

**JOSÉ ROBERTO CAMPOS DA VEIGA**

**OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO  
COM A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS:  
ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÔMICOS E AMBIENTAIS.**

**Dissertação apresentada ao Programa  
Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
da Universidade de São Paulo como requisito  
para obtenção do título de Mestre em  
Energia.**

**São Paulo  
2001**

**JOSÉ ROBERTO CAMPOS DA VEIGA**

**OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO  
COM A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS  
ASPECTOS TÉCNICOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS**

**Dissertação apresentada ao Programa  
Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
da Universidade de São Paulo como requisito  
para obtenção do título de Mestre em  
Energia.**

**Área de Concentração: Energia**

**ORIENTADOR: Prof. Dr. Célio Bermann**

**São Paulo  
2001**

**Veiga, José Roberto Campos da Veiga**

Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais – São Paulo, 2001.

Nº de páginas: 119.

Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

1. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas I. Universidade de São Paulo. Instituto de Eletrotécnica e Energia II. t

## DEDICATÓRIA

À  
Meu pai,  
José Roberto da Veiga,  
um estudioso, exemplo para quem conviveu com ele.

À  
Minha mãe,  
Diva de Arruda Campos Veiga,  
dedicada e incentivadora.

## AGRADECIMENTOS

À todos que participaram direta ou indiretamente deste trabalho, me orientando, me aconselhando ou contribuindo despreocupadamente em debates sobre o meu tema. Impossível relacionar, mas ao ler esta dedicatória certamente cada um vai perceber seu nome nas entrelinhas.

Meu agradecimento especial ao coordenador deste trabalho, professor Célio Bermann, que não permitiu meu esmorecimento e dedicou boa parte de seu precioso tempo na minha orientação.

À banca que qualificou e comentou meu trabalho, dirigindo-o na direção correta, para que pudesse ter aplicação prática, como era meu objetivo. São os professores, Dorel Soares Ramos, Geraldo Lúcio Tiago Filho, Murilo Tadeu Werneck Fagá, Cláudio Scarpinella e Ildo Luis Sauer.

Espero continuar mantendo, com todos, o relacionamento profícuo de trabalho e de amizade que esteve presente no desenvolvimento dos estudos.

José Roberto Campos da Veiga

# **OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO COM A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS ASPECTOS TÉCNICOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS**

## **SUMÁRIO**

Lista de Tabelas

Lista de Figuras

Resumo

“Abstract”

<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>A. OBJETIVO</b>	<b>1</b>
<b>B. DEFINIÇÕES</b>	<b>2</b>
<b>C. CONCEITO</b>	<b>3</b>
<b>1. PERSPECTIVAS DE REPOTENCIAÇÃO</b>	<b>5</b>
<b>1.1. O SETOR ELÉTRICO E A REPOTENCIAÇÃO</b>	<b>5</b>
<b>1.2. HISTÓRIA E SITUAÇÃO</b>	<b>7</b>
<b>1.3. PERSPECTIVAS DA REPOTENCIAÇÃO</b>	<b>11</b>
<b>2. AVALIAÇÃO DA REPOTENCIAÇÃO - ASPECTOS TÉCNICOS</b>	<b>22</b>
<b>2.1. ESTUDOS E DIAGNÓSTICOS</b>	<b>22</b>
2.1.1. AVALIAÇÃO HIDROLÓGICA	24
2.1.2. AVALIAÇÃO DO CIRCUÍTO HIDRÁULICO	24
2.1.3. DIAGNÓSTICO DA TURBINA	25
2.1.4. DIAGNÓSTICO DO GERADOR	26
2.1.5. SISTEMA DE TRANSFORMAÇÃO E TRANSMISSÃO	28

2.1.6. DIAGNÓSTICO GERAL	28
<b>2.2. REPOTENCIAÇÃO DA TURBINA E GERADOR</b>	<b>29</b>
2.2.1. REPARO DA TURBINA E GERADOR	30
2.2.2. NOVA CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO DA TURBINA	33
2.2.3. SUBSTITUIÇÃO DA RODA DA TURBINA	33
2.2.4. REPOTENCIAÇÃO DO GERADOR	35
<b>2.3. CONSOLIDAÇÃO DOS ESTUDOS TÉCNICOS</b>	<b>38</b>
<b>3. AVALIAÇÃO - ASPECTOS ECONÔMICOS</b>	<b>40</b>
3.1. CUSTOS PRELIMINARES	40
3.2. CUSTO DA REPOTENCIAÇÃO DA USINA	41
3.2.1. ORÇAMENTO DA IMPLANTAÇÃO	41
3.2.2. CUSTO DA INDISPONIBILIDADE	42
3.3. PRODUÇÃO DE ENERGIA	43
3.4. CONSOLIDAÇÃO DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA	44
3.4.1. CUSTOS ADICIONAIS	44
3.4.2. CUSTO DA ENERGIA PRODUZIDA	44
3.4.3. CONSIDERAÇÕES SOBRE VIABILIDADE	45
<b>4. AVALIAÇÃO DA REPOTENCIAÇÃO - ASPECTOS AMBIENTAIS</b>	<b>47</b>
4.1. IMPACTOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA	47
4.2. IMPACTOS AMBIENTAIS NA REPOTENCIAÇÃO	48
4.3. REGULAMENTAÇÃO AMBIENTAL	50
4.4. LICENCIAMENTO AMBIENTAL	52
4.5. ETAPAS DO PLANEJAMENTO AMBIENTAL	52
4.6. CUSTOS AMBIENTAIS	53

<b>5. REGULAMENTAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA</b>	<b>55</b>
<b>5.1. REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO</b>	<b>55</b>
5.1.1. ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA	55
5.1.2. AUTORIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO NA ANEEL	59
<b>5.2. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>59</b>
5.2.1. PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO	59
5.2.2. PREÇOS DA ENERGIA NO MAE	60
<b>5.3. OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO</b>	<b>61</b>
<b>6. ESTUDOS DE CASOS DE REPOTENCIAÇÃO</b>	<b>66</b>
<b>6.1. METODOLOGIA DOS ESTUDOS</b>	<b>66</b>
<b>6.2. ESTUDO 1 – PCH EMAS NOVA</b>	<b>67</b>
6.2.1. CARACTERÍSTICAS GERAIS	68
6.2.2. AVALIAÇÃO TÉCNICA	69
6.2.3. AVALIAÇÃO ECONÔMICA	69
6.2.4. VIABILIDADE ECONÔMICA	70
<b>6.3. ESTUDO 2 – MCH QUILOMBO</b>	<b>70</b>
6.3.1. CARACTERÍSTICAS GERAIS	71
6.3.2. AVALIAÇÃO TÉCNICA	71
6.3.3. AVALIAÇÃO ECONÔMICA	72
6.3.4. VIABILIDADE ECONÔMICA	72
<b>6.4. ESTUDO 3 – UHE JUPIÁ</b>	<b>73</b>
6.4.1. CARACTERÍSTICAS GERAIS	73

6.4.2. AVALIAÇÃO TÉCNICA	74
6.4.3. AVALIAÇÃO ECONÔMICA	74
6.4.4. VIABILIDADE ECONÔMICA	75
<b>7. CONCLUSÕES</b>	<b>77</b>
<b>8. BIBLIOGRAFIA</b>	<b>80</b>
<b>9. ANEXOS</b>	
9.1. USINAS HIDRELÉTRICAS COM MAIS DE 30 MW	
9.2. PLANILHAS DE ESTUDOS DOS CASOS	
9.3. ORÇAMENTO DAS OBRAS	
9.4. GRÁFICOS DAS CONCLUSÕES	

## LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS

**Figura 1** - Perspectivas de Repotenciação

**Figura 2** - Investimento em Repotenciação

**Figura 3** - Corte Típico do Grupo Turbina Gerador com Pontos de Reparo.

**Figura 4** - Curva de Colina - Repotenciação pela Iberdrola

**Figura 5** - Substituição da Roda

**Figura 6** - Evolução Fator de Utilização dos Geradores

**Figura 7** - Fluxograma: Procedimento de Avaliação da Repotenciação

**Figura 8** - Perdas de Receita por Indisponibilidade de Máquina de 100MW

**Figura 9** - Retorno de Capital no Processo de Repotenciação

**Figura 10** - Valorização da Energia Secundária

**Figura 11** - Variação da TMOfp

## **LISTA DE TABELAS**

**Tabela 1** - Evolução da Potência Instalada no Brasil (MW)

**Tabela 2** - Repotenciação, Reativações e Ampliações das UHE's

**Tabela 3** - Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos e mais de 30 MW

**Tabela 4** - Evolução das Empresas e da Potência Instalada de PCH's

**Tabela 5** - Situação de PCH's Existentes no Brasil até – 1997

**Tabela 6** - Situação dos PCH's no Brasil Censo - 1999

**Tabela 7** - Repotenciação, Reativação, Ampliação.

**Tabela 8** - Ganhos da Repotenciação

**Tabela 9** - Alternativa de Repotenciação das Unidades Geradoras

**Tabela 10** - Incremento de Eficiência no Reparo de Turbinas

**Tabela 11** - Usina Hidrelétrica da Espanha - Substituição da Roda da Turbina

**Tabela 12** - Análise Comparativa da Pesquisa Iberdrola

**Tabela 13** - Avaliação de Jupia – Geração e Fator de Capacidade

**Tabela 14** - Estudo de Sensibilidade – Usina Jupia

**Tabela 15** - Custos de Repotenciação

**Tabela 16** - Emissões Atmosféricas - Central Termoelétrica 1000 MW

**Tabela 17** - Sistemática de Planejamento e Licenciamento dos Empreendimentos Hidrelétricos.

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ABB</b>	Asea Brown Boveri S.A
<b>ABNT</b>	Associação Brasileira de Normas Técnicas
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>BNDES</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
<b>CESP</b>	Companhia energética de São Paulo
<b>CGEEP</b>	Companhia de Geração de Energia Elétrica do Paranapanema
<b>CGEET</b>	Companhia de Geração de Energia Elétrica do Tietê
<b>CME</b>	Custo Marginal de Expansão (\$/MWh)
<b>CMO</b>	Custo Marginal de Operação (\$/MWh)
<b>CONAMA</b>	Conselho Nacional de Meio Ambiente
<b>CPEE</b>	Companhia Paulista de Energia Elétrica
<b>CPFL</b>	Companhia Paulista de Força e Luz
<b>DNAEE</b>	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
<b>ELETRORÁS</b>	Centrais Elétricas Brasileiras
<b>GCOI</b>	Grupo Coordenador das Operações do sistema Interligado
<b>GCPS</b>	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronic Engineer
<b>MAE</b>	Mercado Atacadista de Energia
<b>MRE</b>	Mecanismo de Realocação de Energia
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PCH</b>	Pequena Central Hidrelétrica
<b>SPOT</b>	Mercado Livre
<b>TEO</b>	Tarifa de Energia de Otimização
<b>TMO</b>	Tarifa Marginal de Operação Fora da Ponta
<b>UHE</b>	Usina hidroelétrica
<b>UTE</b>	Usina Termoelétrica

## RESUMO

Considerando a necessidade de crescimento do setor elétrico e sendo a repotenciação uma das alternativas importantes, este trabalho, dando sua contribuição, pretende ser um roteiro para a repotenciação de empreendimentos de geração de energia elétrica sendo composto das informações necessárias para um empresário que pretende otimizar a operação de sua usina com incrementos no rendimento e no fator de capacidade.

O cenário em que se incorpora a repotenciação no setor elétrico está aqui apresentado, bem como a tomada de consciência da produção eficiente de energia, as repotenciações já executadas ou em execução e suas perspectivas para Usinas de Grande Porte e Pequenas Centrais Hidrelétricas, que podem sofrer repotenciações mínimas, leves ou pesadas.

Os aspectos técnicos, econômicos e ambientais são avaliados fornecendo os subsídios para elaboração de estudos de viabilidade e projetos básicos de obras de repotenciação de antigas usinas. O diagnóstico dos componentes civis e eletromecânicos das usinas é estudado, ainda, as soluções de engenharia para obtenção de ganhos de capacidade de geração, o orçamento da construção e os novos custos de geração, bem como a regularização do empreendimento junto aos órgãos governamentais.

O processo de comercialização da energia produzida é apresentado segundo a ótica das oportunidades de negócio no Mercado Atacadista de Energia. Para a avaliação da viabilidade econômica da obra serão definidos os preços de mercado, as receitas e as estratégias de negócio observadas as diversas formas de alocação da energia no sistema elétrico.

## SUMMARY

By the necessary development of the electric sector and being repowering one of their important process, this work want to be a guide for the repowering of hydroelectric power stations. It contains the necessary information for an entrepreneur that intends to optimize the operation of plants with efficiency and with increments in the capacity factor.

The scenery where repowering is setting into electric sector it's here, about how the humane conscience of efficient production of energy appeared, about the already executed repowerings or the ones still in execution and their perspectives for Great and Small Hydroelectric Plants, that can suffer minimum, parcial or wide repowerings.

The technical, economical and environmental aspects are assessed, offering the subsidies for feasibility studies and basic projects about the repowering of old plants. How to diagnose the civil, electrical and mechanical components is studied, and the engineering solutions to rise the electric generation capacity, the construction budget costs to be faced and the new generation costs, as well as, the government Project regularization is described.

The commercialization process of the produced energy is detailed with the business opportunities point of view into the Energy Block Market. To assess the project's economical feasibility the market prices, the expected incomes and optimization business strategies are to be defined in agreement with the several ways of power placing in the electrical system.

# INTRODUÇÃO

## A. OBJETIVO

A repotenciação de antigos empreendimentos hidroelétricos é uma das importantes alternativas de ganho de potência para o Sistema Elétrico Brasileiro.

Pretende-se desenvolver a demonstração desta afirmativa tendo como hipótese preliminar os índices de ganhos de capacidade e custos obtidos de repotenciações já executadas fora e dentro do país, através de um trabalho de pesquisa onde se levantará estes dados para cada parte recuperada do empreendimento. São dados úteis para a fase dos estudos preliminares de viabilidade da obra de repotenciação.

Em seguida, estudaremos como definir os reais índices de ganho de potência nos hidrogeradores em função do tipo de reabilitação executado, permitindo a sua especificação técnica e o estudo básico da repotenciação da usina.

A afirmativa ficará comprovada se a repotenciação das antigas usinas se mostrar viável, isto é, o preço de comercialização da energia incremental superar os seus custos de produção. A avaliação das oportunidades de negócio do mercado de energia, ou mesmo numa composição delas, vai determinar a viabilidade. Vamos concluir que a repotenciação é um bom negócio na grande maioria das avaliações e dos estudos de viabilidade de repotenciações de empreendimentos.

A prospecção de oportunidades de negócio se faz observando o mercado de energia pelo lado institucional, pelo lado financeiro e pelo lado puramente mercadológico, por isso, deve-se estudar o mercado e como estas oportunidades se concretizam.

O “como queríamos demonstrar” da questão será alcançado testando em planilha de cálculo cada oportunidade de negócio permitindo assim, o estudo de sensibilidade da remuneração dos investimentos. A planilha foi desenvolvida utilizando como base para seus cálculos os índices

estudados. Rápidos retornos de capital serão indício das boas oportunidades e da viabilidade da obra de repotenciação.

Durante o desenvolvimento dos trabalhos serão estudados além dos aspectos técnico-econômicos da repotenciação dos empreendimentos, os possíveis impactos ambientais que provocam, seus custos, a sua minimização e os licenciamentos a serem obtidos para execução da obra.

Este trabalho considerou as hidroelétricas no seu desenvolvimento, mas se aplica muito bem às termoeletricas. Faz parte do texto algumas referências às UTE's com a finalidade de abrir caminho para a elaboração de futuros trabalhos na área, além de possibilitar algumas incursões elucidativas.

Salienta-se que o tema repotenciação tem sido objeto de diversos trabalhos conhecidos e foram estudados no desenvolvimento desta dissertação. Entre eles podem ser destacados:

- Repotenciação de Usinas Hidrelétricas em Ambiente de Restrição Financeira, do engenheiro Djalma Caselato;
- Repotenciação de Usinas: Nova Opção para Expansão da Oferta a Custo Reduzido, elaborado pelo engenheiro Dorel Soares Ramos e sua equipe;
- Potencial for Hydro Turbine Refurbishing in Spain, elaborado pelo engenheiro Arregui da Iberdrola AS.

Estes estudos bem como os estudos internos da ANEEL, indicam a viabilidade da repotenciação de usinas e sua importância no desenvolvimento do parque gerador do setor elétrico brasileiro.

## **B. DEFINIÇÕES**

Há uma variedade de interpretações para o que significa repotenciar um empreendimento e seus equipamentos. A definição clássica de repotenciação é a de que corresponde a todas aquelas obras que visem gerar ganho de potência e de rendimento.

A repotenciação de antigas usinas exige a realização de análises técnicas de alta precisão a fim de se conhecer, criteriosamente, a eficiência da geração de energia e o estado atual de seus componentes mais importantes em relação a confiabilidade operacional que se espera da usina.

Os principais objetivos destes diagnósticos são a otimização da geração elétrica, a prevenção de paradas não programadas, a introdução oportuna de ações corretivas e também a estimativa do tempo de vida residual.

Há, basicamente, quatro opções a serem consideradas após a avaliação do desempenho integrado de uma usina e de suas unidades separadamente. Estas opções são:

- Desativação;
- Reparo e prosseguimento operacional;
- Reconstrução;
- Reabilitação.

As duas primeiras são auto-explicativas e representam inconstância na disponibilidade futura da máquina, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, não justificando investimentos no empreendimento.

A opção reconstrução envolve a construção de uma usina essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Esta opção é mais aplicada em pequenas centrais hidroelétricas (PCH) e em usinas termoeletricas (UTE).

A opção reabilitação deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. Esta opção é mais aplicada em grandes centrais hidroelétricas.

A modernização consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando, até mesmo tornando-as “desassistidas”, pela digitalização e informatização de seus controles e comandos. A modernização está presente na reconstrução, reabilitação de usinas, mas não chega a se constituir numa repotenciação.

Há quem diga que os empreendimentos de geração elétrica passarão por todas estas fases e que a história das usinas é sempre a mesma. Elas tiveram seus estudos de viabilidade, projetos básicos, projetos executivos e construção. Estão na fase da operação e manutenção e não escaparão da reabilitação, reconstrução e possivelmente da desativação.

## C. CONCEITO

Conceitualmente, a produção de energia obedece a expressão abaixo e o nosso objetivo é aumentar a quantidade de energia elétrica (QE) produzida.

$$\mathbf{QE = Potência Instalada \times Fator de Capacidade \times 8760 \text{ horas} \quad (0.1)}$$

Potência Instalada (P) = total das potências nominais das unidades geradoras da usina.

Fator de Capacidade (FC) = relação entre a potência gerada e a potência instalada da usina.

Analisando a equação de QE deduz-se que nosso objetivo pode ser atingido pelo aumento da potência instalada ou do fator de capacidade, características das opções reconstrução e reabilitação.

Por seu turno o reparo visa apenas recompor o fator de capacidade (FC), pela redução de paradas para manutenção corretiva da usina.

A repotenciação pode estar inserida na reconstrução e reabilitação quando se está obtendo ganhos de potência e rendimento das unidades geradoras. Para avaliação econômica, deve-se isolar do custo total dessas obras aqueles que se destinam à repotenciação.

A obra de repotenciação vem acompanhada da recuperação do Fator de Capacidade original da máquina como consequência de sua manutenção. O FC maior vai contribuir com o aumento da geração e para a amortização dos investimentos. Desta forma, o FC pode determinar o momento mais adequado em que se deve iniciar as obras, isto é, se ele estiver baixo.

É interessante, portanto, não simplesmente considerar o ganho de potência da repotenciação mas o ganho de energia nos estudos energéticos para se obter a viabilidade real da obra.

## **CAPÍTULO 1**

### **PERSPECTIVAS DA REPOTENCIAÇÃO**

#### **1.1. O SETOR ELÉTRICO E A REPOTENCIAÇÃO**

O cenário que se apresenta é o de um setor elétrico em reestruturação promovendo a sua privatização com o objetivo de atrair novos investimentos para a sua própria expansão e modernização. Neste sentido, as estruturas das empresas estatais foram desverticalizadas e subdivididas por suas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. No entanto, os capitais são atraídos pela possibilidade de retornos rápidos e pelas oportunidades de negócio, sem compromissos com as questões sociais e de fomento.

O maior desafio é vencer o crescimento assombroso da demanda em contraposição à exaustão dos recursos instalados. Atualmente, o Brasil tem uma capacidade instalada de geração de energia elétrica de 76 mil MW (vide Tabela 1). Todavia para acompanhar o crescimento econômico projetado para esta década, a capacidade instalada precisa crescer em média 5% ao ano até 2008, chegando então a 105 mil MW. (Fonte: Plano Decenal de Expansão).

O crescimento da demanda do setor elétrico brasileiro é dos mais elevados do mundo, sob a ótica de qualquer país desenvolvido. O número total de consumidores no país, tanto na área industrial, comercial como residencial, não deixa de crescer, assim como também são grandes as oportunidades de explorar as demandas existentes dos consumidores livres e consumidores cativos.

**Tabela 1 - Evolução da Potência Instalada no Brasil [MW]**

<b>TIPO</b>	<b>1990</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
HIDRO	45558	56759	58998	60705	62923
TERMO	7492	8450	9183	11649	12950
<b>TOTAL</b>	<b>53050</b>	<b>65209</b>	<b>68181</b>	<b>72354</b>	<b>75873</b>

**Fonte: MME - Balanço Energético Nacional 2000**

**ANEEL – SFG – Acréscimo de Potência 2000**

**ANELL – BIG - Boletim Informativo de Geração 2001**

A repotenciação das usinas geradoras de eletricidade está sendo vista como a melhor estratégia para transformação de ativos de baixa performance em ativos de alta rentabilidade. Esta alternativa aplicada em empreendimentos hidroelétricos e termoelétricos permite aumentos de potência de até 30% e tem permitido economias de 60% em relação a um novo empreendimento.

O Mercado de Energia em crescimento necessita de fontes que aumentem rapidamente nosso potencial de reserva e que exijam investimentos menores. Além dessas qualidades a repotenciação é uma forma rápida de se obter “energia livre” para ser negociada no mercado SPOT.

Os novos controladores dos ativos de geração de energia devem ficar atentos para a repotenciação do parque gerador adquirido, pois, devido a idade das usinas e os custos baixos, é uma alternativa a mais para acelerar o retorno do capital investido, mesmo sem os estímulos do governo para este negócio, como os encargos de capacidade.

É preciso que os agentes do mercado de energia se preparem desde já para a realidade de que o mundo caminha para a extinção de novas fontes de energia hidrelétrica e cada vez mais para o aumento da eficiência das antigas fontes além da conservação de energia, com a aplicação dos novos avanços da tecnologia.

