99,68	1996	98,721633	106,4169
1997	107,99	7,3167	1,255266	86,03	100,69	1997	99,78747	107,5658
1998	111,6	3,8440	1,303519	85,61	100,20	1998	95,802215	103,2699
1999	121,7	2,9446	1,341902	90,69	106,15	1999	68,776491	74,1376
2000	136,76	6,6801	1,431543	95,53	111,81	2000	75,977778	81,9002
2001	156,17	7,2479	1,535299	101,72	119,05	2001	67,755651	73,0372
2002	185,6	7,6514	1,652771	112,30	131,43	2002	65,25102	70,3373
2003	210,3	17,1160	1,935659	108,65	127,16	2003	73,224234	78,9320
2004	227,61	5,3630	2,039469	111,60	130,62	2004	73,245374	78,9548

IPCA: acumulado nos últimos 12 meses a partir de junho/95

US\$- valor do dia 30 de junho

TARIFA COMERCIAL POR KWh

ANO	% EM R\$	% EM US\$
1995	100	100
1996	99,68	106,41693
1997	100,69	107,56585
1998	100,20	103,26994
1999	106,15	74,137579
2000	111,81	81,900203
2001	119,05	73,037166
2002	131,43	70,3373
2003	127,16	78,932022
2004	130,62	78,95481



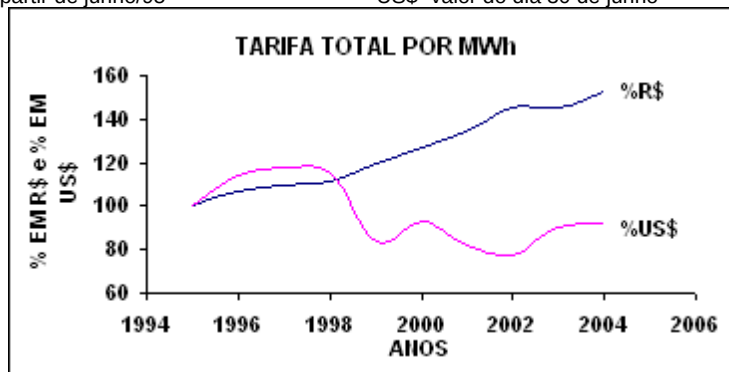
ANO	TOTAL	IPCA- ACUM	DEFL.	TAR.REAL	%	US\$/KWh		
						ANO	TOTAL	%
1995	59,58		1,000000	59,58	100,00	1995	64,690554	100,0000
1996	74,47	16,9684	1,169684	63,67	106,86	1996	73,798434	114,0792
1997	82,16	7,3167	1,255266	65,45	109,86	1997	75,919423	117,3578
1998	86,57	3,8440	1,303519	66,41	111,47	1998	74,315392	114,8783
1999	95,86	2,9446	1,341902	71,44	119,90	1999	54,173495	83,7425
2000	108,5	6,6801	1,431543	75,79	127,21	2000	60,277778	93,1786
2001	122,88	7,2479	1,535299	80,04	134,33	2001	53,312508	82,4116
2002	143,05	7,6514	1,652771	86,55	145,27	2002	50,291801	77,7421
2003	167,15	17,1160	1,935659	86,35	144,94	2003	58,199861	89,9666
2004	186,01	5,3630	2,039469	91,21	153,08	2004	59,858407	92,5304