## 1.2. HISTÓRIA E SITUAÇÃO

Até trinta anos atrás a industrialização apreciava extraordinário e quase contínuo sucesso, exceto por guerras ocasionais. Padrões de vida, prosperidade e bem estar estavam, e ainda estão, intimamente ligados ao sucesso da sociedade industrial e a energia, particularmente na forma de combustíveis fósseis. Era e continua sendo, essencial ao avanço da sociedade industrial.

Desde que a “Era de Ouro da Energia” chegou ao final em torno de 1970 e a crise do petróleo em 1973, grandes mudanças em nossas consciências, em nossas políticas e nossas práticas com relação a energia têm ocorrido.

Preocupados com o problema energético, políticos, planejadores e técnicos têm buscado como solução uma variedade de estratégias, como:

- Prontidão para redução do consumo de energia e incremento da eficiência energética;
- Investimento em pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia (solar, eólica, geotérmica, biomassa, fusão, etc.);
- Expansão das fontes convencionais de energia (hidroelétrica, gás natural, carvão, óleo, nuclear);
- Luta contra o sistema energético estabelecido.

Além da questão da finitude dos recursos naturais, a consciência da progressiva deterioração do meio ambiente e da insustentabilidade da sociedade de consumo que sendo uma sociedade do desperdício pode levar a sua própria destruição, trouxe mudanças de atitudes em relação ao uso da energia elétrica.

A globalização desta consciência se deu rapidamente insuflada por interesses comerciais de agentes financeiros neoliberais. Assim, a conservação de energia passou a fazer parte dos programas de regulamentação dos setores elétricos e a eficiência da produção de energia elétrica também.

Vide as recomendações do Banco Mundial para que os processos regulatórios possibilitem a introdução de programas que permitam o aumento da eficiência energética e a redução das emissões. Nas suas recomendações para reformas das regulamentações dos setores elétricos dos países em desenvolvimento, sugere a maior participação do setor privado na redução das perdas de eletricidade na oferta e no aumento da disponibilidade das centrais geradoras. O cenário passou a ser o de falta de capitais para empresas estatais induzindo a privatização dos ativos do setor com o argumento de criar um mercado competitivo de energia.

No Brasil a história da otimização da geração hidrelétrica é pequena e recente. As primeiras atitudes neste sentido deveram-se à perspectiva de carência de energia elétrica e do crescente receio do seu racionamento, de acordo com previsões de 1995. A antecedência das previsões não foi suficiente para evitá-los.

O primeiro processo de repotenciação de turbinas foi o da Usina Ilha dos Pombos da Light, com contrato assinado com a ABB / ALSTOM em julho de 1997 (Jornal do Brasil). No entanto, a CESP já tinha concluído em 1996 repotenciações consideradas leves em Ilha Solteira e Jupia.

O programa de repotenciação da Aneel apresentado na Tabela 2, relaciona as repotenciações e ampliações já realizadas ou previstas no período de 1995 até 2006. Este programa contempla todas as repotenciações que se tem notícia e que estão regulamentadas e autorizadas por este órgão federal.

É um programa pequeno de repotenciações em vista das oportunidades de financiamentos incentivados oferecidos pelas instituições. A esse respeito, o venezuelano Hugo Rincón Sergent, diretor executivo da Comissão de Integração Elétrica Regional (Cier) afirmou que “Há fontes internacionais que podem fazer empréstimos a fundo perdido para os projetos de repotenciação que utilizarem de melhor forma os recursos hídricos. Além do Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento, a União Européia, o Departamento de Energia dos Estados Unidos e a Comissão Andina de Fomento, em cuja área se insere o Brasil, têm todo o interesse em participar desse tipo de projeto” (Energia Rápida e Barata”, revista Brasil Energia n.º 240).

<b>Tabela 2 -Repotenciações, Reativações e Ampliações de UHE's</b>																	
<b>Especificações</b>						<b>Potência - MW</b>											
Tipo	Usina	UF	Situação	Pot.Total [MW]	1ª Maq.	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
UHE	Coaracy Nunes	AP	Ampliação	67,98	1975						28,88						
PCH	Alegre	ES	Repotenciação	2,88	1999						2,88						
PCH	Fruteiras	ES	Repotenciação	8,74	1999						8,74						
PCH	Jacu	ES	Repotenciação	4,39	1999					4,39							
PCH	Coronel Domiciano	MG	Ampliação	5,04	1918	4,8											
PCH	Marzagão	ES	Ampliação	2,02	1927							1,1					
PCH	Neblina II	MG	Ampliação	5,8	1976	4,8											
PCH	Salto de Paraopeba	MG	Reativação	2,46	2001							2,46					
UHE	Sá Carvalho	MG	Ampliação	79	1951				30								
UHE	São Simão	MG	Repotenciação	1710	1978		101										
PCH	Juína	MT	Ampliação	5,3	1993					2,65							
UHE	Tucuruí	PA	Ampliação	8085	1984								375	1125	1125	1125	375
UHE	Itaipú	PR	Rep./Ampl.	14000			300							700	700		
UHE	Salto Osório	PR	Repotenciação	1078	1972			42									
UHE	Salto Santiago	PR	Repotenciação	1332	1980			88									
UHE	Ilha dos Pombos	RJ	Repotenciação														
PCH	Avante	RS	Repotenciação	1	2000						1						
UHE	Passo Real	RS	Repotenciação	158	1973			10									
PCH	Palmeiras	SC	Ampliação	24,4	1963						6,8						
PCH	Salto	SC	Ampliação	14,28	2002								9				
PCH	Salto do Passo Velho	SC	Repotenciação	1,9	2001							1,9					
PCH	Salto Voltão	SC	Repotenciação	6,76	2001							6,76					
PCH	Dourados	SP	Repotenciação	10,8	2002								4,4				
PCH	São Joaquim	SP	Repotenciação	8,05	2002								2,53				
UHE	Ilha Solteira	SP	Repotenciação	3444	1973		140										
UHE	Jupia	SP	Repotenciação	1551	1969		214										
PCH	Isamu Ikeda	TO	Ampliação	25,2	1982	10											

Fonte: Aneel - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG – 07/2001

Conforme Carlos Roberto Haude, chefe do departamento de energia elétrica do BNDES, “o banco financia até 40% de todo o investimento de repotenciação, incluindo bens e serviços necessários para agregar potência nova”, (Revista Brasil Energia nº 240, 2000).

Ainda, “obras deste tipo podem ser enquadradas naqueles projetos que, por lei, devem receber anualmente 1% da receita líquida de cada empresa em pesquisa e desenvolvimento (P&D)”, afirmou Luciano Pacheco, diretor da Aneel, o órgão que analisa os projetos que se enquadram entre os de P&D, (Revista Brasil Energia nº 240, 2000).

A ELETROBRÁS, em parceria com o BNDES criou o “Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH – COM” para viabilizar a implantação ou revitalização de pequenas centrais hidrelétricas onde o BNDES financia o empreendimento e a ELETROBRÁS compra a energia da usina.

As condições financeiras do empréstimo do BNDES são as seguintes:

- Nível de participação: até 80% dos itens financiáveis (conforme as políticas operacionais em vigor);
- Taxa de juros: TJLP com spread básico de 2,5% e um spread de risco entre 0,5% a 2,5%, para operações diretas com o BNDES. Este spread deverá ser negociado com os agentes financeiros (bancos), no caso de operações indiretas. O spread básico poderá ser reduzido para 1% se o projeto estiver localizado em regiões incentivadas pelos programas de desenvolvimento regional;
- Periodicidade: juros durante a carência, capitalizados ou não, trimestralmente; juros e principal durante a amortização, mensalmente;
- Prazos: carência de até 6 meses a partir do início da operação total da usina; amortização de até 10 anos a partir do término da carência.

### 1.3. PERSPECTIVAS DA REPOTENCIAÇÃO

A perspectiva de repotenciação no Brasil se concentra nos empreendimentos hidroelétricos que correspondem a 82% de nossa matriz de produção de energia elétrica e que se compõe de inúmeras usinas antigas em condições de sofrerem repotenciações com índices que ganhos de capacidade muito interessantes. No Anexo I é apresentada uma listagem onde constam as maiores centrais geradoras brasileiras, as maiores que 30 MW, com suas respectivas datas de entrada em operação. Observa-se nesta listagem como possível de repotenciação um total de 34.374,70 MW, calculado para o potencial das usinas com mais de 20 anos as quais estão relacionadas na Tabela 3.

Um estudo das perspectivas de repotenciação foi desenvolvido classificando-as por tipos. Esta classificação considera a extensão da repotenciação do empreendimento. São os tipos adotados pela Aneel mais a repotenciação mínima, obtendo-se então a seguinte classificação:

- **Repotenciação Mínima:** corresponde ao reparo da turbina e do gerador, recuperando seus rendimentos originais. Este reparo corresponde em média a 2,5% de ganho de capacidade (IBERDROLA);
- **Repotenciação Leve:** corresponde a classificação adotada pela Aneel em que se obtém da ordem de 10% de ganho de capacidade, valor adotado por já existirem vários casos neste nível. Representa repotenciação da turbina e do gerador;
- **Repotenciação Pesada:** corresponde a classificação da Aneel com ganhos de capacidade de 20 a 30% pela troca do rotor com poucos casos registrados. No levantamento adotou-se 23,30% como valor médio;

A “repotenciação mínima” visa ressaltar as vantagens dos outros tipos. É a manutenção completa do grupo gerador, não tem grande importância como repotenciação e nem sempre é considerada como tal.

**Tabela 3 - Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos e mais de 30 MW**

0	NOME	CONCESSÃO	IN. OPER.	RIO	ESTADO	CAP.INST.[MW]	Mq's
1	Americana	CPFL	1909	Atibaia	SP	33,60	3
2	Ilha dos Pombos (Ilha)	LIGHT	1924	Paraíba do Sul	RJ	167,64	5
3	Henry Borden-Externa	ELETROPAULO	1926	Pedras	SP	474,00	8
4	Fontes Nova	LIGHT	1940	Lages (Ribeirão)	RJ	89,25	3
5	Parigot de Souza	COPEL	1940	Capivari	PR	247,00	4
6	Sá Carvalho	SCSA	1951	Piracicaba	MG	74,10	4
7	Santa Cecília-Bombeamento	LIGHT	1952	Paraíba do Sul	RJ	34,96	4
8	Vigário-Bombeamento	LIGHT	1952	Pirai	RJ	90,02	4
9	Caconde (Graminha)	CGEET	1952	Pardo	SP	80,40	2
10	Nilo Pecanha I	LIGHT	1953	Lages (Ribeirão)	RJ	324,70	6
11	Paulo Afonso I	CHESF	1955	São Francisco	BA	180,00	3
12	Itutinga	CEMIG	1955	Grande	MG	48,60	4
13	Canastra	CEEE	1956	Santa Maria	RS	44,80	2
14	Mascarenhas de Moraes	FURNAS	1956	Grande	MG	476,00	10
15	Americo Renee Cianetti (S.Grande)	CEMIG	1956	Santo Antonio	MG	104,00	4
16	Henry Borden-Subterranea	ELETROPAULO	1956	Pedras	SP	427,76	6
17	Guaricana	COPEL	1957	Arraial	PR	39,00	4
18	Armando de S.Oliveira (Limoeiro)	CGEET	1958	Pardo	SP	32,20	2
19	Lucas Nogueira Garcez	CGEEP	1958	Paranapanema	SP	70,38	4
20	Cachoeira Dourada	CELG	1959	Paranaíba	GO	724,00	8
21	Camargos	CEMIG	1960	Grande	MG	45,00	2
22	Euclides da Cunha	CGEET	1960	Pardo	SP	108,80	4

0	NOME	CONCESSÃO	IN. OPER.	RIO	ESTADO	CAP.INST.[MW]	Mq's
23	Paulo Afonso II	CHESF	1961	São Francisco	BA	480,00	6
24	Funil	CHESF	1962	Contas	BA	30,00	3
25	Bernardo Mascarenhas (3Marias)	CEMIG	1962	São Francisco	MG	516,80	6
26	Pereira Passos	LIGHT	1962	Lages (Ribeirão)	RJ	93,50	2
27	Armando A. Laydner (Juru Mirim)	CGEEP	1962	Paranapanema	SP	98,00	2
28	Jacui	CEEE	1962	Jacui	RS	150,00	6
29	Furnas	FURNAS	1963	Grande	MG	1.216,00	8
30	Barra Bonita	CGEET	1963	Tiete	SP	140,76	4
31	Fumaça	CBA	1964	Juquiá Guaçu	SP	36,40	2
32	Suica	ESCELSA	1965	Santa Maria da Vitória	ES	30,06	2
33	Funil	FURNAS	1965	Santa Maria da Vitória	RJ	216,00	3
34	Alvaro de Souza Lima (Bariri)	CGEET	1965	Tiete	SP	143,10	3
35	Luiz Carlos B. Carvalho (Estreito)	FURNAS	1969	Grande	SP	1.050,00	6
36	Ibitinga	CGEET	1969	Tiete	SP	131,49	3
37	Souza Dias (Jupia)	CESP	1969	Parana	SP	1.411,20	14
38	Pr. Castelo Branco (B.Esperança)	CHESF	1970	Parnaíba	PI	234,00	2
39	Chavantes	CGEEP	1970	Parapanema	SP	414,00	4
40	Julio de Mesquita Filho	COPEL	1970	Chopim	PR	44,10	2
41	Itauba	CEEE	1970	Jacui	RS	500,00	4
42	Paulo Afonso III	CHESF	1971	São Francisco	BA	864,00	4
43	Jaguara	CEMIG	1971	Grande	MG	638,40	4
44	Porto Colombia	FURNAS	1973	Grande	MG	320,00	4
45	Mascarenhas	ESCELSA	1973	Doce	ES	123,00	3
46	Ilha Solteira	CESP	1973	Parana	SP	3.230,00	20

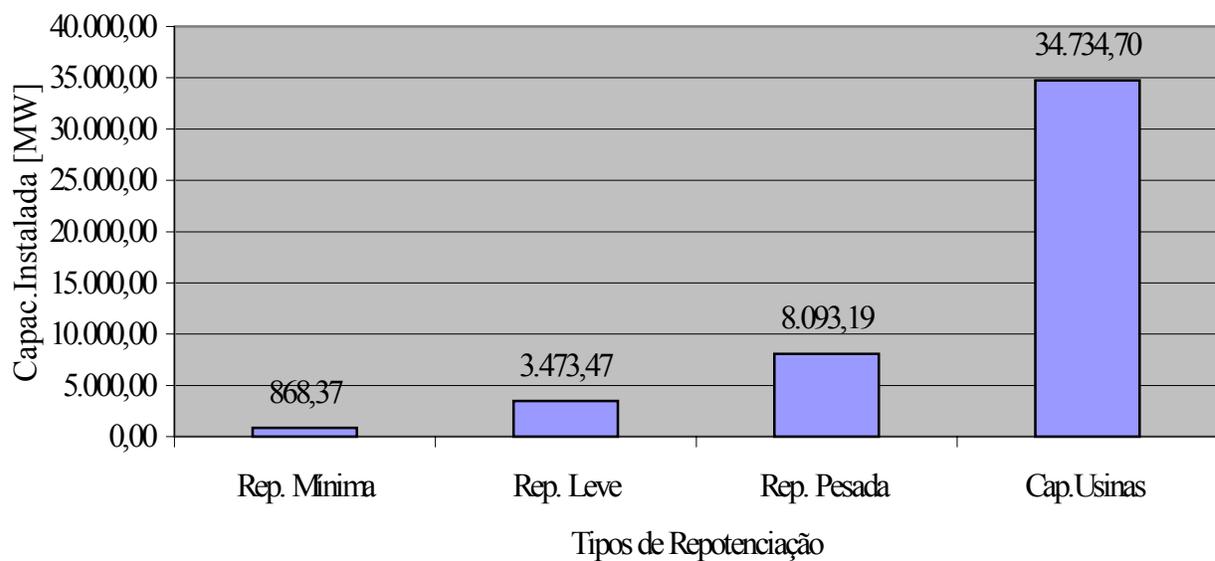
0	NOME	CONCESSÃO	IN. OPER.	RIO	ESTADO	CAP.INST.[MW]	Mq's
47	Passo Fundo	ELETROSUL	1973	Erexim	RS	220,00	2
48	Passo Real	CEEE	1973	Jacui	RS	250,00	2
49	Alecrim	CBA	1974	Juquiá Guaçu	SP	72,00	3
50	Volta Grande	CEMIG	1974	Grande	MG	380,00	4
51	Coaracy Nunes (Paredão)	ELETRONORTE	1975	Araguari	AP	69,10	2
52	Marimbondo	FURNAS	1975	Grande	MG	1.440,00	8
53	Mario Lopes Leão (Promissão)	CGEET	1975	Tiete	SP	264,00	3
54	Salto Osorio	ELETROSUL	1975	Iguaçu	PR	1.050,00	6
55	Curua - Una	CELPA	1977	Curua - Una	PA	40,00	3
56	Apolonio Sales (Moxoto)	CHESF	1977	São Francisco	AL	440,00	4
57	Capivara	CGEEP	1977	Paranapanema	SP	640,00	4
58	São Simão	CEMIG	1978	Paranaíba	MG	2.688,50	6
59	J.Ermirio de Moraes (A.Vermelha )	CGEET	1978	Grande	SP	1.380,00	6
60	Paraibuna	CESP	1978	Paraibuna	SP	85,00	2
61	Paulo Afonso IV	CHESF	1979	São Francisco	BA	2.460,00	6
62	Sobradinho	CHESF	1979	São Francisco	BA	1.050,00	6
63	Itumbiara	FURNAS	1980	Paranaíba	MG	2.082,00	6
64	Salto Santiago	ELETROSUL	1980	Iguaçu	PR	1.992,00	4
65	Bento M.R.Neto (Foz do Areia)	COPEL	1980	Iguaçu	PR	251,00	4
66	T.Sampaio (Emborcação)	CEMIG	1982	Paranaíba	MG	1.191,68	4
67	Nova Avanhandava	CGEET	1982	Tiete	SP	302,40	3

**TOTAL 34.734,70**

Fonte: ANEEL – BIG – Banco de Informação de Geração - 2001

No gráfico da Figura 1 estão apresentados os valores correspondentes aos potenciais de ganho de capacidade que poderiam ser alcançados caso as obras de reabilitação se concretizassem alcançando 868 MW para a repotenciação mínima, 3473 MW para a repotenciação leve e 8093 MW para a repotenciação pesada.

**Figura 1** – Perspectivas de Repotenciação



**Fonte:** Elaboração Própria

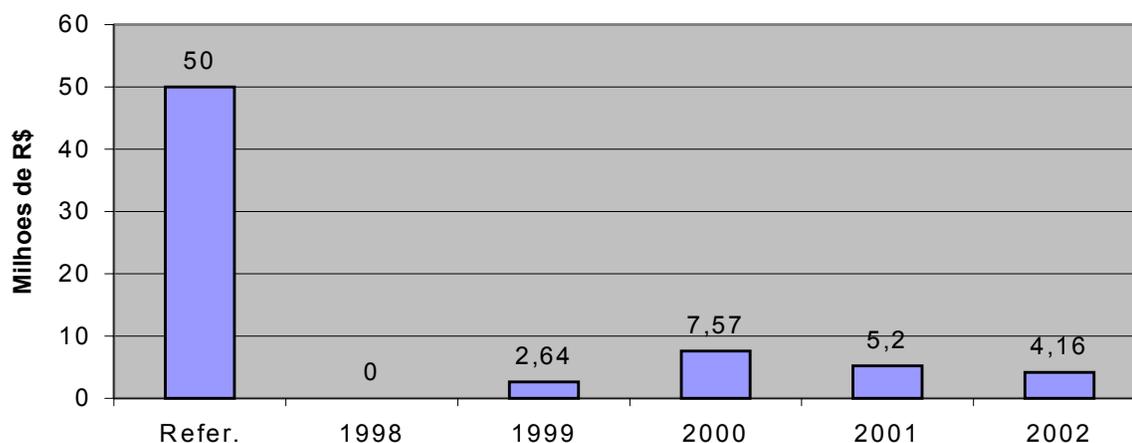
De acordo com números da ANEEL o sistema elétrico ganharia 3.268,84 MW com repotenciações leves das usinas e 7.623,55 MW com repotenciações pesadas, de acordo com dados até o ano 2000.

Fabricantes de equipamentos como a Voith-Siemens e a Alstom, estimam que o custo do kW gerado a partir da repotenciação varia entre R\$ 200 e R\$ 600, o que significa um potencial de negócio nessa área que pode atingir a R\$ 4,6 bilhões, considerando a repotenciação de 7600 MW. Barato, se for levado em conta que o planejamento indicativo do Ministério de Minas e Energia estima serem necessários perto de R\$ 8 bilhões por ano para expandir a capacidade brasileira em 4600 MW.

“Nos Estados Unidos, onde a potência hidrelétrica instalada corresponde ao dobro da brasileira, são investidos anualmente US\$ 100 milhões em projetos de repotenciação”. Estima-se que, no Brasil, os investimentos cheguem a US\$ 50 milhões a partir de 1998. (Márcia Avruch - Jornal do Brasil - 22/10/97).

A Figura 2 que contém o plano de investimento em repotenciação da ANEEL, mostra que esta previsão não se concretizou e os investimentos estiveram bem abaixo a partir de 1998

**Figura 2 - Investimento em Repotenciação**



**Fonte:** ANEEL -Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG -2001

A perspectiva de repotenciação de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's) em termos de montante de ganhos de potência é pequena considerando o potencial hidrelétrico do país mas está se tornando atraente pelos incentivos dos agentes financeiros, pela valorização da energia no mercado aberto. A inserção das PCH's se deu no final do século passado, sendo citado como marco o ano de 1883, o ano do primeiro aproveitamento hidrelétrico na mineração Santa Maria em Diamantina;

As PCH's instaladas principalmente na primeira metade deste século, visavam atender sistemas isolados nos Estados e foram construídas por pequenos empresários da época ou pelas prefeituras municipais. Este processo teve uma rápida expansão no período 1920/1930, onde o número de

empresas passou de 306 para 1009, todas em geral, operando pequenos aproveitamentos hidrelétricos, como mostrado na tabela 4.

**Tabela 4** - Evolução da Potência Instalada de PCH's – 1920 - 1930

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	NÚMERO DE PCH's		POTÊNCIA INSTALADA [kW]		TAMANHO MÉDIO DAS INSTALAÇÕES [kW]	
	1920	1930	1920	1930	1920	1930
<b>BAHIA</b>	8	36	17689	22264	2211	618
<b>ESPÍRITO SANTO</b>	11	31	5537	8301	503	268
<b>MINAS GERAIS</b>	72	252	42934	90750	596	360
<b>RIO DE JANEIRO</b>	18	63	83040	193664	4613	3074
<b>SÃO PAULO</b>	66	108	155208	331164	2352	3066
<b>SANTA CATARINA</b>	11	29	5638	9270	513	320

**Fonte:** DNAEE, 1997

Este crescimento continuou até a década de 40, porém, com taxas menores que na década de 30. Em 1941, existiam milhares de empresas de energia elétrica, e centenas de pequenas centrais, entretanto, tirando os grupos estrangeiros existentes, somente oito empresas possuíam potência instalada superior a 3.000 kW (Central Elétrica de Rio Claro, Companhia Força e Luz Santa Cruz, Companhia Sul Mineira de Eletricidade, Companhia Sul Americana de Serviços Públicos, Companhia Paulista de Eletricidade e Sociedade Anônima Elétrica Bragantina). Desta forma, até esta época, excetuando alguns casos especiais, quase a totalidade das instalações eram compostas de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

O DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) levantou que, até 1997, havia no Brasil em torno de 1858 PCH's identificadas e que correspondiam a uma capacidade total instalada de 1.111,3 MW. Deste total, 1089 centrais tinham suas condições operacionais desconhecidas, 428 estavam abandonadas, 7 centrais encontravam-se em fase de reativação, 3 estavam sendo reformadas e apenas 331 centrais, correspondendo a 604,7 MW, encontravam-se em operação.

**Tabela 5** - Situação de PCH's Existentes no Brasil até 1997

Situação	Quantidade	Cap.Total instalada [MW]	Cap. Média instalada [MW]
Em operação	331	604,6	1,83
Em recapitação	3	7,8	2,59
Reativação	7	16,5	2,36
Abandonadas	428	154,5	0,36
Desconhecidas	1089	327,9	0,30
<b>Total</b>	<b>1.858</b>	<b>1.111,3</b>	<b>0,59</b>

Fonte: Amaral (1997, p.5)

Em 1998, a ANEEL, criou um programa de fiscalização de todas as centrais de geração de eletricidade de serviço público existentes no país, e em 1999 a fiscalização foi estendida ao setor privado que envolveu os autoprodutores e os produtores independentes. O resultado está indicado na Tabela 6.

**Tabela 6** - Situação das PCH's no Brasil, Censo 1999.

Tipo de Produtor	Faixa de Potência [MW]	Quantidade		Potência	
		Em operação	Fora de operação	Em operação	Fora de operação
Serviço Público	1 a 10	267		667,7	
	10 a 30	41		783,4	
Autoprodutor	Abaixo de 1	10	5	5,3	2,4
	1 a 10	55	8	134,9	20,5
	10 a 30	3		28,9	
Produtor Independente	Abaixo de 1				
	1 a 10	3	1	12,7	3
	10 a 30	1		25	
<b>Totais Parciais</b>	Abaixo de 1	10	5	5,3	2,4
	1 a 10	325	9	815,3	23,5
	10 a 30	45		837,3	
<b>Total Geral</b>		<b>380</b>	<b>14</b>	<b>1652,6</b>	<b>25,9</b>

Fonte: Relatórios de Fiscalização ANEEL - 2000

Com as mudanças na legislação e em resposta a estes incentivos, tem crescido o número de interessados em implantar novas PCH's, assim como em repotenciar ou reativar as já existentes. Como referido anteriormente, grande quantidade de PCH's foi construída entre 1930 e 1940, o que coloca a média de idade das instalações por volta de 57 anos. Esta idade elevada das centrais mostra a oportunidade para duas novas formas de empreendimentos nesta área:

*Repotenciação de PCH's em operação:* a média de idade das centrais em operação é de 60 anos. Desta forma, a reabilitação com redefinição de unidades geradoras poderá agregar cerca de 200 MW em curto espaço de tempo;

*Reativação de PCH's:* existem cerca de 600 centrais desativadas com as instalações em condições de serem reformadas, com baixo custo de implantação, representando a possibilidade de mais 120 MW de capacidade instalada.

No que diz respeito às Usinas Termoelétricas, previsões estão fora do escopo deste trabalho, mas poderiam ser feitas selecionando as usinas por tipo, idade, capacidade e quantidade de unidades geradora. Recomenda-se definir uma capacidade mínima de usinas que farão parte dos estudos, em função dos equipamentos disponíveis no mercado: turbina à gás e à vapor, caldeiras, etc..

As UTE's, assim como as PCH's, têm uma história antiga no país, foram implantadas a partir da década de 20 do século passado em Santa Catarina e Rio Grande do Sul, e podem ser enumeradas muitas delas se considerarmos seus diversos combustíveis: carvão, biomassa (bagaço de cana), óleo Diesel e gás natural.

O que se considera como repotenciação de termoelétricas é a implantação de ciclos combinados às antigas UTE's em ciclo simples. As UTE's a carvão deverão ser transformadas para queimar gás de carvão. Mesmo as usinas à motores diesel, devido à alta temperatura de seus gases de escapamento, em torno de 500° C, podem ser consideradas.

Na Tabela 7, se encontram relacionadas as ampliações realizadas nos anos 1997 a 2000, segundo as informações de acompanhamento da ANEEL.

**Tabela 7** – Usinas Termoeletricas que sofreram Ampliação

<b>Tipo</b>	<b>Nome</b>	<b>Local</b>	<b>Obra</b>	<b>MW</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
UTE	Santana	AP	Ampliação	126,90				15,60
UTE	Landulpho A	BA	Ampliação	62,50		22,00		
UTE	Tubarão	ES	Ampliação	196,20		68,00		
UTE	Açominas	MG	Ampliação	41,34			11,34	
UTE	Rio Madeira	RO	Ampliação	85,80	21,45			
UTE	Copesul	RS	Ampliação	74,40			40,80	
UTE	Champion	SP	Ampliação	50,50			28,00	
<b>TOTAIS</b>					<b>21,45</b>	<b>90,00</b>	<b>80,14</b>	<b>15,60</b>

**Fonte:** ANEEL - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG - 2001

A repotenciação de antigas usinas termoeletricas segue, geralmente, a alternativa da reconstrução parcial utilizando o local de instalação prévio e as facilidades existentes, oferecendo grandes ganhos de potência a baixos custos e reduzindo impactos ambientais.

Não existe diferença significativa entre repotenciar uma térmica convencional à turbina à vapor que queima gás, óleo, carvão e biomassa. Os dois tipos mais comuns de repotenciação correspondem ao gás e ao carvão. No caso do gás, basta introduzir uma turbina à gás e uma caldeira de recuperação de calor, funcionando com ciclo combinado, gerando eletricidade a partir da turbina à gás e do conjunto turbina-gerador à vapor existente. No caso de carvão, envolve substituir a caldeira existente por uma unidade de processo de gaseificação do carvão, para queimar o gás numa nova turbina à gás, seguindo a solução anterior.

O Estudo de Viabilidade da repotenciação de UTE's leva em conta a implantação de ciclos combinados adicionando turbinas à gás (ciclo Brayton), para operar em conjunto com as turbinas à vapor (ciclo Rankine), com ganhos da ordem de 25 a 30% de potência instalada.

## CAPÍTULO 2

# AVALIAÇÃO DA REPOTENCIAÇÃO

## ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1. DIAGNÓSTICOS E ESTUDOS

A repotenciação de um empreendimento hidroelétrico coloca o empresário frente à questão da extensão da sua obra, qual o investimento necessário e o retorno que poderá auferir.

A tomada de decisão depende de análise econômica e, nesse aspecto, tem-se que levar em conta que usinas construídas há mais de duas décadas já necessitam de manutenção mais minuciosa e prolongada. Nesse caso, o acréscimo de geração torna-se atraente devido ao custo ser de natureza incremental, não arcando com os investimentos em desapropriação, construção de barragem, vertedor, casa de máquinas, tomada d'água, conduto forçado, equipamentos de levantamento e auxiliares, etc. Além disso, os custos ambientais são praticamente nulos. Outro detalhe importante é que o projeto e a fabricação dos equipamentos, etc., são feitos com a usina em operação, sendo a bastante limitada a necessidade de paradas.

A decisão também envolve estudos preliminares sobre a vida útil da usina e seus equipamentos principais, considerando seu ritmo de envelhecimento. Esta é uma análise que vai definir a extensão da obra, seu orçamento e seu custo benefício. Ainda, para a elaboração do Estudo de Viabilidade da Repotenciação as seguintes avaliações preliminares da usina devem ser feitas:

- Taxa de disponibilidade das unidades geradoras;
- Queda da eficiência operacional das unidades geradoras;
- Perspectivas de ganhos de potência e energia, repotenciação mínima, leve ou pesada, tendo em vista a reabilitação das unidades geradora e o Sistema Elétrico Interligado ou Isolado;
- Análise de sensibilidade das oportunidades de negócio para avaliação econômica e determinação do custo - benefício de cada alternativa de repotenciação.

Dados históricos podem oferecer as primeiras orientações para início dos seus cálculos, como os dados dos levantamentos abaixo:

- Pesquisa realizada pelo “Corps of Engineers (Forças Armadas USA): analisou 1288 usinas e 3.000 unidades geradoras com capacidade total de 63.375 MW. O aumento previsto foi de 22% na capacidade instalada e de 11% na energia a ser produzida (Davis, Buckley, 1981);
- Dados estatísticos colhidos num universo de 50 grupos geradores que tiveram seus rotores substituídos na década de 80, mostram um aumento médio de 30% em sua potência (OAG Consult).

Estimando a possibilidade de ganho de potência, vale lembrar casos “records” como o da usina hidrelétrica americana Hoover Dam, cujo ganho de potência chegou a 51%. A boa avaliação do empreendimento e a decisão de executar uma repotenciação pesada e completa pode atingir este nível de ganho. A Tabela 08 indica os pontos possíveis de se obter ganhos de potência.

**Tabela 08 - Ganhos da Repotenciação**

<b>Recapacitação</b>	<b>Tipo</b>	<b>Percentual de Ganho</b>
<b>Hidrológica</b>	<b>Energia/Potência</b>	<b>10 a 15%</b>
<b>Circuito Hidráulico</b>	<b>Potência</b>	<b>Até 1%</b>
<b>Turbina</b>	<b>Potência</b>	<b>2 a 5%</b>
<b>Gerador</b>	<b>Potência</b>	<b>20 a 30%</b>

**Fontes:** AES (2000), IBERDROLA (1996), OAG Consult (1996)

Esta tabela permite uma avaliação preliminar da extensão da repotenciação que se pretende executar. O orçamento preliminar também deve ser estudado, alguns dados orientativos se encontram no Capítulo 3. Cumpre lembrar que paradas para recapacitar turbinas ou geradores levam 6 a 9 meses e nestas paradas sempre vale a pena desenvolver em paralelo as outras reabilitações de equipamentos.

Concluídos com sucesso os Estudos de Viabilidade, inicia-se a etapa do Projeto Básico onde a avaliação técnica detalhada e criteriosa da usina vai determinar a extensão da obra de reabilitação. Nesta obra estará inserida a repotenciação, ou somente ela, com o possível ganho de potência definido. A avaliação definitiva da usina deve constar das seguintes etapas:

### **2.1.1. Avaliação Hidrológica**

Consiste na análise dos dados antigos e novos da série histórica de vazões do rio que poderá concluir pela revisão do projeto hidrológico, motivado por alterações climáticas, série maior de dados e, inclusive, melhores condições de monitoramento dos reservatórios (sistemas com respostas mais rápidas, previsões meteorológicas mais precisas). Neste estudo se reavalia vazão assegurada, queda de projeto, potência assegurada e energia assegurada.

A avaliação hidrológica do empreendimento requer o desenvolvimento das seguintes atividades:

- Coleta de dados de vazão para formação de nova série histórica sendo que uma das fontes é o Serviço de Informações Hidrológicas da ANEEL;
- Verificação de estações fluviométricas com réguas verticais graduadas na região da bacia hidrográfica do rio;
- Medições fluviométricas da usina;
- Estudo de regressão, se necessário;
- Estudo energético.

Para as PCH's, devem sempre estar previstos novos estudos hidrológicos, devido a prática de não se esgotar o potencial hidroelétrico disponível nas construções mais antigas. A antiguidade dessas usinas é muito grande, em média 57 anos.

### **2.1.2. Avaliação do Circuito Hidráulico (entre a Tomada D'Água e a Sucção da Usina)**

É o diagnóstico do estado das estruturas civis e mecânicas do circuito hidráulico da máquina, desde as grades na tomada d'água até o tubo de sucção, que podem provocar perdas de carga. Existe uma série de componentes no circuito hidráulico que se deterioram com o tempo e que devem ser recuperados como vigas, as próprias grades, a caixa espiral, septos tanto da tomada d'água como da sucção. A recuperação se constitui em eliminar incrustações, deformações e arrancamentos tanto de partes metálicas como do concreto, diminuindo a rugosidade das paredes e peças.

### 2.1.3. Diagnóstico da Turbina

O diagnóstico da turbina, para sua reabilitação, exige o estudo da sua documentação de projeto e de seu prontuário de manutenções, a inspeção visual detalhada do seu estado de conservação, ensaios de vibração do eixo da roda e a execução de ensaios de rendimento operacional.

Quanto a documentação da turbina, enumeramos: seu estudo de seleção de máquina, características técnicas inclusive curvas de colina, projeto de fabricação e o relatório dos testes de comissionamento. Esta documentação deve ser resgatada nos arquivos da empresa ou no fabricante da turbina sendo que no caso de usinas antigas, normalmente não são encontradas.

A avaliação de prontuário de manutenções, inspeção visual e ensaios de vibração vão determinar reparos que devem ser feitos na turbina e que vão melhorar seu fator de capacidade pela redução da frequência de paradas por falhas de máquina e, também, seu rendimento original.

O ensaio de rendimento da turbina é o ensaio que vai determinar a viabilidade da sua repotenciação, isto é, o restabelecimento de suas condições originais ou, até, a substituição de sua roda. Este ensaio é conhecido como “Index Test” e se utiliza da vazão medida na entrada da caixa espiral da turbina, a queda líquida e o rendimento do gerador, para então comparar a potência motora e a potência produzida na determinação do rendimento da turbina.

Os ensaios de índice de rendimento, Index Test, seguem as normas:

- IEC – 41 – 1963 (International Code for Field Acceptance Tests of Hydraulic Turbines);
- ASME – PTC – 18 – 1949 (Index Test, Method of Testing).

As finalidades básicas dos ensaios conforme a Norma ASME-PTC-18-1949 são:

- a) Determinar as características de uma turbina para sua operação eficiente;
- b) Complementar dados obtidos em um ensaio de aceitação;
- c) Determinar a combinação ideal que relaciona a abertura do distribuidor e as pás da roda em turbinas Kaplan;
- d) Determinar alterações no rendimento ou potência fornecida ao eixo do gerador devidas ao envelhecimento, erosões, alterações ou qualquer outra mudança de performance ao longo do tempo.

São indicadas a seguir, textualmente, algumas das conclusões do TVA (Tennessee Valley Authority) sobre a aplicação, a partir de 1979, dos ensaios tipo Index Test em seu parque gerador constituído por antigas usinas hidrelétricas:

”Foram realizados 55 ensaios nas turbinas do TVA desde o começo do programa de testes. Uma seca severa limitou os ensaios em 1986. Os ensaios incluíram turbinas tipo Francis, Kaplan, Hélice e de fluxo diagonal. Na maioria dos casos havia indicações de deterioração na performance das turbinas em relação a instalação original”.

”Nossa experiência indica que quando a eficiência foi deteriorada cerca de 2%, reparos ou manutenções para restaurar o nível de performance original são mais do que justificados em relação aos custos do reparo e dos testes”.

“O método Index Test provou ser um meio confiável para medidas relativas de mudança de performance de turbinas. Com algumas exceções o Índex Test, conduzido cuidadosamente, pode detetar um nível de desvio na performance de 0,5% ou menos”.

“Ensaio frequentes de Index Test, especialmente antes e depois de grandes manutenções na turbina, devem ser realizados para detetar mudanças na performance num estágio inicial e estabelecimento de controle”.

#### **2.1.4. Diagnóstico do Gerador**

O componente que possibilita maior ganho de potência deve ser bem avaliado. A idade, as características, estado de envelhecimento provocado pelo TEAM (Esforços Térmicos, Elétricos, Ambientais e Mecânicos). Deve-se verificar no prontuário do gerador a existência de sobrecargas imprevistas com excesso de temperatura ou deficiências de construção como desgaste da isolação por efeito corona, pois a expectativa de vida fica bem reduzida.

Segundo as recomendações constantes da Proposta de Normalização IEEE Std. 1147-1991, para que o diagnóstico possa ser feito com um alto índice de confiabilidade, deve-se adotar um programa compreensivo para a avaliação das condições dos componentes do gerador, conforme indicado abaixo:

- a) Enrolamento do Estator
  - Medições de tangente delta;
  - Medições de descargas parciais/coronas;
  - Testes de alta tensão/durabilidade.
- b) Enrolamento de Campo
  - Medições de isolamento;
  - Testes de tensão de impulso (entre espiras);
  - Medições de resistência.
- c) Cunhagem do Enrolamento do Estator
  - Posicionamento;
  - Firmeza.
- d) Núcleo do Estator
  - Compressão residual;
  - Condições de isolamento;
  - Alinhamento.
- e) Rotor
  - Medições de vibrações (deslocamentos de massas e curto circuito entre espiras).
- f) Geral
  - Medições do sistema de ventilação;
  - Medições de potência disponível no acoplamento;
  - Inspeção visual.

Em relação aos aspectos térmicos, a repotenciação do gerador, exige uma avaliação dos enrolamentos do estator e de campo, bem como, do sistema de excitação, para permitir o aumento de potência requerida, com mudanças na classe de isolamento, se necessário. (Caselato, 1998, p. 17).

Os enrolamentos dos geradores antigos construídos com isolamento da classe de temperatura B, que suportam a temperatura de até 120°C, possuem vida útil de 25 anos (Kedecki apud Caselato, 1998, p. 49). Por se tratar de repotenciação, é necessária a troca do enrolamento do estator mudando não só a sua seção condutora, como também, a classe de temperatura de B para F que suporta temperatura de 155°C. Essa mudança permite instalar, na mesma ranhura existente no núcleo do estator, barras com seção maior de cobre e uma seção menor de isolamento com o mesmo poder dielétrico.

O enrolamento de campo, quase sempre suporta um acréscimo de potência da ordem de 20%, sem necessidade de qualquer mudança. Quanto ao equipamento de excitação, geralmente sua modernização é recomendada, já que eram constituídos de máquinas rotativas.

Deve-se atentar para o sistema de ventilação, já que o aumento de calor gerado pela repotenciação precisa ser devidamente dissipado. Há máquinas com sistema de ventilação do tipo aberto e do tipo circuito fechado com radiadores e sistema de resfriamento à água. O projeto de ventilação deverá sofrer modificações, por exemplo, inserindo ventiladores maiores no primeiro tipo e aumentando o fluxo de água ou resfriando a água dos radiadores no segundo tipo.

#### **2.1.5. Sistema de Transformação e Transmissão**

O circuito elétrico em série na saída dos terminais do gerador precisa ser examinado em sua totalidade: disjuntor, barramento de fases isoladas ou cabos elétricos, transformador elevador e assim por diante. Deve ser feita a verificação da compatibilidade da capacidade da instalação com as novas condições de operação da usina, a confiabilidade de seus equipamentos e suas conexões elétricas.

#### **2.1.6. Diagnóstico Geral**

Logicamente, não se deve alterar as condições de dimensionamento estrutural da usina, como por exemplo, o nível máximo do reservatório, que deve ser mantido até por problemas de desapropriação e impactos ambientais, mas pode-se, graças aos estudos hidrológicos, trabalhar com outras condições de operação.

Os equipamentos ou estruturas dispostos em série devem ser avaliados em conjunto quando se processa a modificação de um deles, principalmente quando há majoração de potência. No caso de modificação na roda da turbina com o objetivo de repotenciação devem ser examinados também, o circuito hidráulico da casa de força (constituído de tomada de água, conduto forçado, caixa espiral e distribuidor da turbina, roda da turbina, tubo de sucção e canal de fuga), o eixo da turbina (no que diz respeito ao acréscimo de torque) e o gerador (no que se refere ao torque e aquecimento).

O acréscimo de vazão que o aumento de potência requer, deverá ocasionar, no caso de rejeição de carga, uma sobrepressão maior no conduto forçado. Por outro lado, equipamentos periféricos, como o regulador de velocidade ou o sistema de excitação do gerador, devem sofrer modificações apropriadas. Em relação aos reguladores, eles podem ser substituídos totalmente por reguladores digitais e mais modernos, ou mesmo passar por uma adaptação, substituindo algumas peças por

peças e acessórios modernos redundando num aumento da confiabilidade e eficiência. (Caselato, 1998, p.17)

## 2.2. REPOTENCIAÇÃO DO GRUPO TURBINA GERADOR

Concluída a etapa de diagnósticos e estudos da usina, conhecendo-se o estado de envelhecimento das unidades geradoras, sabedores da tecnologia construtiva adotada, definido o grau de repotenciação viável técnica e economicamente, deve-se estudar mais detalhadamente a reabilitação do grupo turbina – gerador. As seguintes alternativas são encontradas:

**Tabela 09** – Alternativas de Repotenciação das Unidades Geradoras

<b>Repotenciação</b>	<b>Pot.</b>	<b>Turbina</b>	<b>Gerador</b>	<b>Operação</b>
<b>Mínima</b>	2,5%	Reparo	Reparo	Base
<b>Leve</b>	10%	Reparo (operação no limite)	Repotenciação (cl. isolamento)	Base/Ponta
<b>Pesada</b>	20%	Nova Condição Operação	Repotenciação (geral)	Base/Ponta
	30%	Substituição da Roda		

**Fonte:** Elaboração Própria

A alternativa de **Repotenciação Mínima** que pode proporcionar ganhos de capacidade da ordem de 2,5%, corresponde ao reparo da turbina e do gerador, que é a recuperação de seus componentes desgastados. Prevê-se que as unidades geradoras continuarão operando nas mesmas condições originais, normalmente como o projeto de 20 anos atrás, fornecendo energia de base. Como exemplos, as usinas espanholas da IBERDROLA Puente Bibey (G1) com mais 3%, Aldeadavila (G4) com mais 2,5%

A alternativa de **Repotenciação Leve** segundo a classificação da ANEEL, onde se prevê ganhos de capacidade da ordem de 10% e que, aproximadamente, corresponde a acumular água para operação na ponta, ou, havendo condições hidrológicas, na base, operando na capacidade limite de projeto da turbina exigindo o seu reparo e verificação da resistência mecânica de componentes. O gerador vai necessitar de melhores condições de isolamento devido ao seu maior aquecimento nesta condição de operação. Como exemplos, as usinas da CESP UHE Jupia mais 13%, UHE Salto Grande com mais 16,7% e a usina da Light UHE Ilha dos Pombos com mais 11,6%.