IPCA: acumulado nos últimos 12 meses a partir de junho/95

US\$- valor do dia 30 de junho

TARIFA TOTAL POR KWh

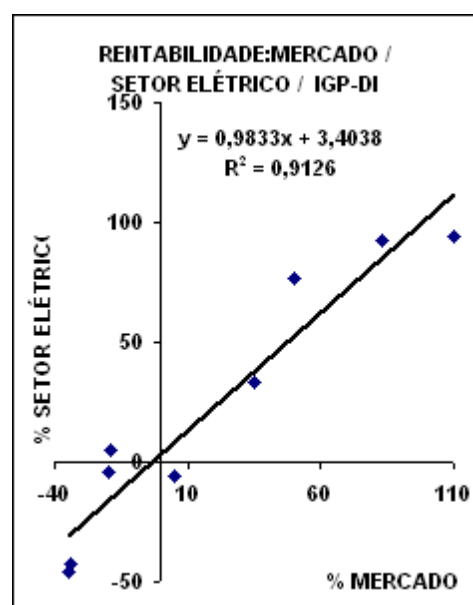
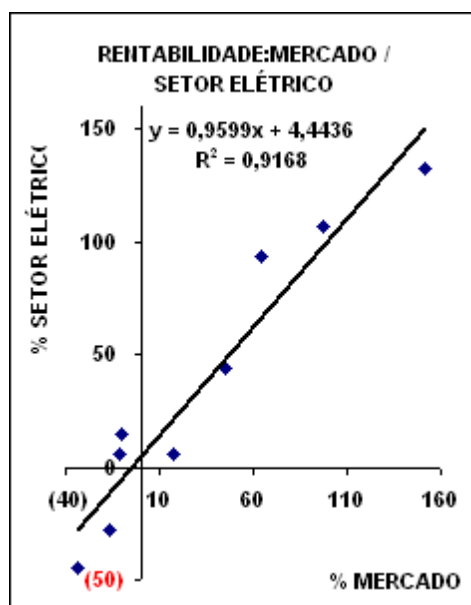
ANO	% EM R\$	% EM US\$
1995	100	100
1996	106,86	114,07915
1997	109,86	117,35782
1998	111,47	114,87827
1999	119,90	83,742513
2000	127,21	93,178639
2001	134,33	82,411581
2002	145,27	77,74211
2003	144,94	89,966552
2004	153,08	92,530367



APÊNDICE = 14

CUSTO DE CAPITAL

ANO	Rm	IEE	IGP-DI	RM/IGP	IEE/IGP
1996	63,75	93,20	9,33	49,78	76,71
1997	44,83	43,73	7,48	34,75	33,72
1998	(33,46)	(44,61)	1,71	-34,58	-45,54
1999	151,92	132,57	19,99	109,95	93,82
2000	(10,72)	15,10	9,80	-18,69	4,83
2001	(11,02)	5,87	10,40	-19,40	-4,11
2002	(17,00)	(27,44)	26,41	-34,34	-42,60
2003	97,33	107,22	7,76	83,12	92,30
2004	17,80	5,64	12,14	5,05	-5,80



ANO	RM	ÍNDICE	ACUMUL.	ANO	IEE	ÍNDICE	ACUMUL.
1996	63,75	1,6375	1,63750	1996	93,20	1,9320	1,9320
1997	44,83	1,4483	2,37159	1997	43,73	1,4373	2,7768
1998	(33,46)	0,6654	1,57806	1998	(44,61)	0,5539	1,5380
1999	151,92	2,5192	3,97544	1999	132,57	2,3257	3,5769
2000	(10,72)	0,8928	3,54927	2000	15,10	1,1510	4,1170
2001	(11,02)	0,8898	3,15814	2001	5,87	1,0587	4,3585
2002	(17,00)	0,8300	2,62126	2002	(27,44)	0,7256	3,1624
2003	97,33	1,9733	5,17253	2003	107,22	2,0722	6,5531
2004	17,80	1,1780	6,09324	2004	5,64	1,0564	6,9227

MÉDIA ANUAL EQUIVALENTE

22,23776

23,98352

Rm = Rentabilidade do mercado de ações Bovespa

APÊNDICE = 15

LEGISLAÇÃO FEDERAL
COMPARATIVO TRIBUTÁRIO ENTRE LUCRO REAL E LUCRO PRESUMIDO PARA O
EXERCÍCIO DE 2004

Comparação de impostos federais, entre uma empresa optante pelo Lucro Real e a optante pelo Lucro Presumido, durante o exercício de 2004.