A alternativa de **Repotenciação Pesada**, também, segundo a classificação da ANEEL, prevê ganhos de capacidade de 20 a 30% correspondendo a aproveitamentos onde os estudos hidrológicos indicam novas curvas de permanência dos reservatórios e, portanto, outros valores de energia assegurada. Neste caso, antevê-se a substituição da roda da turbina que deverá operar em outras condições de projeto. O gerador deverá sofrer repotenciação completa, pela troca de classe de isolamento, substituição de enrolamentos, chapas de núcleo e eventualmente até a substituição do rotor. Como exemplo, a usina americana UHE Hoover Dam com mais 51%.

### **2.2.1. REPARO DA TURBINA E DO GERADOR**

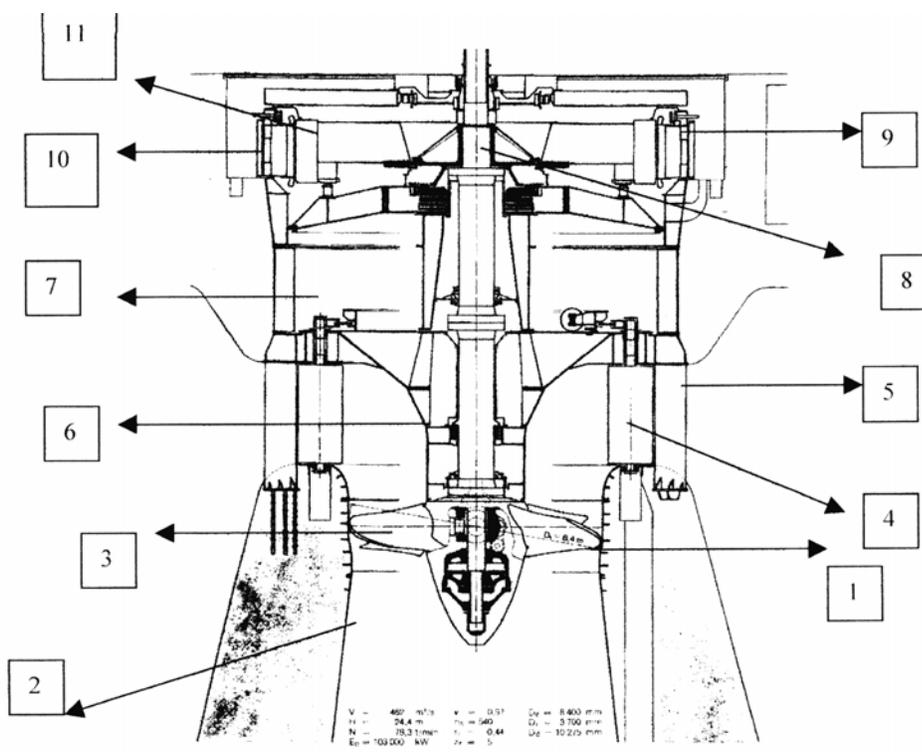
A recuperação das turbinas e geradores compreende a substituição de suas partes desgastadas pelo uso ou erodidas pela ação da água. Algumas peças sofrem alguma modernização pela utilização de novos materiais, no entanto, as dimensões das peças são mantidas exatamente as mesmas. A seguinte recuperação foi executada pela IBERDROLA em 36 turbinas de seu parque gerador (Arregui, Iberdrola, 1996):

- Substituição de placas de desgaste e fixados anéis de vedação com aço inox Cr-Ni;
- Pás diretrizes aperfeiçoadas pela cobertura de todas as partes que sofrem erosão e as ranhuras de vedações com aço inoxidável. Seus eixos e mancais sofreram reforma completa por usinagem e substituição de buchas. Substituídas as vedações;
- Todas as buchas de bronze lubrificadas de pás diretrizes, anéis de regulação, servomotor e sistemas de transmissão foram substituídas por buchas auto lubrificantes. Mancais submetidos a baixas cargas e de fácil recolocação foram substituídos por materiais sintéticos como politetrafluorathile (PTFE) com grafite e vibra de vidro. Aqueles mancais com altas cargas foram substituídos por buchas metálicas auto - lubrificantes;
- Todos os parafusos, porcas e superfícies em contato com materiais auto – lubrificantes foram substituídos por aço inox 13% Cr;
- O sistema central das pás diretrizes foi aperfeiçoado com novo projeto sobre a tampa superior da turbina;
- No caso de turbinas de média e alta queda, vedações especiais foram desenvolvidas para evitar vazamentos quando em operação em vazio com as comportas abertas;
- Todos os elementos ou materiais apresentando desgastes e aqueles que se tornaram obsoletos foram substituídos tais como: babbit dos mancais de guia das turbinas, trocadores de calor, vedações e instrumentação.

Esta manutenção da IBERDROLA não contou com reparos das rodas, pois faz parte da programação normal de manutenções, exceto o reparo de pás erodidas das rodas, cujos ângulos de ataque estivessem deformados, deveria ser incluído nas listas de reparos.

No gerador, assim como na turbina, o reparo corresponde a substituição das peças desgastadas que pode ser realizado com baixo custo e proporcionar a extensão da vida útil do equipamento e a volta das suas condições originais de operação.

**Figura 3** – Corte Típico de Grupo Turbina – Gerador com Pontos de Reparo



**Legenda da Figura 3:**

- |                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| 1) Folga entre Pás e Tubo de Sucção   | 8) Mancal de Escora                                     |
| 2) Tubo de Sucção                     | 9) Entre Ferros do Gerador                              |
| 3) Pás da Turbina                     | 10) Enrolamento do Estator inclusive chaparia do núcleo |
| 4) Pás Diretrizes do Distribuidor     | 11) Enrolamento do Rotor inclusive chaparia de núcleo   |
| 5) Pás Fixas do Pré Distribuidor      |   |
| 6) Mancal de Guia                     |   |
| 7) Servo Motor e Regulador da Turbina |   |

**Fonte:** Elaboração Própria, a partir de Arregui, Iberdrola, 1996

A IBERDROLA selecionou 12 turbinas para testar suas performances após as recuperações. O método utilizado para medir a eficiência foi o Winter Kennedy (Index Test) antes e depois dos reparos. Como a eficiência é diferente para os diversos pontos de operação das máquinas a seguinte fórmula foi utilizada:

$$R_{mp} = 0,15.R_{100\%} + 0,4.R_{90\%} + 0,35.R_{70\%} + 0,10.R_{50\%} \quad (2.1)$$

Onde:

$R_{mp}$  = rendimento médio =  $\Sigma$  (índice de tempo) x (ganho de rendimento na condição operacional)

A média de rendimento adicionado às máquinas foi de 2,28%. O cálculo partiu da medição relacionada na Tabela 10 – Incremento de Eficiência Iberdrola. Na maioria dos casos as eficiências medidas retornaram às eficiências originais principalmente após a limpeza do circuito hidráulico com jatos d'água de alta pressão, assim como a pintura das pás e da caixa espiral reduzindo a suas rugosidades.

**Tabela 10** – Incremento de Eficiência no Reparo de Turbinas Iberdrola

Unidade Geradora	GANHO DE EFICIÊNCIA FUNÇÃO DA CARGA				Ganho de Produção[MWh]
	50%	90%	100%	Média	
Puente Bibey – G1	4,40	3,01	3,20	3,42	4.906
Puente Bibey – G2	3,60	2,87	2,14	2,98	4.273
Villarino – G2	3,50	4,28	3,84	3,97	7.193
Barazar – G1	4,50	2,99	3,14	3,41	2.569
Aldeadavila – G4	1,30	2,20	2,50	2,00	7.595
Villarino – G4	1,50	0,65	0,48	0,87	1.576
San Esteban – G2	1,65	1,65	1,73	1,66	3.732
San Esteban – G1	1,15	0,55	0,00	0,65	1.461
Saucelle – G1	1,90	2,20	3,00	2,22	5.498
Conso – G2	3,30	3,30	4,00	3,41	2.404
Conso – G3	0,50	0,50	0,00	0,43	303
Saucelle – G3	2,00	2,20	3,70	2,37	5.869
<b>MÉDIA</b>	<b>2,44</b>	<b>2,20</b>	<b>2,31</b>	<b>2,28</b>	<b>3.948</b>

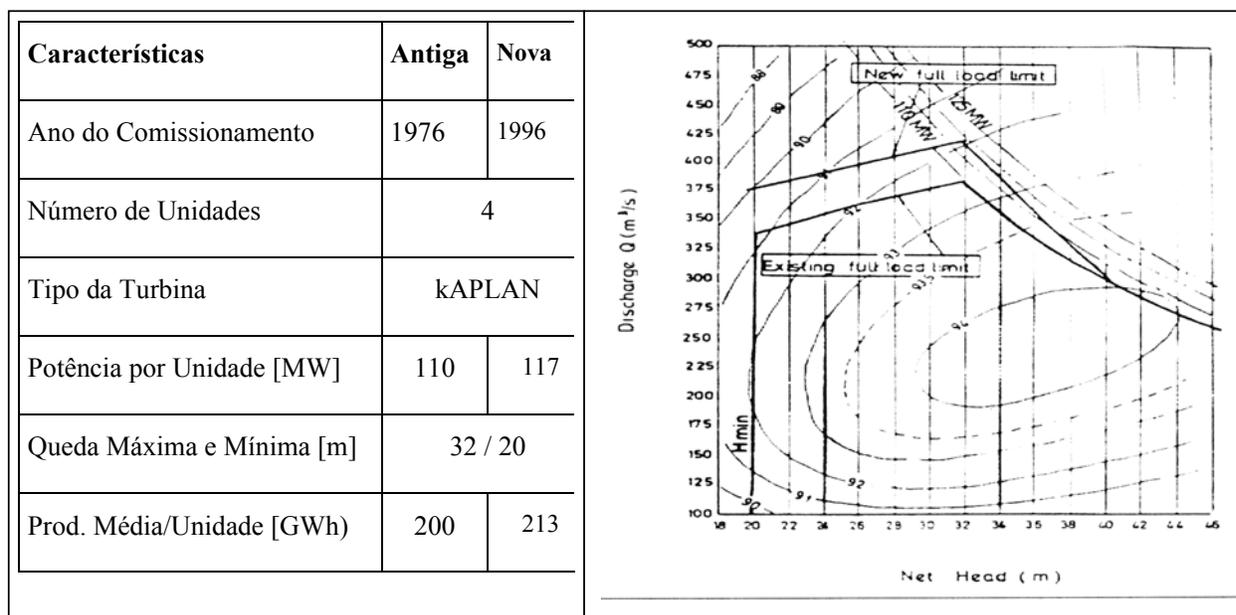
Fonte: Arregui, Iberdrola, 1996

### 2.2.2. NOVA CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO DA TURBINA

É incrementar a potência produzida pela turbina colocando-a no limite de projeto pelo aumento da vazão pela maior abertura das pás do distribuidor ou de outro dispositivo limitador de vazão. A operação da turbina na sua zona de limite de carga envolve pequenas perdas de eficiência. As máquinas ficam submetidas a esforços maiores que normalmente são admissíveis para o equipamento.

Na Figura 4, encontra-se representada a repotenciação elaborada pela Iberdrola como estudo de aplicação, onde se observa a antiga e a nova condição de operação da máquina. O acréscimo de potência por unidade é de 7 MW. Consta que com pouco mais de investimento poderia se atingir 15 MW por unidade.

**Figura 4** – Usina Repotenciada pela Iberdrola, Características e Curva de Colina.



**Fonte:** Arregui, Iberdrola, 1996

### 2.2.3. SUBSTITUIÇÃO DA RODA DA TURBINA

O trabalho de pesquisa elaborado pela IBERDROLA sobre substituição de rodas de turbina é mais do que suficiente para provar a sua eficácia. Foi elaborado um novo projeto de roda de turbina da central hidrelétrica da tabela 11. Esta usina possui um reservatório de acumulação e opera

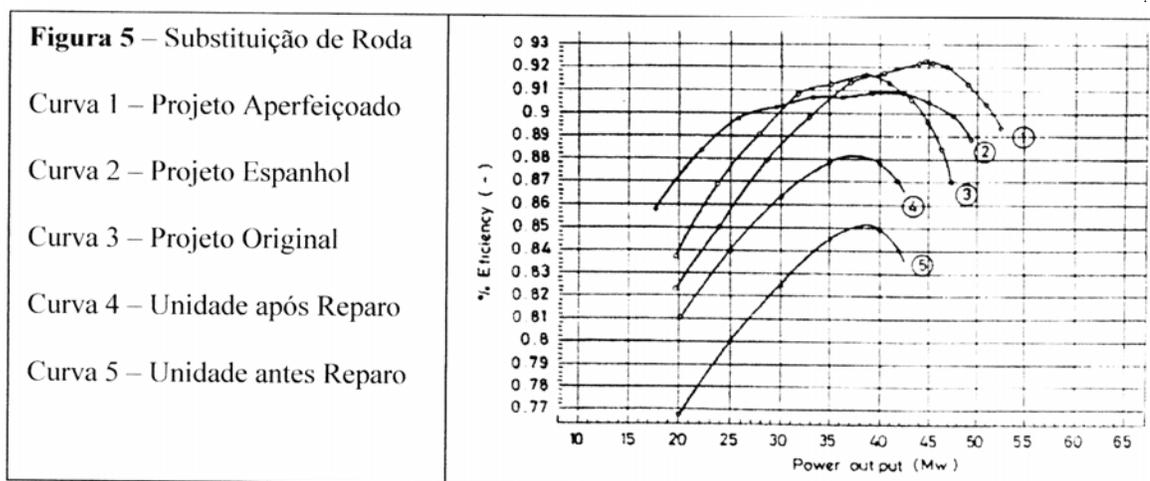
principalmente durante a semana em horários de pico de demanda de energia e na melhor eficiência das unidades geradoras.

**Tabela 11** – Usina Hidrelétrica da Espanha – Substituição da Roda da Turbina.

<b>Características</b>	
Ano do Comissionamento	1956
Número de Unidades	2
Tipo da Turbina	Francis
Potência por Unidade [MW]	42
Queda Máxima e Mínima [m]	332 e 318,7
Produção Média por Unidade [GWh]	70

**Fonte:** Arregui, Iberdrola, 1996

Foram construídas três rodas de turbinas sendo duas pela empresa EPEL (Lausana), onde uma era similar a roda original e a outra um projeto aperfeiçoado. O terceiro modelo de roda também foi um novo projeto elaborado na própria Espanha. O resultado está apresentado na Figura 05.



**Fonte:** Arregui, Iberdrola, 1996

Na análise comparativa da Tabela 12 pode se observar que a relação de ganhos entre a máquina reparada e ela com a troca de roda (Roda Nova / Reparo) foi de ganho de capacidade 5 MW e de eficiência mais 4%. O acréscimo de energia poderia ser de 4,8 GWh, considerando as máximas vazões, e o aumento de receita de US\$ 68.360,00 que corresponde a 9,4% do investimento adicional necessário.

Na época em que foi realizado (1993), o investimento adicional em roda nova não foi considerado viável, 727.200 U\$, pois o preço da geração de energia no mercado espanhol estava a U\$ 14,24 por MWh. O retorno simples do capital (simple pay back) se daria em mais de 10 anos.

**Tabela 12 – Análise Comparativa**

<b>Análise Comparativa entre a Substituição (Roda Nova), o Reparo e Antes</b>						
<b>Comparação</b>	<b>Ganhos</b>					<b>RodaNova</b>
	<b>MW</b>	<b>Rend.%</b>	<b>GWh</b>	<b>US</b>	<b>US/MWh</b>	<b>1000xUS</b>
<b>Reparo / Antes</b>	2,8	3	2,688	38.281,60		<b>727,20</b>
<b>Roda Nova/Reparo</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4,8</b>	<b>68.360,00</b>	<b>14,24</b>	
<b>Roda Nova/Antes</b>	6,5	7	8,4	119.630,00		

**Fonte:** Arregui, F.: Iberdrola, 1996

Atualmente a troca pela roda aperfeiçoada (roda nova) nesta usina da Iberdrola seria viável se considerado os preços praticados da energia, ou seja, no caso brasileiro, o valor normativo (VN) de 80 R\$/MWh (35 U\$/MWh), o retorno simples do capital se daria em aproximadamente 4,5 anos, com razoável atratividade.

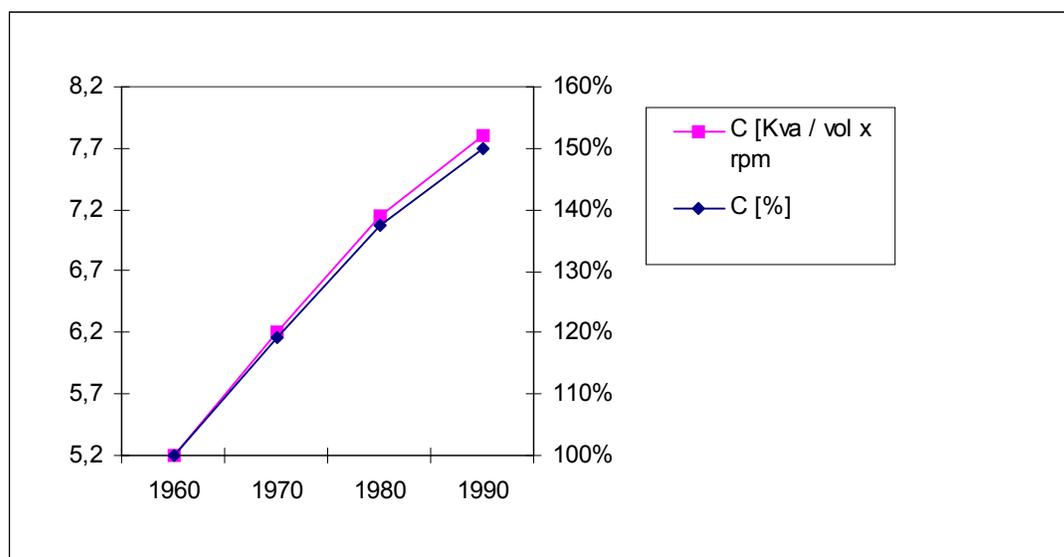
#### **2.2.4. REPOTENCIAÇÃO DO GERADOR**

Trata-se de uma reabilitação com aumento de potência do gerador. Caso se apresente a necessidade de sua reforma, ela deve ser orientada pelos ganhos de potência possíveis da turbina. Nestas condições, deve-se capacitar o gerador para a conversão desta energia, porém permanecendo dentro dos limites do “TEAM” de esforços especificados.

Ainda que mantidas as dimensões originais, é possível se reprojeter geradores com uma potência maior. O fator de utilização “C”, conforme expressão abaixo, que mede a potência produzida por unidade de volume da parte ativa do gerador em função da rotação apresentou, nos últimos 30 anos um acréscimo de cerca de 50%, conforme a Figura 6 que se segue.

$$C = P_n \cdot 10^3 / (L_{fe} \cdot \phi^2 \cdot \text{rpm}) \text{ [kVA} \cdot \text{min. / m}^3\text{]} \quad \text{(Fator de Utilização)} \quad (2.2)$$

**Figura 6** – Evolução do Fator de Utilização dos Geradores



**Fonte:** Retrofit – OAG Consult, 1996

Os componentes que mais contribuíram para esta evolução foram:

- **Núcleo do Estator**

A utilização de chapas siliciosas de melhor qualidade com redução das perdas-ferro em até 50%, em conjunto com nova geometria dos segmentos, proporciona uma melhor distribuição do fluxo e uma consequente redução da temperatura. Adicionalmente, a substituição do papel isolante entre chapas por vernizes de espessura reduzida permite uma melhoria do fator de empilhamento. Estes fatores são responsáveis por um acréscimo do fator de utilização variando entre 5 e 10%.

- **Enrolamento do Estator**

A introdução de materiais isolantes produzidos com tecnologia de ponta, tais como fitas isolantes de mica com tecido de vidro e resinas sintéticas para sua impregnação pelo processo VPI (impregnação com maior rigidez dielétrica e classe de temperatura mais elevada do que os antigos materiais asfálticos). Isto permite reduzir-se a espessura de isolamento facilitando a transferência de calor do

cobre para o ar de refrigeração, bem como um aumento da seção transversal do condutor. Estas modificações permitem um ganho no fator de utilização variando entre 15 e 20%.

- **Enrolamento do Rotor**

Embora de modo geral não haja necessidade de substituição dos pólos, devem ser analisadas as solicitações operacionais das isolações principais e entre espiras das bobinas polares, sob as novas condições de carga. Normalmente procede-se a substituição dessas isolações, devido ao seu envelhecimento e às maiores solicitações térmicas e elétricas na máquina repotenciada.

- **Sistema de Ventilação**

O resfriamento provocado pela ventilação é função do volume total de ar em circulação, de sua velocidade junto às superfícies aquecidas e da geometria destas partes percorridas pelo ar. Através de estudos que simulam a distribuição do fluxo de ar, suas quedas de pressão e velocidades, em função da geometria do circuito, pode-se obter uma correta estimativa do resfriamento da máquina. É possível otimizar o cálculo de novos ventiladores com um rendimento em até 30% superior ao dos antigos projetos. Corresponde a um acréscimo de 15 a 25% na potência útil do gerador.

- **Reforços Estruturais**

Caso não haja alteração do circuito magnético, existe a possibilidade de ocorrência dos seguintes fenômenos:

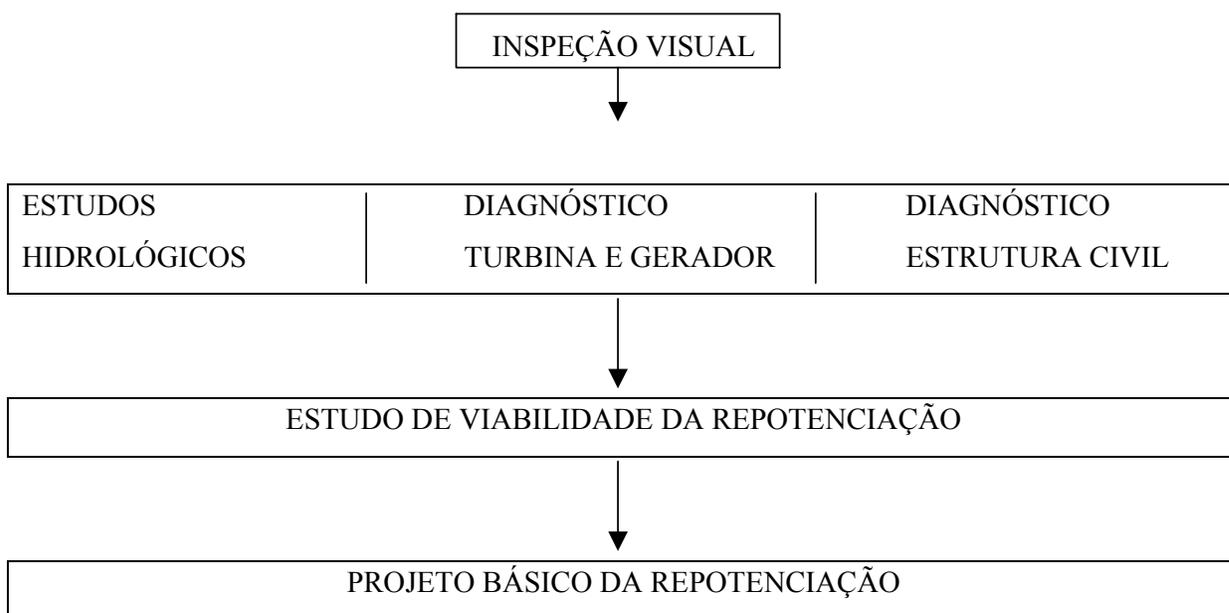
- Manutenção dos esforços em regime transitório;
- Elevação dos esforços em regime permanente.

Neste último caso devem ser verificadas as tensões sobre os componentes destinados a transmissão dos esforços, tanto para as partes girantes quanto para seus apoios.

### 2.3. CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS TÉCNICOS

Pelo que foi exposto, conclui-se que praticamente é sempre possível a reabilitação de um conjunto turbina gerador com idade superior a 20 anos com grandes ganhos de capacidades, entretanto, para que esta solução seja dotada de uma alta confiabilidade, é fundamental a adoção de uma requintada técnica de análise, envolvendo de forma balanceada a teoria e a prática, conforme mostrado no fluxograma “PROCEDIMENTO DE AVALIAÇÃO DE REPOTENCIAÇÃO”, a seguir.

**Figura 7** - Fluxograma: Procedimento de Avaliação da Repotenciação



Fonte: Elaboração Própria

Como exemplo de avaliação, cita-se a Usina Jupuí da Cesp cuja repotenciação concorreu com a alternativa de ampliação. Os estudos realizados concluíram pela repotenciação de suas máquinas com a adição de 13,5% de capacidade geradora.

**Tabela 13** - Avaliação de Jupuíá - Geração (MWmed) e Fator de Capacidade

<b>Ano</b>	<b>Geração [MW]</b>	<b>F. Cap. [%]</b>
<b>1986</b>	1181	83,5
<b>1987</b>	1140	80,6
<b>1988</b>	1164	82,3
<b>1989</b>	1103	78,0
<b>1990</b>	1028	72,7
<b>1991</b>	1057	74,6

**Fonte:** Revista Eletricidade Moderna, set/95, p. 118

No estudo realizado para a Usina Hidroelétrica Jupuíá que foi o primeiro caso aplicativo do “Programa de Recapitação e Modernização de Usinas” desenvolvido pela Cesp, pode se observar na Tabela 13, Avaliação de Jupuíá, o fator de capacidade decrescente, determinando a necessidade de intervenção nas máquinas, momento adequado para um estudo de repotenciação.

Na Tabela 14, Estudo de Sensibilidade, as três alternativas que foram estudadas de construção de máquinas adicionais ou repotenciação. Pode se observar que, enquanto uma nova usina tem seus custos totais da ordem de US\$ 700 a US\$ 1400 por kW instalado, a repotenciação de antigas unidades existentes pode ser realizada a um custo de US\$ 175 a US\$ 350 por kW adicional, ou seja, de 50 a 25% dos valores originais. Dados obtidos pela Cesp em Jupuíá.

**Tabela 14** - Estudo de Sensibilidade – Usina Jupuíá

<b>Configuração</b>	<b>1 máquina adicional</b>	<b>2 máquinas adicionais</b>	<b>Repotenciar 14 máquinas</b>
<b>Cap. Inst. [MW]</b>	120	240	226
<b>Investimento [10<sup>6</sup>US\$]</b>	182,1	308	56
<b>Custo Unitário [US\$/kW]</b>	1517	1283	248

**Fonte:** Revista Eletricidade Moderna, set/95, p. 118

## CAPÍTULO 3

### AVALIAÇÃO DA REPOTENCIAÇÃO

#### ASPECTOS ECONÔMICOS

##### 3.1. DADOS DE CUSTO PRELIMINARES

Assim como nos aspectos técnicos, nas considerações econômicas preliminares, anteriores aos Estudos de Viabilidade de Repotenciação, avalia-se o empreendimento por índices estatísticos de custo da obra. A tabela abaixo fornece dados para estes estudos preliminares subdividindo-os em partes: a turbina, o gerador, os componentes do circuito hidráulico. A revisão hidrológica da operação da usina está no escopo dos estudos e projetos.

**Tabela 15** - Custos de Repotenciação

<b>Repotenciação</b>	<b>Ganho kW (média)</b>	<b>Custo por kW</b>
<b>Estudos e Projetos</b>		<b>7% da obra</b>
<b>Circuito Hidráulico</b>	<b>Até 1%</b>	<b>R\$ 200</b>
<b>Turbina</b>	<b>2 a 15%</b>	<b>R\$ 300 a 700</b>
<b>Gerador</b>	<b>20 a 30%</b>	<b>R\$ 200 a 600</b>

**Fontes:** Cesp, Voith-Siemens, Alstom, Iberdrola

Na determinação dos custos de repotenciação, se aplica a tabela de custos acima. No caso de reconstrução, deverão ser acrescidos os custos orçamentários das novas estruturas civis, dos novos equipamentos eletromecânicos e dos impactos sócio-ambientais. Salienta-se que para avaliação do ganho de energia da repotenciação deve-se considerar nos custos somente aqueles que

proporcionam ganhos na geração, isto é, o custo da reforma de uma comporta do vertedouro destorceria esta avaliação.

### **3.2. CUSTO DA REPOTENCIAÇÃO DA USINA**

#### **3.2.1. Orçamento da Implantação**

A parte principal do investimento a ser realizado na obra de reconstrução ou reabilitação corresponde ao orçamento da repotenciação. Deverão ser determinados todas as quantidades e custos unitários, equipamentos e serviços projetados da obra como um todo. A previsão do custo da obra que deve ser preparado de acordo com o OPE – Orçamento Padrão Eletrobrás que compreende, no caso mais geral, nas seguintes contas:

- Conta 11 - Estruturas e Outras Benfeitorias;
- Conta 12 - Barragens e Adutoras;
- Conta 13 - Turbinas e Geradores;
- Conta 14 - Equipamentos Elétricos e Acessórios;
- Conta 15 - Diversos Equipamentos da Usina;
- Conta 16 – Estradas de Rodagem, de Ferro e Pontes;
- Conta 17 – Custos Indiretos;
- Conta 18 – Juros Durante a Construção

As quantidades das obras civis deverão ser calculadas a partir dos desenhos de projeto, levantamentos e estudos, com precisão compatível com o nível dos estudos (viabilidade ou básico). Deverão ser considerados todas as escavações, aterros, estruturas de concreto, limpeza e tratamento de fundações e as obras provisórias.

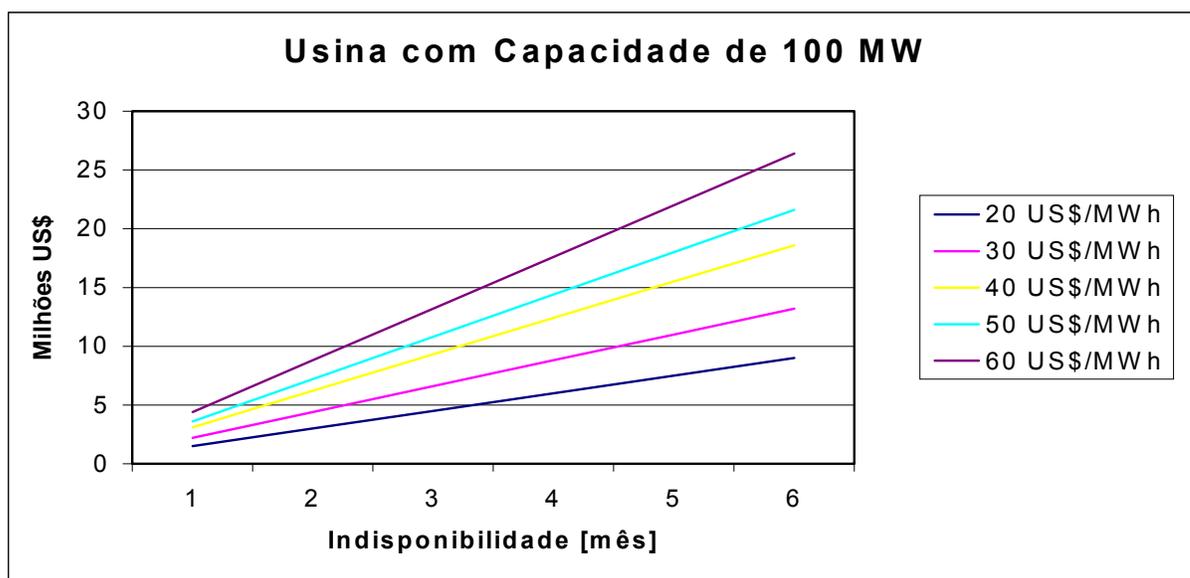
Os custos unitários destes materiais e serviços deverão ser obtidos por pesquisa em empresas habilitadas para execução dos serviços, por composição de preços considerando as características do local do empreendimento quanto a fornecimento de materiais e mão de obra, consulta a órgãos públicos ou a tabelas de preços unitários publicadas.

Os equipamentos eletromecânicos deverão ser preferencialmente quantificados por consulta a fabricantes e fornecedores. Aos custos de aquisição devem ser acrescidos os custos de inspeções, transporte, montagem, supervisão, comissionamento, impostos, taxas e seguros.

### 3.2.2. Custo da Indisponibilidade

Entre os aspectos mais importantes a serem considerados na análise econômica das alternativas de repotenciação, está o relacionado com a perda de receita proveniente da indisponibilidade da unidade geradora para alimentação do sistema elétrico. No levantamento destes custos não se deve, simplesmente, levar em consideração o tempo total da obra como indisponibilidade, mas considerar estatisticamente como vem operando a máquina com paradas por falhas, reparo e contingências do sistema.

**Figura 8** – Perdas de Receita por Indisponibilidade de Máquina de 100MW



**Fonte:** Elaboração própria

A frequência e duração destas paradas foram fatores determinantes na decisão de se reabilitar máquinas pela perda de receita que provocavam. Agora elas se constituem em parâmetros de cálculo do tempo de indisponibilidade durante a obra de repotenciação. A Figura acima apresenta o custo da

indisponibilidade da unidade geradora de 100 MW em milhões de dólares, em função do tempo e do preço de comercialização da energia no mercado.

Por dispensar a infra-estrutura necessária à construção de uma nova usina e ter um reduzido prazo nos serviços de engenharia, ainda, considerando que os fornecimentos de materiais e fabricação podem correr em paralelo com os preparativos da repotenciação, o período de indisponibilidade se torna curto e se resume na troca dos componentes.

### **3.3. PRODUÇÃO DE ENERGIA**

Como parte da análise econômica, considera-se a determinação da produção de energia nas novas condições de operação da usina, que vai representar a receita do empreendimento nos estudos de viabilidade econômica. Os parâmetros de cálculo da nova produção de energia são:

- Operação em nova curva de permanência, isto é, outras condições hidrológicas;
- Potência instalada de máquina incrementada;
- Usina comercialmente fornecendo energia na base ou na ponta da demanda;

Determinada a energia produzida, esta deverá ser comparada com a energia produzida antes da repotenciação. Há que se considerar se a usina estava em operação ou estava desativada. Neste caso toda a energia produzida pode ser considerada como receita na análise econômica da obra, portanto:

- Usina em operação: descontar a energia produzida antes da repotenciação;
- Usina desativada: considerar toda a energia produzida.

Esta consideração vale para efeito de avaliação da obra, mas para avaliação de repotenciação deve-se levar em conta os custos dos aumentos de produção referentes às melhorias implantadas nos equipamentos de geração.

### **3.4. CONSOLIDAÇÃO DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA**

A consolidação da avaliação econômica é a reunião de todos os custos e receitas previstas, proporcionando uma análise econômico-financeira que vai determinar a viabilidade da repotenciação do empreendimento. Deve-se considerar as situações particulares em vista da idade da usina e os antigos custos operacionais para determinar o novo preço da energia produzida.

#### **3.4.1. Custos Adicionais**

Deve-se levar em conta que em repotenciações definidas para usinas com idade superior a 20 anos, muitas delas não têm seu investimento de construção original ainda amortizados já que o tempo de amortização normalmente é de 30 anos.

Outros custos adicionais são as despesas administrativas da usina como a de operação e manutenção onde devem estar incluídas mão de obra, energia consumida pela própria usina, materiais de consumo e de manutenção despesas estas que para efeito de cálculo devem ser anualizadas.

Os juros de capital provenientes de financiamentos devem ser considerados também como custos adicionais. Por exemplo, os financiamentos proporcionados pelo Programa PCH-COM da Eletrobrás / BNDES que, por serem incentivados, serão utilizados na proporção de 80% do investimento da obra (vide item 1.2 deste trabalho).

#### **3.4.2. Custo da Energia Produzida**

O preço de custo da energia produzida pelo novo empreendimento obtém-se pela divisão da soma de todas as despesas anuais, calculadas considerando um prazo de amortização, pela produção também anual de energia. Desta forma, será obtido o preço de custo do MWh (índice de mérito) produzido na saída dos bornes do transformador elevador da usina.

Na comercialização desta energia, a este preço do MWh deverá ser acrescida a tarifa de transporte desta energia até o consumidor final, além das perdas de energia no sistema de transmissão. De acordo com critério estabelecido pelo Mercado Atacadista de Energia deve ser rateado de maneira proporcional para cada categoria, ou seja, 50% para a geração e 50% para o consumo.

A soma das despesas vai corresponder à totalização de todos os custos estudados anteriormente, anualizados função da taxa de retorno da obra de repotenciação do empreendimento. A amortização em 5 anos é considerada interessante para investimentos pelas empresas privadas com a taxa de retorno de 15%.

No desenvolvimento dos cálculos de custo de energia são utilizados os seguintes conceitos de matemática financeira:

- Tempo de Retorno (simple pay-back) - SP

$$SP = I / G \quad I = \text{investimento inicial} \quad G = \text{ganhos anuais} \quad (3.1)$$

- Valor Presente dos Custos (life cycle cost) – LCC

$$LCC = I_c + \sum E_n.P_n + \sum N.E_{cn} \quad (3.2)$$

Onde  $I_c$  é capital inicial,  $E_n$  a energia consumida,  $P_n$  o preço da energia,  $N.E_{cn}$  os custos não energéticos,  $i$  a taxa de desconto ou de retorno,  $N$  a vida esperada ou o período de amortização.

- Fator de Recuperação de Capital – FRC

$$FRC = A / P = A / F = i / [1 - (1+i)^{-N}] \quad (3.2)$$

Onde  $A$  = despesas anualizadas       $P$  = valor presente       $F$  = valor futuro

- Custo Anualizado (annualized life cycle cost) - ALCC

$$ALCC = A = P \times FRC \quad (3.3)$$

O preço de custo da energia produzida deverá ser calculado dividindo-se o ALCC pela energia produzida na usina.

$$CUSTO \text{ DO MWh} = ALCC / \text{MWh produzido} \quad (3.4)$$

### 3.4.3. Considerações Sobre Viabilidade

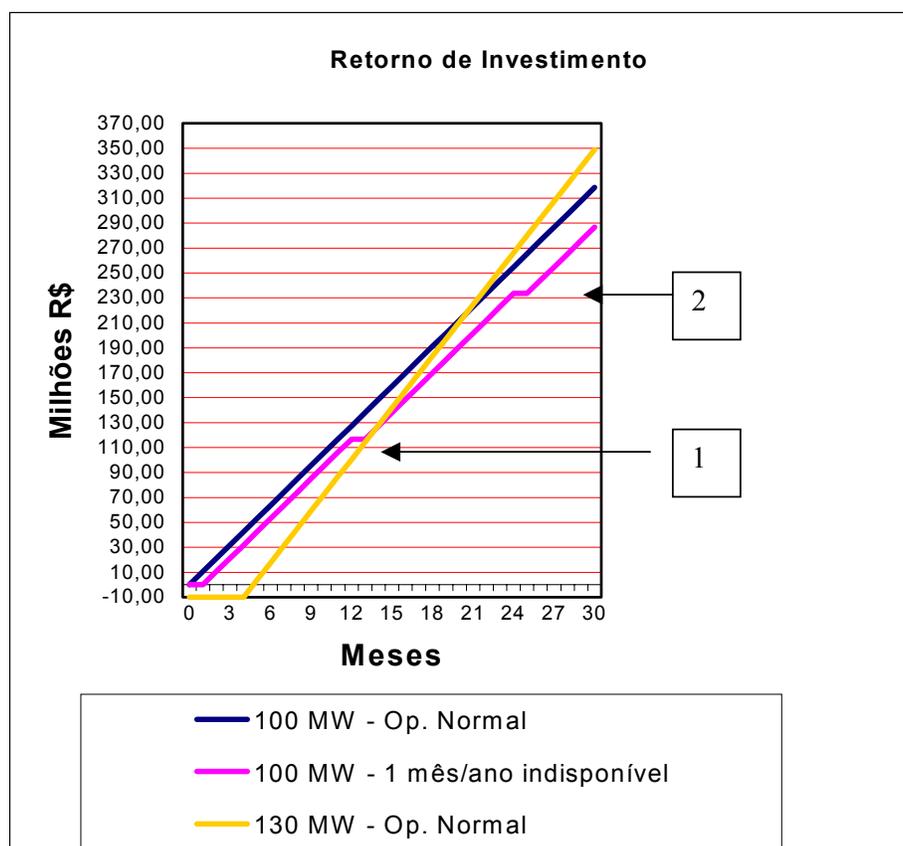
A viabilidade da obra de repotenciação estará estabelecida quando preço de custo da energia produzida atingir valores menores que os de comercialização ou do valor normativo (VN). Desta forma, este custo passa a ser considerado como um índice de sensibilidade para seleção dos melhores investimentos em repotenciação, isto é, um índice de atratividade.

No entanto, é necessário particularizar somente o custo da obra de repotenciação e o ganho de produção de energia para determinar a sua atratividade. Para isso, basta retirar os capitais não amortizados anteriormente e os custos administrativos da usina que continuam os mesmos, eventualmente até menores, para se obter o custo necessário para o cálculo do LCC.

A Figura 9 abaixo, ilustra um caso real e mostra as evidentes vantagens da repotenciação nos dois casos de unidade geradoras com e sem indisponibilidades antes da reabilitação:

1. “Pay-back” em curtíssimo prazo para unidades geradoras com problemas de FC, que obrigam a sua retirada de operação para reparos durante cerca de um mês a cada ano, conforme indicado pelo ponto de intersecção (1) das curvas;
2. Também revela-se altamente compensatória naqueles casos que ainda não atingiram sua fase crítica, porém a cada dia que passa estão mais próximos de fazê-lo, como pode ser observado no outro ponto de intersecção (2).

**Figura 9 – Retorno do Capital Empregado no Processo de Repotenciação**



**Fonte:** Adaptação – OAG Consult, 1996

## **CAPÍTULO 4**

# **AVALIAÇÃO DA REPOTENCIAÇÃO**

## **ASPECTOS AMBIENTAIS**

### **4.1. IMPACTOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA**

As fontes de geração de energia elétrica também são fontes de poluição e de impactos ambientais. Cada tipo de usina de geração elétrica agride a natureza diferentemente.

As hidrelétricas transformam sistemas fluviais em lacustres, interferem diretamente no ecossistema da região onde estão sendo implantadas.

Uma central hidroelétrica entre outros impactos, altera a flora e a fauna, o clima local e produz atividades micro-sísmicas. Na água, há o aumento de bactérias e algas, cheiros desagradáveis, modificações nas concentrações de oxigênio e, também, trocas ecológicas entre a represa e o rio abaixo. Há a necessidade do reassentamento da população ribeirinha e o desmatamento das matas ciliares.

As termoelétricas, por queimarem combustíveis, são fontes poluidoras e lançam efluentes aéreos que, também, causam problemas ambientais. As termoelétricas queimam carvão, óleo combustível e gás. A contaminação se inicia, já, na mineração e extração do combustível, depois, na combustão, emitem uma série de produtos químicos contaminantes que de forma resumida estão apresentados na Tabela 8.

**Tabela 16** - Emissões Atmosféricas-Central Termoelétrica 1.000 MWe

<b>Segundo tipo de combustível utilizado</b>		
<b>Combustível</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Emissões Atmosféricas Anuais</b>
Carvão (1% S)	2.500.000 t	40.000 t SO <sub>2</sub> 30.000 t Nox 7.400.000 t CO <sub>2</sub> 1.500 t MP (cinzas volantes) 400.000 t MP (cinzas pesadas)
Óleo Combustível (3% S)	2.000.000 t	80.000 t SO <sub>2</sub> 14.000 t NO <sub>x</sub> 5.700.000 t CO <sub>2</sub> 5.400 t MP (cinzas volantes) 200.000 t Gesso (dessulfurizado)
Gás Natural	2.000.000 t	20 t SO <sub>2</sub> 15.000 t NO <sub>x</sub> 4.400.000 t CO <sub>2</sub> 150 t MP (cinzas volantes)

**Fonte:** G. Mastino–Energia e Innovazione (1989) apud Tronconi et al-Pianeta in Prestito (1991).

As emissões atmosféricas, apresentadas na tabela 8, deixam claras as vantagens da geração de energia pela combustão do gás natural, mesmo assim, ainda emite níveis altos de NO<sub>x</sub> e CO<sub>2</sub> como os outros combustíveis. Os seus baixos índices de emissão de SO<sub>2</sub> e cinzas volantes é que dão ao gás natural a preferência entre os combustíveis.

## **4.2. IMPACTOS AMBIENTAIS DA REPOTENCIAÇÃO**

A consciência ambiental é fundamental no desenvolvimento de projetos de geração de energia, pois, os impactos podem ser grandemente reduzidos desde que cuidados sejam tomados já nas primeiras decisões. No caso das repotenciações, as que não acrescentam impactos devem ter preferência, isto é, são as repotenciações das hidroelétricas cujos níveis de reservatório são mantidos e das termoelétricas cujo aumento do fator de capacidade e o aumento da potência gerada são

compensados pela eficiência da combustão e sistemas de purificação de efluentes que minimizem as emissões.