	LUCRO REAL	LUCRO PRESUMIDO
IMPOSTO DE RENDA- IRPJ	15% S/ LUCRO LÍQUIDO =Total das Receitas – Total das Despesas dedutíveis e permitidas	15% s/ O Lucro Presumido calculado da seguinte forma: 8% para Indústria e ou Comércio, 16% para Transportes e 32% para prestadoras de serviços.
PIS - PASEP	1,65% SOBRE O FATURAMENTO TOTAL (VENDAS +SERVIÇOS + RECEITAS FINANCEIRAS, ETC)	0,65% SOBRE O FATURAMENTO TOTAL (VENDAS + SERVIÇOS + RECEITAS FINANCEIRAS, ETC).
COFINS	7,6% SOBRE O FATURAMENTO TOTAL (VENDAS + SERVIÇOS + RECEITAS FINANCEIRAS, ETC.). Não cumulativo no caso de empresas industriais e comerciais	3% SOBRE O FATURAMENTO TOTAL (VENDAS + SERVIÇOS + RECEITAS FINANCEIRAS, ETC).
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL – CSLL	9% S/ LUCRO LÍQUIDO = Total das Receitas – Total das Despesas dedutíveis e permitidas	2,88% SOBRE O FATURAMENTO TOTAL (VENDAS + SERVIÇOS+ RECEITAS FINANCEIRAS, ETC).
IMPOSTO DE RENDA – ADICIONAL	10% APLICADO SOBRE A DIFERENÇA, QUANDO O LUCRO LÍQUIDO ULTRAPASSAR A R\$ 60 MIL NO TRIMESTRE.	10% APLICADO SOBRE A DIFERENÇA, QUANDO O LUCRO PRESUMIDO ULTRAPASSAR A R\$ 60 MIL NO TRIMESTRE.

No	
01	ARMAZENAGEM COMBUSTÍVEL
02	ARMAZENAGEM COMBUSTÍVEL

APÊNDICE 16

32	ESTRUTURA DA TOMADA D'ÁGUA	4,0
33	ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E DE BARRAMENTO	2,5
34	FIBRA ÓTICA	4,5
35	GERADOR	3,3
36	GERADOR DE VAPOR	3,3
37	INSTALAÇÕES DE RECREAÇÃO E LAZER	4,0
38	LUMINÁRIA	7,7
39	MEDIDOR	4,0
40	MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA	6,7
41	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	3,0
42	PARA-RAIOS	4,5
43	PONTE ROLANTE, GUINDASTE OU PÓRTICO	3,3
44	PRECIPITADOR DE RESÍDUOS	5,0
45	PROTETOR DE REDE	4,0
46	REATOR (OU RESISTOR)	2,8
47	REATOR NUCLEAR	3,3
48	REGULADOR DE TENSÃO	-
48.1	SISTEMA DE TRANSMISSÃO	3,5
48.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	4,8
49	RELIGADOR	4,3
50	RESERVATÓRIO, BARRAGEM E ADUTORA	2,0
51	SECCIONALIZADOR	2,5
52	SISTEMA ANTI-RUÍDO	3,3
53	SISTEMA DE ÁGUA DE CIRCULAÇÃO	4,0
54	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	5,9
55	SISTEMA DE AMOSTRAGEM PRIMÁRIO	3,3
56	SISTEMA DE AR COMPRIMIDO	5,9
57	SISTEMA DE AR E GASES DE COMBUSTÃO	4,5
58	SISTEMA DE ATERRAMENTO	2,5
59	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO E PROTEÇÃO CARRIER	5,0
60	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO LOCAL	6,7
61	SISTEMA DE CONTROLE QUÍMICO E VOLUMÉTRICO	3,3
62	SISTEMA DE DADOS METEOROLÓGICOS E HIDROLÓGICOS	8,3
63	SISTEMA DE EXAUSTÃO, VENTILAÇÃO E AR CONDICIONADO	5,0
64	SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO DE CARVÃO	6,7
65	SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO, DE ÓLEO DE REGULAÇÃO E DE ÓLEO ISOLANTE	4,0
66	SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO	4,0
67	SISTEMA DE PULVERIZAÇÃO DO ENVOLTÓRIO DE CONTENÇÃO	3,3
68	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO	7,1
69	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DE EMERGÊNCIA DO NÚCLEO DO REATOR	3,3
70	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DO REATOR	3,3
71	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO E PURIFICAÇÃO DO POÇO DE COMBUSTÍVEL USADO	3,3
72	SISTEMA DE RESFRIAMENTO DE EQUIPAMENTOS	4,0
73	SISTEMA DE SERVIÇOS	4,0
74	SUBESTAÇÃO SF6	2,0
75	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA	3,6
76	SUPRIMENTO E TRATAMENTO D'ÁGUA	4,0
77	TERRENO	-