As repotenciações hidroelétricas proporcionam ganhos de energia consideráveis impactando muito pouco. Tomando por base a perspectiva de repotenciação, com acréscimo da ordem de 8.093 MW, indicado no item 1.3. deste trabalho, estaríamos adicionando mais que meia Usina Itaipú ao sistema elétrico sem impactar o ambiente.

A reabilitação de usinas hidrelétricas não cria novos impactos à natureza, pois não interfere no nível dos reservatórios sendo esta uma característica da repotenciação das usinas de grande porte e, portanto, de quase a totalidade da repotenciação possível.

A reconstrução, uma peculiaridade das PCH's, pode provocar impactos, o que exigiria novo licenciamento da obra, com a necessidade de elaboração de um RAS (Relatório Ambiental Simplificado) e eventualmente EIA/RIMA. A reconstrução pode levar a alteração no armazenamento do reservatório, introduzida pelos estudos hidrológicos, devido aos novos parâmetros de projeto e de operação da usina.

Nestes casos, os impactos ambientais vão representar grande aumento do custo da obra de repotenciação na forma de novas desapropriações, indenizações, relocações e reassentamentos de populações afetadas, inclusive a construção de novas obras mitigadoras destes impactos.

Por seu turno, repotenciar UTE's significa melhorar a eficiência da combustão, portanto, lançar menos efluentes no meio ambiente. Caso esta repotenciação venha acompanhada de aumento do fator de capacidade, pode causar mais impactos ambientais. Caso o volume de combustível queimado se mantenha, também, o FC (fator de capacidade), estará se lançando menos contaminantes no ambiente e aí estará caracterizada a melhor forma de repotenciar UTE's, do ponto de vista ambiental.

As repotenciações de UTE's devem ser devidamente equipadas para que interfiram pouco no meio ambiente, mesmo introduzindo custos adicionais à obra. O critério do projeto deve ser o de reduzir a natureza e a dimensão dos impactos antigos.

Hoje existem tecnologias avançadas e reconhecidas de sistemas de tratamento de gases. São os denominados dessulfurizadores que impedem a passagem direta dos gases da chaminé para a atmosfera. Esse sistema reduz em 90% a emissão de dióxido de enxofre e de material particulado, eliminando a possibilidade de formação de chuva ácida.

Em operação, as UTE's que queimam óleo combustível produzem gesso, proveniente do processo de dessulfurização dos gases, que geralmente pode ser aproveitado na construção civil, na indústria de cimento e de papel e como fertilizante agrícola.

As UTE's necessitam de água para o seu resfriamento, para isto empregam-se diversos sistemas. Um deles é o sistema de torre úmida. Considerado um processo bastante adequado, ele permite que a usina opere com boa eficiência, exige pequenos volumes de água para reposição, não aquece a água da fonte e não causa impactos ao meio ambiente. Outro sistema é o de torre seca que substitui a torre úmida por trocador de calor e necessita de grande disponibilidade hídrica.

As águas que são utilizadas no funcionamento da usina necessitam passar por um processo de tratamento antes de retornar à sua origem, evitando com isso qualquer alteração na sua qualidade e temperatura. Os efluentes líquidos e os resíduos sanitários devem ser igualmente tratados, antes de serem lançados no ambiente, para não causar poluição.

Deve ser introduzido um Sistema de Controle Ambiental para as UTE's a fim de acompanhar e avaliar periodicamente, através de programas de monitoramento, que em geral são implantados de acordo com as características dos municípios, com a participação de instituições e entidades regionais. Dessa maneira, a usina gera energia elétrica, sem interferir na qualidade de vida da população.

### **4.3. REGULAMENTAÇÃO AMBIENTAL**

Não existe no Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico (PMDA), orientação específica para obras de reopotenção. Devem ser seguidas as diretrizes da regulamentação em vigor dos novos empreendimentos, cuja evolução se deu nas últimas três décadas.

A legislação ambiental brasileira tem evoluído a partir de 23/11/60 em que a Lei n.º 3.824 tornava obrigatória a destoca e conseqüente limpeza das bacias hidráulicas dos açudes, represas e lagos artificiais. Em 15/09/1965, através da Lei n.º 4.771, instituiu-se o Novo Código Florestal. Em 27/04/1981, a Lei n.º 6.902, dispõe sobre a criação de estações ecológicas e áreas de proteção ambiental.

A Lei n.º 6.938 de 31/08/1981, entretanto, é considerada a base da legislação ambiental. Estabelece a Política Nacional de Meio Ambiente, sua finalidade, mecanismos de formulação e aplicação. Constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), cria o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e institui o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos da Defesa Ambiental. Um de seus objetivos é a compatibilização do desenvolvimento econômico social com a preservação da qualidade do meio ambiente e do equilíbrio ecológico e a difusão de tecnologias de manejo do meio ambiente, a divulgação de dados e informações ambientais e a formação de uma consciência pública sobre a necessidade de preservação da qualidade ambiental e do equilíbrio ecológico.

Em 01/06/82, o Decreto n.º 88.951, regulamenta as Leis n.º 6.902 e n.º 6.938, definindo competências e critérios para licenciamento. Em 23/01/1986, a Resolução n.º 001, do CONAMA, cria a obrigatoriedade do EIA, Estudo de Impacto Ambiental, e do RIMA, Relatório de Impacto Ambiental, para a concessão de licenciamentos, estabelece responsabilidade, critérios básicos e diretrizes gerais para o uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental.

Em novembro de 1986, foi editado o I Plano Diretor para Proteção e Melhoria do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico (I PDMA), marcando a reorientação do Setor no equacionamento das questões sócio-ambientais. Esse plano contemplou os empreendimentos do Plano de Recuperação Setorial, então em vigor, correspondendo à expansão dos sistemas de suprimento nos curto e médio prazos.

O II Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico – PDMA, resulta de um processo de aperfeiçoamento do anterior e se vincula, no médio prazo, ao Plano Decenal de Expansão 1990/1999.

#### 4.4. LICENCIAMENTO DOS EMPREENDIMENTOS

A sistemática que é recomendada e em vigor para o licenciamento dos empreendimentos hidrelétricos é a definida no II PDMA e está esquematizada abaixo.

**Tabela 17** - Sistemática de Planejamento e Licenciamento dos Empreendimentos Hidrelétricos

		Aprovação da ANEEL: outorga da concessão para exploração do aproveitamento.	Aprovação da ANEEL: Autorização de construção.		
Engenharia	Inventário	Estudo de Viabilidade	Projeto Básico	Projeto Executivo / Construção	Operação
Meio Ambiente	Inventário Ambiental	Estudo de Viabilidade Ambiental	Projeto Básico Ambiental	Implantação de projetos e elaboração de programas de monitoramento	Manejo, monitoramento e avaliação ambiental
	Solicitação de LP	Apresentação de EIA/RIMA			
		Obtenção da LP	Solicitação e obtenção da LI	Solicitação e obtenção da LO	
				Início de enchimento do reservatório	

LP = Licença Prévia LI = Licença de Instalação LO = Licença de Operação

**Fonte:** Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico – Eletrobrás - 1993

As UTE's também são tratadas no II PDMA prevendo estudos e programas ao longo do ciclo de planejamento, construção e operação da usina. Os critérios de licenciamento seguem, basicamente os das UHE's, sendo os estudos ambientais elaborados de acordo com a legislação específica das UTE's, por exemplo, quanto à poluição atmosférica, devem ser seguidas a Resolução CONAMA 005 de 1989, complementada pela Resolução CONAMA 006, de 1990, que tem por objetivo garantir padrões mínimos de qualidade do ar.

#### 4.5. ETAPAS DO PLANEJAMENTO AMBIENTAL

**Inventário:** o planejamento sócio-ambiental deve ser iniciado com a realização de um inventário da bacia hidrográfica ou carbonífera considerada. A análise nesta etapa, deverá permitir uma seleção adequada de áreas de implantação mais favoráveis, levando-se em conta as repercussões das demais

atividades associadas (áreas de inundação, áreas de preservação, reservas indígenas, mineração, transporte, estocagem, beneficiamento, etc.).

**Viabilidade:** deverá ser elaborado um EIA e o respectivo RIMA, que constituirão a base do licenciamento do empreendimento.

**Projeto Básico/Executivo:** a partir das recomendações do EIA, deverá ser iniciada a implantação de alguns programas e projetos destinados à proteção ambiental.

**Operação:** deverá ser avaliado o desempenho dos equipamentos antipoluentes e dos programas ambientais implantados.

#### 4.6. CUSTOS AMBIENTAIS

Os principais temas a serem analisados numa avaliação de custos ambientais dos empreendimentos de geração de energia são:

- Direitos e Deveres Individuais e Coletivos;
- Proteção do Meio Ambiente, em geral;
- Flora, Fauna e Unidades de Conservação;
- Recursos Hídricos ou Minerais;
- Compensação Financeira;
- Licenciamento Ambiental.

A ponderação de custos ambientais tem como consequência a necessidade de levantar os benefícios do empreendimento para se avaliar a sua viabilidade. O esquema conceitual da avaliação dos empreendimentos do Setor Elétrico deve levar em conta os impactos sócio-ambientais num contexto regional, e desenvolver a identificação e ponderação local de benefícios e de custos.

##### a) Identificação/Ponderação de benefícios

Os benefícios de um empreendimento podem ser o ganho de suprimento de energia elétrica e suas vantagens inerentes ou ainda os relacionados às ações sócio ambientais onde, havendo compensação de impactos negativos, haja o aproveitamento das potencialidades locais.

Na avaliação dos beneficiários que são os consumidores de energia elétrica, deverá ser ponderada a melhoria de qualidade de vida, a influência nos setores produtivos locais e externos.

#### **b) Identificação/Ponderação de custos**

Os custos identificados estão entre os de engenharia do empreendimento e os sócio ambientais. Estes últimos são de difícil mensuração monetária e podem, por vezes, ser somente qualificados.

Os custos sócio ambientais devem ser internalizados ao projeto e são classificados quanto a esta possibilidade como segue:

- Internalizáveis ao projeto do empreendimento;
- Prevenção e/ou mitigação de impactos negativos;
- Compensação de impactos negativos;
- Não exclusão de oportunidades de aproveitamento múltiplo dos recursos naturais por outros setores;
- Aproveitamento de potencialidade e melhoria da qualidade de vida;
- Não internalizáveis: danos imponderáveis e/ou não compensáveis (custos sociais).

A decisão de repotenciar um empreendimento depende de análise de custo benefício e, nesse aspecto, sob a ótica do esquema proposto acima, como ponderação de benefícios, deve-se levar em conta o acréscimo do suprimento de energia, baixo impacto sócio ambiental e que usinas antigas já necessitam de manutenção. Torna-se atraente, também, devido á ponderação de custos tanto de engenharia como sócio-ambientais, pois deduz os investimentos com desapropriação, construção de diversos componentes da usina que já existem.

## CAPÍTULO 5

# REGULAMENTAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA

### 5.1. REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Todo empreendimento que agregue energia ao setor elétrico, seja um sistema isolado ou um sistema integrado, deve ser registrado e autorizado pela ANEEL. As repotenciações seguem a mesma rotina dos novos empreendimentos. Deve-se conhecer, portanto, as regras do mercado de energia após as mudanças institucionais havidas em 1995.

#### 5.1.1. Estrutura do Mercado de Energia

O mercado de energia elétrica encontra-se, atualmente, aberto à livre concorrência entre empresas, inclusive privadas, a partir da promulgação das Leis de Concessões 8987/95 e 9074/95.

- **Lei nº 8.987, de 13.02.95**

Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, liberando o mercado de energia elétrica do monopólio estatal.

- **Lei nº 9.074, de 07.07.95**

Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de Serviços Públicos. Em seu capítulo II trata especificamente dos serviços de energia elétrica.

As privatizações, a introdução da competição e a nova dinâmica setorial foram sendo desenhadas pelo Governo nestes últimos anos. A lei 9427 de 26.12.96 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por meio da lei 9648, de maio de 1998, e do Decreto 2655, de julho do mesmo

ano, foram criados o Operador Nacional no Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – organismo regulador e fiscalizador das atividades do setor, tem como atribuição fixar os preços e padrões de qualidade, estimulando a eficiência econômica da indústria e a universalização do serviço, bem como evitar abusos nas estruturas de custo do sistema.

Ao ONS cabe supervisionar e controlar a operação da geração e da transmissão, a fim de otimizar custos e garantir confiabilidade. O ONS também é responsável pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e das condições de acesso à rede.

O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, foi recriado através da Medida Provisória nº. 29 de 7 de Fevereiro de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE. É uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL.

O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restritos aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste.

Não cabe ao MAE a compra ou venda de energia e não tem fins lucrativos. Ele deve viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado. O MAE tem suporte legal e regras de funcionamento determinadas pela ANEEL, previstas na Convenção de Mercado, sendo responsável pelas seguintes atividades:

- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações no âmbito do MAE, que tenha por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no Mercado de Curto Prazo;
- Promover a confiabilidade das operações realizadas no âmbito do MAE;
- Assegurar aos agentes participantes do MAE o acesso aos dados necessários para a conferência da contabilização de suas transações no MAE;

- Prover o acesso às informações sobre as operações realizadas no MAE;
- Receber e processar solicitações e manifestações dos Agentes, referentes às atividades desenvolvidas no âmbito do MAE;
- Elaborar a proposta de orçamento anual para o funcionamento do MAE, efetuando seu gerenciamento e a respectiva prestação de contas ao Conselho de Administração;'
- Executar as atividades de apoio às reuniões Conselho de Administração e às sessões da Assembléia Geral do MAE, implementando suas deliberações;
- Elaborar, atualizar de forma controlada, implantar e divulgar as Regras e Procedimentos de Mercado;

Nas diversas atividades do setor elétrico, atuam agentes das categorias produção e consumo. A categoria produção é composta pelos agentes de geração, pelo agente comercializador de Itaipú, pelos agentes compradores de quotas-parte de Itaipú e pelos agentes de importação de energia. A categoria consumo é formada pelos agentes de comercialização, pelos consumidores livres e pelos agentes de exportação de energia.

#### **a) Agentes de Geração**

A geração é uma atividade aberta à competição, não é regulada economicamente e todos os seus agentes têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) e podem comercializar sua energia livremente. A geração compreende os diferentes processos de conversão de energia primária em energia elétrica, sejam através de hidroelétricas, termoeletricas, usinas nucleares, entre outras.

- **Autoprodutor**

É a empresa que produz, de forma individual ou consorciada, energia elétrica para uso próprio, podendo fornecer o excedente às concessionárias de energia elétrica, desde que previamente autorizada pela ANEEL.

- **Produtor independente**

Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco.

**b) Agentes de Transmissão**

Os agentes de transmissão são aquelas empresas proprietárias da rede básica de transmissão, rede acima de 230 kV, que agora constituem-se vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer outro agente, desde que pagando a devida remuneração ao seu proprietário (custo de uso do sistema de transmissão). O pagamento pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores, bem como a entrada de novos agentes de transmissão por licitação para construção de novas linhas de transmissão de rede básica.

**c) Agente de Distribuição**

O agente de distribuição exerce a atividade de distribuir e comercializar energia, regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como nas redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os agentes do mercado, sem discriminação. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de se conectar à sua rede de distribuição, sendo obrigada a prestar um serviço de qualidade, independente do consumidor comprar dela ou de qualquer outra comercializadora.

**d) Agente de Comercialização**

Com a reestruturação do setor energético, surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros comercializadores, distribuidores, geradores ou consumidores livres, através de contratos de longo prazo ou no mercado spot, com os preços livremente negociados entre as partes de acordo com o montante de energia.

**e) Consumidores Livres**

Atualmente, empresas com demandas instaladas maiores ou iguais a 3 MW e atendimento de tensão de, no mínimo, 69 kV, são consideradas consumidores livres, ou seja, estão legalmente autorizadas a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhes oferecer melhores condições, gerando economia para a empresa. Este direito será gradativamente estendido às empresas de médio e pequeno porte.

**f) Consumidores Cativos**

São os consumidores residenciais, as pequenas indústrias e o pequeno comércio que terão tarifas regulamentadas pelo governo.

### **5.1.2. Autorização do Empreendimento na ANEEL**

A repotenciação é tratada como outro qualquer empreendimento de geração hidrelétrica. Todo acréscimo de geração deve ser registrado e autorizado pela ANEEL. A Resolução nº 395/98 de 04/12/1998, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais de até 30 MW.

O primeiro passo é registrar a realização de estudos ou projetos através requerimento, específico para cada potencial hidráulico, abrindo um processo numerado de acompanhamento na ANEEL. Os registros podem assumir a condição de ativo ou inativo caso atendam ou não as exigências, entre elas, as seguintes informações: potência estimada a ser instalada, regime de exploração da energia produzida, estudos de inventário hidrelétrico, cronogramas dos estudos e orçamentos.

A autorização da produção de energia e sua exploração serão outorgadas após a aprovação do projeto básico pela ANEEL que, de acordo com a Resolução nº 452/98, delega a competência destas atividades, tanto de registro como de aprovação, à sua Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos (SGPH).

## **5.2. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

A principal alteração de regulamentação decorrente das proposições comerciais, diz respeito à criação do Mercado de Atacadista de Energia – MAE, no qual toda energia do sistema interligado deve ser comercializada. Neste item encontram-se os principais procedimentos da participação neste mercado e da formação de preços de energia que influencia toda a comercialização de energia.

### **5.2.1. Processo de Comercialização**

De acordo com a Resolução 265/98, art. 4º, a atividade de Comercialização compreende “a compra, a importação, a exportação, e a venda de energia elétrica a outros comercializadores, ou a consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor (consumidor livre)”

A comercialização de energia elétrica, no âmbito do mercado de livre negociação, poderá ser exercida por:

- Agente comercializador;
- Detentores de autorização para importar e exportar energia elétrica;
- Produtores independentes;
- Concessionários e permissionários de serviços públicos de distribuição;
- Concessionários de geração.

No ambiente de negócios de blocos de energia elétrica a figura do agente comercializador, conhecido no mercado internacional como “broker”, assume o papel importante de intermediador entre agentes de geração, agentes consumidores e o MAE, o Mercado Atacadista de Energia.

O Agente Comercializador deve ser pessoa jurídica especialmente constituída para exercício de sua atividade de comercialização e deverá ser autorizado pela ANEEL. Para obtenção desta autorização o requerente deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira.

### **5.2.2. Preços da Energia no MAE**

As regras de formação de preço do MAE são utilizadas para determinar o valor de compra e venda de energia no mercado à curto prazo, cujos créditos e débitos decorrentes serão liquidados entre os agentes de forma centralizada pelo MAE.

A formação do preço da energia negociada no MAE se faz pela inter-relação dos dados utilizados pelo ONS, para otimização da operação do Sistema, e os dados informados pelos agentes. Os referidos dados são então processados através de modelos de otimização para obtenção do custo marginal de operação – CMO que é o preço sombra utilizado para o preço MAE. O preço MAE é determinado para cada submercado, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões.

As regras no MAE estão sendo implantadas em 3 etapas, com o seguinte cronograma, ainda em vigor após a sua reestruturação:

- 1ª etapa até 01/09/2000: preços calculados antecipadamente (ex-ante) em base mensal, com diferenciação para as horas de carga pesada, média e leve;
- 2ª etapa até 01/07/2001: início da contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post, em base semanal, sendo que os distribuidores podem fazer declarações de carga para a primeira contabilização;
- 3ª etapa até 01/01/2002: haverá definição de preços e quantidades em base horária, mantida a dupla contabilização e o estabelecimento do encargo de capacidade.

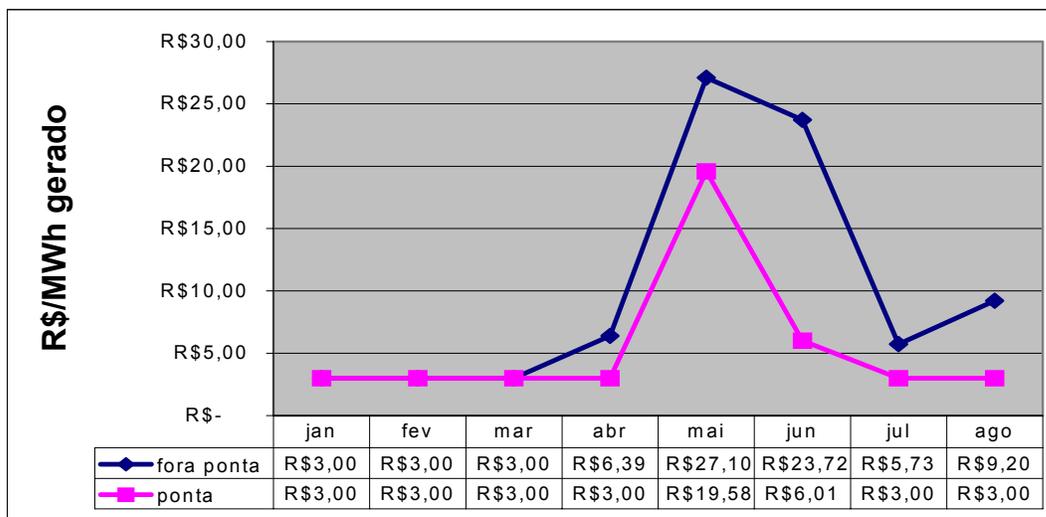
O processo de cálculo completo de Preço MAE, na etapa final, consiste na utilização em cadeia dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que produzirão como resultado o CMO (Custo Marginal de Operação) de cada submercado e o valor do intercâmbio entre eles, para cada intervalo de meia hora. Na primeira fase de implantação apenas o modelo NEWAVE esteve disponível, os demais sendo disponíveis à medida que forem finalizados e validados.

### **5.3. OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO**

Os agentes da categoria geração e consumo enfrentam a questão dos desvios de energia gerada e consumida estando expostos a ganhos e perdas eventuais valorizados de acordo com os custos marginais de operação – CMO calculados pelos modelos de simulação de otimização do sistema interligado.

As oportunidades de negócio vão depender da estocasticidade das aflúncias, ou seja, do regime hidrológico da bacia hidrográfica onde estão localizadas as usinas. No caso de não apresentar aflúncia suficiente para gerar receita condizente com os investimentos realizados e o retorno pretendido ou ainda com os contratos de venda de energia firmados obriga o agente a perdas de negócios a preços do mercado SPOT.

Os agentes de geração, que geram acima de seus compromissos têm sua energia secundária (aquela gerada acima da energia assegurada para os contratos) valorizada pela Tarifa de Energia de Otimização que pode valer no mínimo R\$ 3,00, como mostra o gráfico da Figura 10.

**Figura 10** – Valorização da Energia Secundária

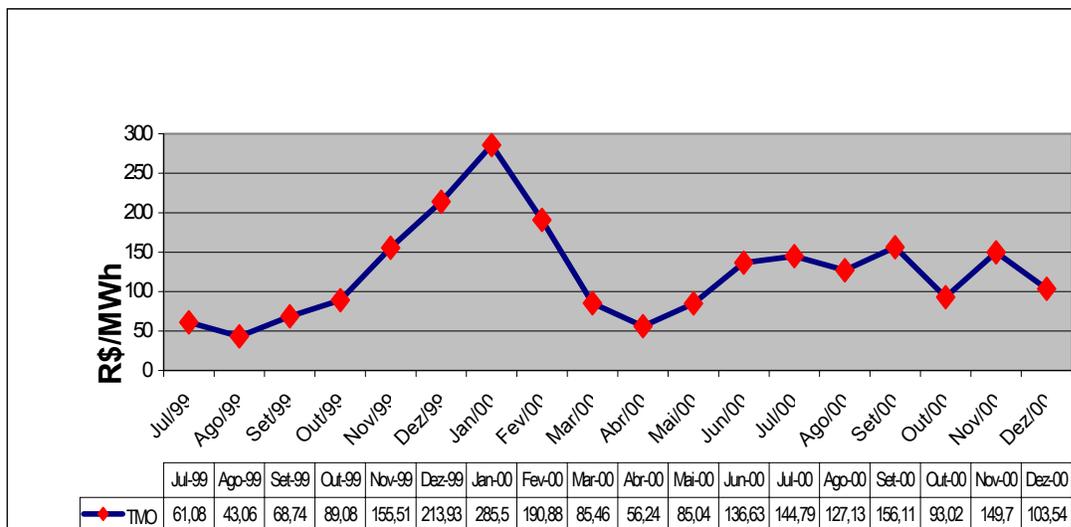
**Fonte:** Ishida, S. – PCH, 2001.

Caso o gerador tenha obras em andamento, pode obter energia livre quando ele antecipa a entrada de uma máquina em operação, sendo essa energia considerada livre para ser negociada no Mercado SPOT. O contrário também é verdadeiro, caso atrase o cronograma de expansão estipulado para os contratos iniciais estará sujeito a penalidades, sendo que esse montante de energia será valorizado ao preço SPOT.

A Figura 11 ilustra a variação da Tarifa Marginal de Operação – TMO para o segmento fora da ponta no período compreendido de janeiro a dezembro de 2000. A maneira que o agente pode minimizar o montante de energia penalizada é através da celebração de contratos bilaterais com outros agentes que tenham sobras de energia ou contratos a preços menores que a tarifa TMO, ou hoje o preço do mercado SPOT.

Para o agente da categoria consumo o raciocínio é idêntico, ou seja, se a sua carga atendida foi menor que a contratada ele possui sobra de contrato e pode vendê-la, também via contratos bilaterais com outro agente, caso contrário, terá que comprar para também não ficar exposto a TMO, ou o preço do mercado SPOT.

**Figura 11** – Variação da TMO (fp) (Preço Spot)



**FONTE:** Ishida, S. – PCH, 2001.

Analisando o gráfico, podemos, então, observar que um Produtor Independente de Energia que possuísse geração não contratada, sendo agente do MAE e não tendo problemas de indisponibilidade e de afluências em sua usina, poderia ter vendido toda a sua energia ao preço MAE que variou de R\$ 43,06 (ago/99) a R\$ 285,50 (jan/00). Após a instituição do Programa de Racionamento de Energia a partir de maio/2001, o preço da energia no MAE chegou a atingir o valor de R\$ 684,00 em junho/2001. Em 18/10/2001 o MAE fechou o leilão de excedentes de energia a R\$ 110,00 por MWh. Hoje, após o fim do racionamento, o preço da energia secundária baixou até R\$ 10,00 por MWh. Conclui-se daí a grande instabilidade do preço da energia que provoca grande incerteza nas avaliação das oportunidades e na determinação da viabilidade dos empreendimentos.

Resumindo, as oportunidades de negócio a que se expõem os empreendedores de geração, podem ser subdivididas em Mercadológicas e Operacionais. As primeiras são aquelas que dependem de decisões estratégicas do quanto de sua energia disponível deve ser contratada ou ser mantida livre para ser negociada no mercado SPOT. As Operacionais são aquelas, relacionadas abaixo, que permitem uma análise de viabilidade econômica de uma obra de repotenciação.

- **Energia Livre**

Considerando que as obras de repotenciação são de curto prazo, recapacitar com o objetivo de aumentar a capacidade de produção e obter blocos de energia livre para comercialização no mercado SPOT.

- **Reserva de Potência**

Conforme norma do ONS, todo agente de geração deve manter 5% de sua capacidade geradora como reserva. Repotenciar uma usina antiga para obter capacidade de reserva é interessante. Estrategicamente, seleciona-se como boa usina de reserva aquela que tem baixo custo de investimento e alto custo de operação, característica das antigas usinas repotenciadas. Esta usina só entra em operação em casos pouco frequentes de falha dos equipamentos mais eficazes. Como é baixo seu custo, as poucas vezes em que entra em operação já são suficientes para a remuneração do investimento.

- **Encargos de Capacidade**

Este encargo implica num pagamento obrigatório para qualquer energia demandada do MAE como uma das maneiras de viabilizar financeiramente investimentos em “confiabilidade de suprimento de energia no sistema elétrico”, consiste em mecanismos especiais chamados Encargos de Capacidade. A sua implantação está prevista para 2002. A aplicação de recursos em repotenciação pode ser remunerada pelos encargos de capacidade. Os retornos de capital poderão se dar em prazos mais curtos. O problema é, no momento, não estar definido qual deverá ser o encargo a ser cobrado do consumidor e pago aos geradores pelo aumento da confiabilidade de suprimento de geração.

- **Energia de Ponta**

Se a avaliação hidrológica da repotenciação do empreendimento acusar vazão de água insuficiente para justificar a adição de capacidade de geração nos estudos de repotenciação da usina, pode ser analisada a operação da usina somente na ponta. O baixo investimento, por um lado, e o preço da energia de ponta, pelo outro, podem, nos Estudos Energéticos, tornar esta repotenciação numa oportunidade de negócio atrativa.

- **Energia de Base**

Quando a avaliação hidrológica da usina a ser repotenciada indicar vazões asseguradas suficientes para adicionar potência para operação na base, fica caracterizada a situação mais cômoda para a decisão e o investimento, certamente, terá sua maior atratividade.

Estas Oportunidades Operacionais de Negócio motivam os Estudos de Casos do Capítulo 6. Colocadas em uma Planilha de Cálculo, as oportunidades podem ser analisadas caso a caso, sob a mesma ótica. Conclui-se que a repotenciação pode ser interessante operacional e comercialmente.

Segundo Carlos Tauts, finalizando seu artigo Energia Rápida e Barata, “O que vem segurando a decisão de repotenciar usinas são considerações de ordem estritamente comerciais. Os contratos iniciais assinados por todos os concessionários em 1998 começam a terminar em 2003 e só aí é que podem tomar corpo os grandes movimentos de agregação de potência. Não é à toa que a ANEEL prevê apenas 1 MW de repotenciação em 2001, número que deve subir para 373 MW em 2002 e alcançar cerca de 1.825 MW um ano depois” (Revista Brasil Energia nº 240, nov./2000).

As conclusões de Carlos Tauts estão coerentes com os estudos desenvolvidos no presente trabalho, pois, as incertezas dos preços do mercado de energia e os cuidados que se deve ter ao se desenvolver repotenciações para não se perder o controle de seus custos são reais. Pode ser observado nos Estudos de Casos do próximo capítulo.

## CAPÍTULO 6

### ESTUDOS DE CASOS DE REPOTENCIAÇÃO

#### 6.1. METODOLOGIA DOS ESTUDOS

Uma Planilha de Cálculo desenvolvida no software MS – Excel é a ferramenta para os Estudos de Caso alvo deste trabalho. A planilha foi planejada na mesma seqüência dos Estudos Energéticos de Viabilidade de empreendimentos hidrelétricos, isto é:

- a) Avaliação Técnica: onde se encontram os dados de entrada da máquina antiga e os dados técnicos da nova máquina ou de suas novas condições de operação. Em vermelho os valores a serem preenchidos.

AVALIAÇÃO TÉCNICA	
PROJETO ANTIGO / PROJETO NOVO	EXEMPLO
Vazão assegurada [m <sup>3</sup> /s] 95% da média	33,82
Vazão média [m <sup>3</sup> /s]	35,6
Queda média [m]	6,5
Potência da Turbina Instalada [MW]	4,60
Potência do Gerador Instalada [MW]	4
Rendimento da Turbina	80%
Rendimento do Gerador	85%
Rendimento do Conjunto	68%
Fator de Capacidade	70%

- b) Avaliação Econômica: é a entrada dos custos da repotenciação e o cronograma de investimentos.

<b>AVALIAÇÃO ECONÔMICA</b>			
<b>CUSTO DA REPOTENCIAÇÃO</b>			<b>R\$</b>
Orçamento da Implantação			775.000,00
<b>Custo da Indisponibilidade [mês]</b>	<b>4</b>		244.436,89
<b>Custos não Amortizados</b>			0,00
Juros de Construção			8.796,20
<b>TOTAL</b>			<b>1.028.233,09</b>
Custos Adicionais Anuais(op.man.)	[R\$]	3%	15.503,05
<b>VN da Eletricidade [R\$ / MWh]</b>			<b>80,00</b>
<b>Juros Durante a Construção [R\$]</b>			<b>8.796,20</b>
<b>Juros Totais (constr.+ financ.) [R\$]</b>			<b>606.624,30</b>

<b>CUSTO DE GERAÇÃO</b>			
<b>Investimento [R\$]</b>			1.028.233,09
<b>Taxa de Desconto Anual / Semestral</b>			15%
Amortização [anos]			5
FRC			0,298315552
Energia nova gerada [MWh] - base / ponta			6.460
<b>Custo da geração na base [R\$ / MWh]</b>			<b>48,91</b>
<b>Custo Índice da Instalação R\$ / kW</b>			<b>1.254,97</b>

<b>CRONOGRAMAS</b>	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
<b>FAC</b>	0,86	0,93	1,00
<b>Investimentos Valores Correntes[R\$]</b>	35.000,00	40.000,00	700.000,00
<b>Indisponibilidade</b>			244.436,89
<b>investimentos/FAC [R\$]</b>	40.675,07	83.796,20	1.028.233,09
<b>Custos Adicionais Anuais / FAC [R\$]</b>	0,00	0,00	0,00

- c) Oportunidades no Mercado de Energia: onde se calcula o tempo de amortização do capital investido para cada tipo de negócio.

<b>Negócios</b>	<b>Preço [R\$]</b>	<b>TIR</b>
<b>Energia Livre</b>		
Ponta	<b>300,00</b>	<b>15%</b>
Base	<b>150,00</b>	<b>35%</b>
<b>Contrato Bilateral</b>		
Ponta	<b>90,00</b>	<b>-11%</b>
Base	<b>80,00</b>	<b>13%</b>
<b>Reserva de Energia</b>		
Operacional	<b>60,00</b>	<b>5%</b>
<b>Encargo de Capacidade</b>		
Operacional	<b>50,00</b>	<b>1%</b>

A entrada dos preços da energia para cada tipo de negócio é fundamental e deve refletir o comportamento do mercado pelo menos no curto prazo, ou seja, nos próximos cinco anos. Deve ser consultado o mercado de energia diretamente para determinação destes preços para cada sub-mercado.

Os preços de energia escolhidos na planilha refletem o mercado antes do período de racionamento que é um período atípico. O preço da energia livre na ponta, 300,00 R\$/MWh foi o preço mais elevado praticado no ano 2000. O preço da energia livre na base, 150,00 R\$/MWh é o preço de equilíbrio previsto ser alcançado após o período de racionamento. Os preços dos contratos bilaterais na ponta e na base, 90,00 e 80,00 R\$/MWh respectivamente, indicam os valores mínimos que devem ser negociados blocos de energia para os consumidores livres. O preço de reserva de energia, 60,00 R\$/MWh, é um valor médio dos custos de produção, isto é, o custo marginal de expansão. O preço do encargo de energia, 50,00 R\$/MWh, na incerteza da definição do seu valor pelos órgãos governamentais, foi escolhido como o menor dentre os preços de oportunidades de negócio do mercado.

Para cálculo da energia produzida pela usina foi utilizado como vazão assegurada 95% da vazão média como está sendo praticado no momento, para aumentar esta categoria de energia em detrimento da energia secundária que está sendo paga somente a R\$ 4,00 o MWh.

Nos estudos, considerou-se uma taxa de desconto anual de 15% e amortização em 5 anos, conforme tem sido praticado pelos investidores. As condições e taxas de financiamento adotadas correspondem às utilizadas pelo BNDES: TJLP de 10%, spread de 3% e carência de 6 meses depois do início da geração.

Os estudos permitiram a obtenção de indicadores importantes como o índice de “Ganho Energético da Repotenciação”, o “Ganho Real de Potência” e os tempos de amortização do capital investido e as respectivas Taxas Internas de Retorno (TIR) possibilitando a tomada da decisão esperada.

Para possibilitar o preenchimento do “Formulário Para Registro de Aproveitamento Hidrelétrico” da ANEEL, a planilha estuda um possível financiamento, tomando por base o financiamento do BNDES, fornecendo os valores de “Custo Índice da Instalação“, “Juros durante a Construção” e “Juros Totais”.

A planilha tem aplicação não somente para empreendimentos em Repotenciação, mas também para Reativação, e, mesmo para novos empreendimentos, bastando tornar zero o Fator de Capacidade da usina antiga.

## **ESTUDO DE CASO 1 - PCH EMAS NOVA**

A Usina Emas Nova, hoje desativada, foi alvo de avaliação de Reativação e de “Repotenciação Hipotética”, isto é, como se a usina estivesse ainda operando. A sua construção foi iniciada em maio de 1936 e inaugurada em junho de 1942, possibilitando um estudo típico de repotenciação de PCH's.

Ela está situada no Rio Mogi Guaçu, Distrito de Cachoeira de Emas, Município de Pirassununga, Estado de São Paulo, a 8 km da cidade de Pirassununga, com acesso pela Rodovia Pirassununga / Santa Cruz das Palmeiras.

Emas Nova fornecia energia através de uma linha de 44 kV com a frequência de 50 Hz para as cidades de Pirassununga, Araras, Limeira e Rio Claro, através de interligação em paralelo com as Usinas Lobo, Tatu, Mogi Guaçu, Corumbataí e Eloy Chaves.

Em 1970 houve uma grande enchente que inundou a sua Casa de Força. Feitos os reparos gerais necessários a usina voltou a operar até o ano de 1974, quando foi desativada.

Em janeiro de 1981, Emas Nova passou para a Gerência Regional de Operação do Pardo da CESP e foi reconstruída entrando em operação no dia 22 de dezembro de 1982. A usina funcionou normalmente em paralelo através de uma Linha de Distribuição 11,5 kV, agora em 60 Hz, com a SE de Pirassununga II até que, devido a problemas mecânicos na Turbina, foi novamente desativada em maio de 1987, permanecendo assim atualmente.

### **6.1.1. Características Gerais de Emas**

Emas Nova é uma usina do tipo fio d'água, cuja Casa de Força é composta de um grupo gerador com a potência instalada de 4,2 MW. O barramento do rio tem a finalidade de facilitar a tomada d'água, pois a usina é do tipo derivação sendo que somente uma parcela pequena da vazão do rio é utilizada para geração de energia elétrica.

### Características Hidráulicas

- |                    |                       |                           |          |
|--------------------|-----------------------|---------------------------|----------|
| ▪ tipo da barragem | gravidade de concreto | ▪ cota da soleira         | 542,93 m |
| ▪ comprimento      | 252,30 + 36,00 m      | ▪ N.A. max. maximorum     | 549,00 m |
| ▪ cota da crista   | 549,00 m              | ▪ N.A. normal de operação | 548,30 m |
| ▪ cota do Vertedor | 546,82 m              | ▪ N.A. mínimo útil        | 546,40 m |

### Características da Turbina Antiga

- |            |                                    |         |                                    |
|------------|------------------------------------|---------|------------------------------------|
| ▪ marca    | OERLIKON                           | ▪ vazão | 19,33 m <sup>3</sup> /s = 1.500 kW |
| ▪ tipo     | Kaplan de eixo vertical            | ▪ vazão | 17,80 m <sup>3</sup> /s = 1.000 kW |
| ▪ potência | 4600 CV                            | ▪ vazão | 08,90 m <sup>3</sup> /s = 0.500 kW |
| ▪ rotação  | 225 rpm                            | ▪ queda | 6,5 m                              |
| ▪ vazão    | 35,66 m <sup>3</sup> /s = 2.000 kW |         |                                    |

### Características do Gerador Antigo

- |                 |           |                  |          |
|-----------------|-----------|------------------|----------|
| ▪ marca         | OERLIKON  | ▪ corrente       | 1105 A   |
| ▪ tipo          | 56V-70096 | ▪ potência ativa | 4.000 kW |
| ▪ pot. aparente | 4.200 kVA | ▪ frequência     | 60 Hz    |
| ▪ tensão        | 2.200 V   |                  |          |

### 6.1.2. Avaliação Técnica da Usina Emas Nova

Considerando que a potência instalada do grupo turbina – gerador da usina é bem superior a capacidade geradora da instalação, partiu-se, simplesmente, para a seleção de novo grupo gerador com capacidade compatível e alto rendimento, realizando a repotenciação da usina a baixo custo e prazo reduzido. Essa é a concepção de repotenciação para esta usina que seu proprietário, a ELEKTRO, pretendia para aproveitar o momento do mercado de energia em meados de 2001.

### Avaliação Hidrológica

Vazão Firme: 33,9 m<sup>3</sup>/s

Vazão Média: 35,66

### Novo Grupo Turbina Gerador

Potência Nominal: 2,1 MW

Rendimento da turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 70%

### 6.1.3. Avaliação Econômica de Emas Nova

#### Repotenciação

Custo da Repotenciação:	R\$ 735.000,00	
Custo da Indisponibilidade:	R\$ 174.597,78	
Ganho Energético da Repotenciação:	5606 MWh	86%
Ganho Real de Potência Instalada:	914 kW	32,59%
Custo da Energia Gerada:	51,66 R\$ / MWh	Índice da instalação: 1.031,00 R\$ / kW
Amortização do Investimento VN:	3 anos	TIR – 11%

#### Reativação

Custo da Repotenciação:	R\$ 1.455.000,00	
Ganho Energético da Reativação:	12.187,69 MWh	
Potência Instalada:	1.988 kW	32,59%
Custo da Energia Gerada:	38,44 R\$ / MWh	Índice da instalação: 767,12 R\$ / kW
Amortização do Investimento VN:	2 anos	TIR – 20%

#### Repotenciação com Indisponibilidade Zero (para comparação)

Custo da Repotenciação:	R\$ 775.000,00	
Ganho Energético da Repotenciação:	6.450 MWh	70%
Ganho Real de Potência Instalada:	819 kW	32,59%
Custo da Energia Gerada:	42,09 R\$ / MWh	Índice da instalação: 840,00 R\$ / kW

### 6.1.4. Viabilidade Econômica – Oportunidades de Negócio

Os valores obtidos nos estudos de avaliação técnica e econômica da Usina Emas, colocados em planilha de cálculo, indicam a atratividade do investimento, são as Planilhas 1a e 1b anexas. Pode-se observar que é uma repotenciação de alto custo pois deve substituir a roda da turbina com a reforma do gerador. Seu índice de instalação, 1.031,00 R\$ / kW, e com “indisponibilidade zero”, é R\$ 840,00. O retorno do capital investido se dará entre 2 anos e 3 anos.

A reativação da usina que é o caso real e se apresenta como ótimo negócio, com índice de instalação de 767,12 R\$ / kW, custo de geração de 38,44 R\$ / MWh e amortização do capital no período de 2 anos.

## 6.2. ESTUDO DE CASO 2 – MCH QUILOMBO

A Micro Central Hidrelétrica Quilombo, hoje desativada, é do tipo fio d'água, e localiza-se no rio Jundiaí, bacia hidrográfica do rio Tietê, no município de Itupeva, antigo distrito do município de Jundiaí. Foi inaugurada em 1913, tendo sido construída pela Empresa Luz e Força de Jundiaí.

A usina sofreu reparos em 1935 e em 1951, quando foram realizadas reformas determinadas por prejuízos causados por enchentes. Foi paralisada em 1968, e na mesma ocasião, o terreno da usina foi vendido para particulares. A área de concessão passou a pertencer a Eletropaulo.

Também neste caso foi elaborado o estudo de Reativação e o de “Repotenciação Hipotética”, como se a usina ainda operasse com sua antiga máquina.

### 6.2.1. Características Gerais de Quilombo

A Usina Quilombo é uma usina do tipo fio d'água e de derivação, sendo que sua Casa de Força é composta de dois grupos geradores com a potência instalada de 867 kW. Na tomada d'água, a usina possui uma barragem com vertedouro de superfície que melhora a adução da água para um conduto de baixa pressão de 1000 metros.

#### Características Principais da Usina Quilombo

- Vazão média: 6,5 m<sup>3</sup>/s
- Vazão mínima: 4,2 m<sup>3</sup>/s
- Queda nominal: 29 m
- N° de Turbinas / Gerador: 2
- Fabricantes: Escher-Wyss / Oerlikon
- Potência: 867 kW
- Eficiência do Conjunto: 75%

### 6.2.2. Avaliação Técnica da Usina Quilombo

A avaliação técnica da Usina Quilombo abrange novos estudos hidrológicos, hidráulicos, de arranjo e de seleção de equipamentos. A sua reativação exige a sua reconstrução quase total. A Repotenciação Hipotética seria, para efeito de estudo, a reforma da máquina antiga para se atingir eficiência das máquinas modernas, com as mesmas condições hidrológicas.