78	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	2,0
79	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO	5,0
80	TRANSFORMADOR DE FORÇA	2,5
81	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	3,0
82	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO OU RESISTIVO	3,0
83	TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	3,3
84	TURBINA A GÁS	5,0
85	TURBINA HIDRÁULICA	2,5
86	TURBOGERADOR	4,0
87	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS	4,0
88	VEÍCULOS	20,0

APÊNDICE = 17					
DEPRECIÇÃO ANUAL DOS BENS					
ÍTEM	DEPRECIAÇÃO ANUAL %	SUBITEM	QT.	VALOR TOTAL	DEPRECIÇÃO ANUAL
				R\$	R\$
Turbina hidráulica	2,5	430 KVA máquina 1	1	280000,00	7000,00
		1089 KVA máq. 2	1	560000,00	14000,00
Gerador	3,3	máquina 1	1	80000,00	2640,00
		máquina 2	1	200000,00	6600,00
Subestação	3,3	equip. proteção	1	62300,00	2055,90
Barragem e adutora	2,0	barragem 100 metros	1	750000,00	15000,00
		adutora 74 metros	1	50000,00	1000,00
Edificações	2,0	alojamento 70 m²	2	110000,00	2200,00
		escritório 12 m²	1	15000,00	300,00
		almoxarifado 80 m²	1	25000,00	500,00
		casa de força 120 m²	1	70000,00	1400,00
Urbanização e benfeitorias	4	rua, passeio e arvores	1	4500,00	180,00
		cercas	1	5000,00	200,00
		gramado e jardins	1	3500,00	140,00
conduto forçado	3,1	casa força 22 metros	2	80000,00	2480,00
Disjuntor	3,0	turbina 1	1	27800,00	834,00
		turbina 2	1	73000,00	2190,00
Painel, mesa de comando e cubículo	3,0	turbina 1	1	25500,00	765,00
		montagem turbina 1	1	29500,00	885,00
		turbina 2	1	39500,00	1185,00
Condutor	5,0	turbina 1	1	24300,00	1215,00
		turbina 2	1	20600,00	1030,00
Transformador de força	2,5	700 KVA 514 rpm	1	12500,00	312,50
		45 KVA	1	1000,00	25,00
		1200 KVA	1	28900,00	722,50
Pára-raios	4,5	substação	1	6200,00	279,00
		casa de força	1	6000,00	270,00
canal de fuga	4,0	50 metros	1	40000,00	1600,00
		ponte sobre o canal	1	25000,00	1000,00
Comporta	3,3	da tomada d'agua	1	4000,00	132,00
		do vertedouro	1	4000,00	132,00
		do canal de adução	1	3500,00	115,50
		da sucção	1	4000,00	132,00

		APÊNDICE = 17			
DEPRECIAÇÃO ANUAL DOS BENS					
ÍTEM	DEPRECIAÇÃO ANUAL %	SUBITEM	QT.	VALOR TOTAL	DEPRECIAÇÃO ANUAL
				R\$	R\$
Equipamentos	10,0	grade de ferro	2	25000,00	2500,00
		talha manual	1	2500,00	250,00
		carro trole mecâncio	1	1850,00	185,00
		barco de 6 metros	1	2350,00	235,00
Equipamentos de manutenção	10,0	tipo A		1000,00	100,00
	20,0	tipo B		3000,00	600,00
Equip. escritório	10,0			2000,00	200,00
Móveis e utensílios	10,0	tipo A		6000,00	600,00
	20,0	tipo B		400,00	80,00
gastos pré operac.	20,0			16303,00	3260,60
Equipamentos de comunicação	10,0	tipo A		2200,00	220,00
	20,0	tipo B		300,00	60,00
Marcas e patentes				5328,00	
Terra nua		7,26 há		32520,00	
Sistemas	4,0	exaustores	7	6000,00	240,00
		filtro de agua	1	415,00	16,60
		bomba d'agua	1	1000,00	40,00
		lubrific. Maq. 1 e 2	2	5500,00	220,00
		suprimento de água	1	6500,00	260,00
		T O T A L		2790766,00	77587,60