#### Avaliação Hidrológica

Vazão Firme: 4,2 m<sup>3</sup>/s

Vazão Média: 6,5 m<sup>3</sup>/s

#### Novo Grupo Turbina Gerador

Potência Nominal: 1,61 MW

Rendimento da turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 70%

### 6.2.3. Avaliação Econômica de Quilombo

#### Repotenciação

Custo da Repotenciação: R\$ 225.000,00

Custo da Indisponibilidade: R\$ 77.973,65

Ganho Energético da Repotenciação: 4.052 MWh 50%

Ganho Real de Potência Instalada: 661 kW 21%

Custo da Nova Geração: 23,28 R\$ / MWh Índice da instalação: 464,59 R\$ / kW

Amortização do Investimento VN: 1,5 anos

#### Reativação

Custo da Reativação: R\$ 2.178.000,00

Ganho Energético da Reativação: 11.012 MWh

Potência Instalada: 1.796 kW 34,51%

Custo da Energia Gerada: 66,05 R\$ / MWh Índice da instalação: 1318,11 R\$ / kW

Amortização do Investimento: 4,5 anos

### **Repotenciação com Indisponibilidade Zero (para comparação)**

Custo da Repotenciação: R\$ 225.000,00

Ganho Energético da Repotenciação 4.052 MWh 50%

Ganho Real de Potência Instalada: 661 kW 21%

Custo da Energia Gerada: 17,37 R\$ / MWh Índice da instalação: 346,60 R\$ / kW

#### **6.2.4. Viabilidade Econômica – Oportunidades de Negócio**

Considerando os orçamentos das obras de reativação e repotenciação, ambas se apresentaram viáveis. A reativação por apresentar seu FC igual a zero, utiliza toda a energia produzida para amortizar o capital investido permitindo incluir o preço de dois grupos turbina geradores novos no orçamento da obra. A repotenciação só se viabiliza com a reforma das unidades geradoras e na condição de ser executada no momento certo, em que o FC atinge limites baixos, que determinem mais energia nos cálculo de amortização do investimento, embora seu índice de instalação de 464,59 R\$ /kW pode ser considerado alto e se explica pelo custo exagerado da indisponibilidade como se pode observar pelo estudo de “indisponibilidade zero”, índice de R\$ 346,60,00, basta observar, também, a relação entre o custo da indisponibilidade e o custo do investimento.

Neste caso a viabilidade econômica da repotenciação se dá no período de 2 a 3,5 anos, função dos negócios de venda de energia, assim como da reativação que, apesar da sua obra pesada, se amortiza no período de 2 a 4,5 anos.

### **6.3. ESTUDO DE CASO 3 – UHE JUPIÁ**

A Usina Jupuí foi o primeiro empreendimento hidrelétrico construído no rio Paraná, próximo da foz do rio Tietê e no salto Urubupungá, na época já se previa a construção da UHE Ilha Solteira. Sua construção foi iniciada em 1960, inaugurada em 1969 e concluída em 1974, localiza-se no município de Castilho – SP e Três Lagoas – MS. Desde de 1966 pertence a CESP – Companhia Energética de São Paulo.

A repotenciação da usina se deu num momento oportuno em que se apresentava a necessidade de manutenções mais profundas nos geradores. Ao mesmo tempo a CESP tinha dificuldades

operativas com esta usina devido a sua vazão máxima equipada de 9520 m<sup>3</sup>/s frente a vazão de 11600 m<sup>3</sup>/s de Ilha Solteira mais Três Irmãos.

Estudamos neste caso a repotenciação de um conjunto turbina – gerador considerando que a viabilidade de um deles leva, de alguma forma, à viabilidade de todos. Consideramos primeiramente, a repotenciação somente com o custo da turbina e posteriormente o custo da turbina e do gerador. Levamos em consideração os custos estimados em dólares na época de seus estudos pela CESP.

### **6.3.1. Características Gerais de Jupιά**

A Usina Jupιά é uma usina do tipo fio d'água, sua Casa de Força é composta de 14 grupos geradores com a potência instalada de 1.551,2 MW. As turbinas são do tipo Kaplan.

#### **Características das unidades da Usina Jupιά na época**

- Vazão média: 536 m<sup>3</sup>/s
- Vazão mínima: 460 m<sup>3</sup>/s
- Queda nominal: 21,3 m
- N° de Turbinas / Gerador: 14
- Fabricantes: Riva / Asgen / Escher-Wyss
- Potência: 100,8 MW
- Eficiência do Conjunto: 86%
- Fator de Capacidade: 73%

### **6.3.2. Avaliação Técnica da Usina Jupιά**

Tendo em vista a execução dos serviços de recondicionamento dos geradores de Jupιά e a necessidade de manutenção de 120 mil horas em diversas unidades da usina decidiu-se pela repotenciação das turbinas em paralelo àquelas atividades, possibilitando otimizar os ganhos de energia.

Os valores referenciais para balizar os estudos energéticos e econômicos são de 16% no aumento da capacidade instalada, 2,5% no ganho de rendimento das máquinas repotenciadas e o aumento na capacidade de engolimento da usina de 13,2%.

### **Avaliação Hidrológica**

Vazão Firme: 460 m<sup>3</sup>/s

Vazão Média: 536 m<sup>3</sup>/s

### **Novas Condições do Grupo Turbina Gerador**

Potência Nominal: 100,8 MW

Rendimento da turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 88%

### **6.3.3. Avaliação Econômica de Jupiá (por unidade)**

Na avaliação econômica de Jupiá foi tomada como base os preços de venda de energia no mercado adotados pela CESP em sua avaliação, ou seja, US\$ 41 MWh, a 2,5 R\$ / US\$, para se comparar as conclusões dos estudos realizados.

#### **Repotenciação – somente turbina**

Custo da Repotenciação: R\$ 3.750.000,00 (por unidade)

Custo da Indisponibilidade: R\$ 39.402.800,00

Ganho Energético da Repotenciação: 256.465 MWh 43%

Ganho Real de Potência: 33,27 MW 18%

Custo da Energia Gerada: 47,45 R\$ / MWh Índice da instalação: 1.190,48 R\$ / kW

Amortização do Investimento, vendas no VN: 2 anos

#### **Repotenciação – turbina e gerador**

Custo da Repotenciação: R\$ 16.250.000,00 (por unidade)

Ganho Energético da Repotenciação: 256.465 MWh 43%

Ganho Real de Potência: 33,27 MW 18%

Custo da Energia Gerada: 62,43 R\$ / MWh Índice da instalação: 1566,20 R\$ / kW

Amortização do Investimento, vendas no VN: 2,5 anos

#### **Repotenciação – somente turbina – Indisponibilidade Dividida**

Custo da Repotenciação: R\$ 3.790.000,00 (por unidade)

Custo da Indisponibilidade: R\$ 17.512.356,00

Ganho Energético da Repotenciação: 256.465 MWh 43%

Ganho Real de Potência: 33,27 MW      18%  
Custo da Energia Gerada: 23,62 R\$ / MWh      Índice da instalação: 592,54 R\$ / kW  
Amortização do Investimento, vendas no VN: 1,5 anos

#### **6.3.4. Viabilidade Econômica – Oportunidades de Negócio**

Os estudos mostram a atratividade de ambas as repotenciações, ou seja, só turbina ou turbina e gerador, conforme se pode ver nas Planilhas 3a e 3b anexas. Deve-se observar que o custo da repotenciação do gerador não pesa na amortização do investimento. O que realmente pesa é o tempo de indisponibilidade de máquina. Ao se estudar a repotenciação com a indisponibilidade dividida entre a turbina e o gerador, obtém-se valores parecidos com os obtidos pela CESP em sua análise. O retorno do capital investido se dará entre 1,5 a 2,5 anos dependendo dos negócios de energia que forem realizados.

A conclusão da CESP foi, também, pela atratividade do negócio devido a um ganho de 22 MW médio no sistema interligado, e aproximadamente 30 MW médio com a repotenciação, o custo unitário de geração de 27,5 R\$ / MWh, com amortização de 10 a 15 anos e 15% de TIR.

Nas planilhas de estudos energéticos deste trabalho foram utilizadas taxa de desconto de 15% e amortização de 5 anos. O prazo de amortização baixo provocou, nos cálculos, o índice de R\$ 1.190,48 e R\$ 1.566,20 para as repotenciações, isto é, US\$ 476,00 e US\$ 626,00. Esta foi a diferença entre o presente estudo e os estudos realizados pela CESP, no entanto, com conclusões iguais.

A Usina Jupia foi repotenciada totalmente aumentando sua vazão máxima para 10776 m<sup>3</sup>/s. A viabilidade de repotenciar uma unidade geradora pode ser melhorada ainda mais quando se pensa na usina toda, estudando o melhor cronograma dos trabalhos para reduzir a indisponibilidade das máquinas, diminuir vertimentos de água ou aproveitar períodos de manutenção já necessárias.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSÃO

O processo de repotenciação é indicado para usinas com mais de 20 anos de atividade e abrange grande parte do parque gerador nacional como se pôde ver no Capítulo 1 onde 34.374,70 MW instalados são passíveis desta otimização. O custo é menor comparado à construção de novas usinas, que absorvem 60% dos investimentos somente em obras civis. Outra vantagem apontada é o curto prazo de implantação que, mesmo assim, deve ser monitorado, pois seu custo é o custo de indisponibilidade de máquina.

Os nossos estudos de casos apontaram custos de repotenciação nos limites superiores dos prometidos nas bibliografias estudadas e os divulgados pelas revistas especializadas. Existe uma avaliação otimista demais das repotenciações, que, verdadeiramente, não deixam de ser obras compensadoras.

A repotenciação de usinas hidrelétricas é uma obra delicada. Deve ser estudada com rigor para se definir a mínima reabilitação para o máximo ganho de geração, o momento adequado para sua realização, dentro do cronograma menor possível, caso contrário, ela se inviabiliza já no seu projeto.

Trata-se de uma obra onde se deve manter o controle apertado sobre os seus custos de construção, pois, pequenas variações em relação ao seu escopo e orçamento pode elevar em muito seus índices de custo a ponto de inviabilizá-la, tendo em vista que uma parcela da energia da usina é que vai amortizar o seu investimento.

O ganho de rendimento de 2,5% já é interessante para as máquinas e se viabiliza quando seus Fatores de Capacidade atingem limites mínimos, limites estes que devem ser estudados e definida a viabilidade em cada caso, isto é, pelos estudos energéticos.

A indisponibilidade da máquina tem um peso tal na viabilidade da repotenciação que passa a ser, muitas vezes, mais importante do que o custo da sua implantação, sendo um fato muito comum em usinas de grande porte, como se pôde observar no estudo de caso da Usina Jupuíá. O mesmo pôde se

verificar nos estudos feitos para a UHE Jacuí. Segundo afirma João Carlos Winck da Divisão de Produção da CEEE;

“A repotenciação da primeira unidade de Jacuí foi orçada em R\$ 2,3 milhões, enquanto o lucro cessante seria de R\$ 3,1 milhões, com uma despesa total de R\$ 5,4 milhões. O trabalho teria de ser executado em seis meses, o que comprometeria a produção de energia na região sul do estado em função do crescente aumento de demanda” (Revista Brasil Energia nº 240, 2000).

Agregar ao projeto de repotenciação modernizações como automação dos comandos e controles pela sua digitalização, otimizando a operação da usina proporcionando ganhos de energia produzida e redução dos custos de operação, é conveniente devido ao custo baixo que isso representa. No entanto, não é determinante na sua viabilização econômica.

Foi visto em todo o trabalho um quadro favorável para a recapacitação dos empreendimentos. Os potenciais de ganho de energia são garantidos, as oportunidades de negócio são claras e se acumulam. No entanto, não se observa no planejamento da expansão energética muitos projetos de repotenciação.

A solução parece estar na remuneração adequada dos investimentos que deve ser definida para que nos estudos de oportunidades de negócio, no curto prazo, se possa determinar os retornos de capitais. A estabilização do mercado de energia, também, é essencial para a previsão do comportamento dos seus preços de compra e venda.

A ANEEL ampliou até 2002 o prazo para decidir sobre critérios de estímulo para quem oferecer capacidade de ponta e de reserva, provocando o adiamento dos investimentos. Um estímulo deve vir da implantação do Encargo de Capacidade que ainda não foi estabelecido na prática, porque é assunto internacionalmente polêmico que tem colocado geradoras e distribuidoras em campos opostos. Outro estímulo pode vir da estabilização dos preços dos leilões do MAE acima do valor normativo.

As empresas geradoras também enfrentaram o problema do racionamento de energia e a sua ameaça ainda persiste, exigindo que paradas de máquinas para obras sejam muito bem planejadas. O racionamento que poderia chegar a dois anos, levaria as empresas a recorrerem ao mercado spot para honrarem seus compromissos.

Apesar de tudo, as condições do mercado, como se encontram, já viabilizam este negócio. Os cronogramas de obra reduzidos pelo planejamento adequado, onde se desenvolve a maior parte dos trabalhos em paralelo com a geração da máquina antiga, reduzindo sua parada e as perdas por lucro cessante, bem como, os projetos onde soluções mínimas têm sido utilizadas, vêm proporcionando a concretização de repotenciações conhecidas e bem sucedidas, como pudemos ver.

SP, 10/05/02

Observação:

Vide no Capítulo de Anexos as planilhas e gráficos correspondentes à presente conclusão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANÁLISE DE POSSIBILIDADES E APOIO TÉCNICO NA REPOTENCIAÇÃO DE ANTIGAS UHE's - Retrofit - OAG Consult - 1996;

AMARAL, C.A. – “ANEEL Fiscaliza PCH's” – CERPCH Notícia, nº 3, ano 1, edição CESPCH, EFEI, Itajubá, MG, jun/jul/ago de 1999.

ARREGUI, F. – Potential for Hydro Turbine Refurbishing in Spain – IBERDROLA AS.

AVRUCH, M. - Velhas Usinas com Energia Nova - Jornal do Brasil - 22/10/97.

BANCO MUNDIAL - A Função do Banco Mundial no Setor da Eletricidade - 1993;

CASELATO, DJALMA – Repotenciação de Usinas Hidrelétricas em Ambiente de Restrição Financeira – Tese de Doutorado da Escola Politécnica USP – 1998.

EMPRESAS ALEGAM FALTA DE REGRAS – Brasil Energia nº 240 – novembro / 2000.

ENERGIA RÁPIDA E BARATA – Brasil Energia nº 240 – novembro / 2000.

GRIGERA, R.J. - Repotenciacion de Turbinas Hidráulicas – Revista Potencia - 1997.

IMPEDIDA PELA DEMANDA – Brasil Energia nº 240 – novembro / 2000.

INDUSTRY NEWS - Competition Experiment Continues in Southwest - Electrical World - fevereiro/1985.

ISHIDA, S. – Inserção da PCH no Mercado Atacadista de Energia – Dissertação de Mestrado IEE / USP – 2000.

LEGISLAÇÃO BÁSICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – ANEEL – 2001.

MANEGEMENT REPORT - How Old are US Utility Power Plants? - Electrical World - junho/1985.

MOORE, T. - Repowering as a Competitive Strategy. EPRI Journal - Set. 1995.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO – ANEEL – 2001 / 2010.

PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE PCH's – Eletrobrás – junho / 2001.

RAMOS, D.S.; MAZZON, J.G.; CHAVES, J.R.A. Repotenciação de Usinas: Nova Opção para Expansão da Oferta a Custo Reduzido - Eletricidade Moderna - Set.1995.

RAMOS, D.S.; BORELLI, A.B.; JUCÁ, A.S.; PAULA, C.P.; PELLEGRINI, M.C. - Encargos de Capacidade – PEA – USP, 2001.

RELATÓRIO DE ENSAIO DE ÍNDICE (Index Test) da Turbina 11 – Itaipu Binacional – 1992

THE GROWING ROLE OF RELIABILITY - Electrical World - outubro/1981.

THE WORLD MAJOR DAMS AND HYDRO PLANTS – International Water Power & Dam Construction – Electrical World Yearbook 1997.

TRONCONI, P.A., VALOTA, R., AGOSTINELLI, M. & Rampi, R. – Pianeta in prestito: Energia, entropia, economia. Poggio, Editora Macroedizioni, 1991

## **ANEXOS**

PLANILHA DE ESTUDO DA REPOTENCIAÇÃO - SENSIBILIDADE DE OPORTUNIDADES

REPOTENCIAÇÃO DA PCH EMAS NOVA - ESTUDO DE CASO - Indisponibilidade Zero

OBJETIVO

O presente estudo de sensibilidade compara a operação da PCH antes e após a Repotenciação. A repotenciação foi a substituição da roda da turbina e regulador, reforma do gerador e excitatriz, eletromecânica. Conclui-se pela viabilidade das novas condições de operação, pois amortiza-se a VN em 3,5 anos, apesar do índice de custo de R\$ / kW estar alto.

AVALIAÇÃO TÉCNICA

PROJETO ANTES DA REPOTENCIAÇÃO

Vazão assegurada [m3/s] 95% da média	33,82
Vazão média [m3/s]	35,6
Queda média [m]	6,5
Potência da Turbina Instalada [MW]	4,60
Potência do Gerador Instalada [MW]	4
Rendimento da Turbina	80%
Rendimento do Gerador	85%
Rendimento do Conjunto	68%
Fator de Capacidade	50%
Geração de Energia Anual [MWh] - base / ponta	6.547,42 / 1.909,66

PROJETO APÓS A REPOTENCIAÇÃO

Vazão assegurada [m3/s] 95% da média	33,82
Vazão média [m3/s]	35,6
Queda média [m]	6,5
Potência Instalada da Turbina [MW]	2,02
Potência Instalada do Gerador [MW]	1,98
Rendimento da Turbina	92%
Rendimento do Gerador	98%
Rendimento do Conjunto	90%
Fator de Capacidade	70%
Geração de Energia Anual [MWh] - Base/Ponta	12.153,55 / 3.544,78

GANHO ENERGÉTICO DA REPOTENCIAÇÃO [MWh]	5.606,13	86%
---	----------	-----

GANHO REAL DE POT [MW]	0,914	32,59%
------------------------	-------	--------

AVALIAÇÃO ECONÔMICA

CUSTO DA REPOTENCIAÇÃO

Orçamento da Implantação	735.000,00
Custo da Indisponibilidade [mês]	0 / 0,00
Custos não Amortizados	0,00
Juros de Construção	32.984,96
TOTAL	767.984,96
Custos Adicionais Anuais (op.man.) [R\$]	3% / 13.454,71
VN da Eletricidade [R\$ / MWh]	80,00
Juros Durante a Construção [R\$]	32.984,96
Juros Totais (constr.+ financ.) [R\$]	479.501,41

CUSTO DE GERAÇÃO

Investimento [R\$]	767.984,96
Taxa de Desconto Anual / Semestral	15% / 7%
Amortização [anos]	5
FRC	0,298315552
Energia nova gerada [MWh] - base / ponta	5.606 / 1.635
Custo da geração na base [R\$ / MWh]	42,09
Custo índice da Instalação R\$ / kW	840,02

FINANCIAMENTO BNDES (não é custo da obra)

(TJLP+Spread Básico + Spread Risco) sobre 80% do investimento	13% / 6% Taxa anual / semestral
10 período de financiamento [anos]	10
0,184289556 FRC do financiamento	
1.060.904,42 VP financiado [R\$] (6 meses de carência)	
446.516,45 Juros pagos de financiamento	

CRONOGRAMAS [Semestral]	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FAC	0,86	0,93	1,00	1,07	1,15	1,23	1,32	1,42	1,52	1,63	1,75	1,88	2,01
Investimentos Valores Correntes[R\$]	35.000,00	350.000,00	350.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Indisponibilidade			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Investimentos e Indisponibilidade/FAC [R\$]	40.675,07	417.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96	767.984,96
Custos Adicionais Anuais / FAC [R\$]	0,00	0,00	0,00	6.273,29	12.123,17	17.578,20	22.665,05	27.408,56	31.831,90	35.956,69	39.803,08	43.389,85	46.734,54
Produção Básica de Energia/FAC [MWh]	0,00	0,00	0,00	2.613,87	5.051,32	7.324,25	9.443,77	11.420,23	13.263,29	14.981,96	16.584,62	18.079,11	19.472,72
Produção na Ponta de Energia/FAC [MWh]	0,00	0,00	0,00	762,38	1.473,30	2.136,24	2.754,43	3.330,90	3.868,46	4.369,74	4.837,18	5.273,07	5.679,54

ESTUDOS DE OPORTUNIDADES-MERCADO DE ENERGIA

Negócios	Preço [R\$]	TIR	Tempo de Amortização da Repotenciação R\$x1000[semestral]												
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energia Livre					-767,98	222,44	207,43	193,43	180,37	168,20	156,84	146,26	136,39	127,18	118,60
Ponta	300,00	20%	-40,68	-417,98	-767,98	-545,54	-338,12	-144,69	35,68	203,88	360,72	506,98	643,37	770,55	889,14
Base	150,00	43%	-40,68	-417,98	-767,98	-382,18	-22,41	313,07	625,92	917,64	1.189,68	1.443,35	1.679,90	1.900,49	2.106,19
Contrato Bilateral					-767,98	385,81	359,77	335,48	312,84	291,73	272,04	253,67	236,55	220,59	205,70
Ponta	90,00	-9%	-40,68	-417,98	-767,98	-705,64	-647,51	-593,30	-542,75	-495,61	-451,66	-410,67	-372,44	-336,80	-303,56
Base	80,00	17%	-40,68	-417,98	-767,98	-565,15	-378,00	-199,82	-35,15	118,23	261,25	394,61	518,98	634,95	743,10
Reserva de Energia					-767,98	202,84	189,15	176,38	164,47	153,37	143,02	133,37	124,37	115,87	108,14
Operacional	60,00	9%	-40,68	-417,98	-767,98	-617,43	-477,03	-346,11	-224,02	-110,18	-4,02	94,98	187,29	273,37	353,64
Encargo de Capacidade					-767,98	150,56	140,40	130,92	122,08	113,84	106,16	98,99	92,31	86,08	80,27
Operacional	50,00	4%	-40,68	-417,98	-767,98	-643,56	-527,54	-419,35	-318,46	-224,38	-136,65	-54,84	21,44	92,58	158,92
					-767,98	124,42	116,02	108,19	100,89	94,08	87,73	81,81	76,29	71,14	66,34

## ESTUDO DE CASOS - USINAS

### PCH EMAS NOVA Rio Mogi Guaçu

Reativação  
Repotenciação  
Troca da roda  
Reparo do gerador

**Características:** tipo fio d'água, de desvio, 1 grupo 4,2 MW

**Hidrologia:** Q firme=33,9 m<sup>3</sup>/s; Q mlt=35,7m<sup>3</sup>/s; H=6 m

	Projeto Antigo	Projeto Novo
<b>Potência Nominal</b>	1,49 MW	1,98 MW
<b>Rendimento total</b>	68%	90%
<b>F. de Capacidade</b>	50%	70%

### PCH QUILOMBO Rio Jundiá

Reativação  
Repotenciação  
Troca da roda

**Características:** tipo fio d'água, de desvio, 2 grupos 480 kW

**Hidrologia:** Q firme=5,88 m<sup>3</sup>/s; Q mlt=6,5 m<sup>3</sup>/s; H=29 m

	Projeto Antigo	Projeto Novo
<b>Potência Nominal</b>	867 kW	1,61 MW
<b>Rendimento total</b>	75%	90%
<b>F. de Capacidade</b>	50%	70%

### UHE JUPIÁ Rio Paraná

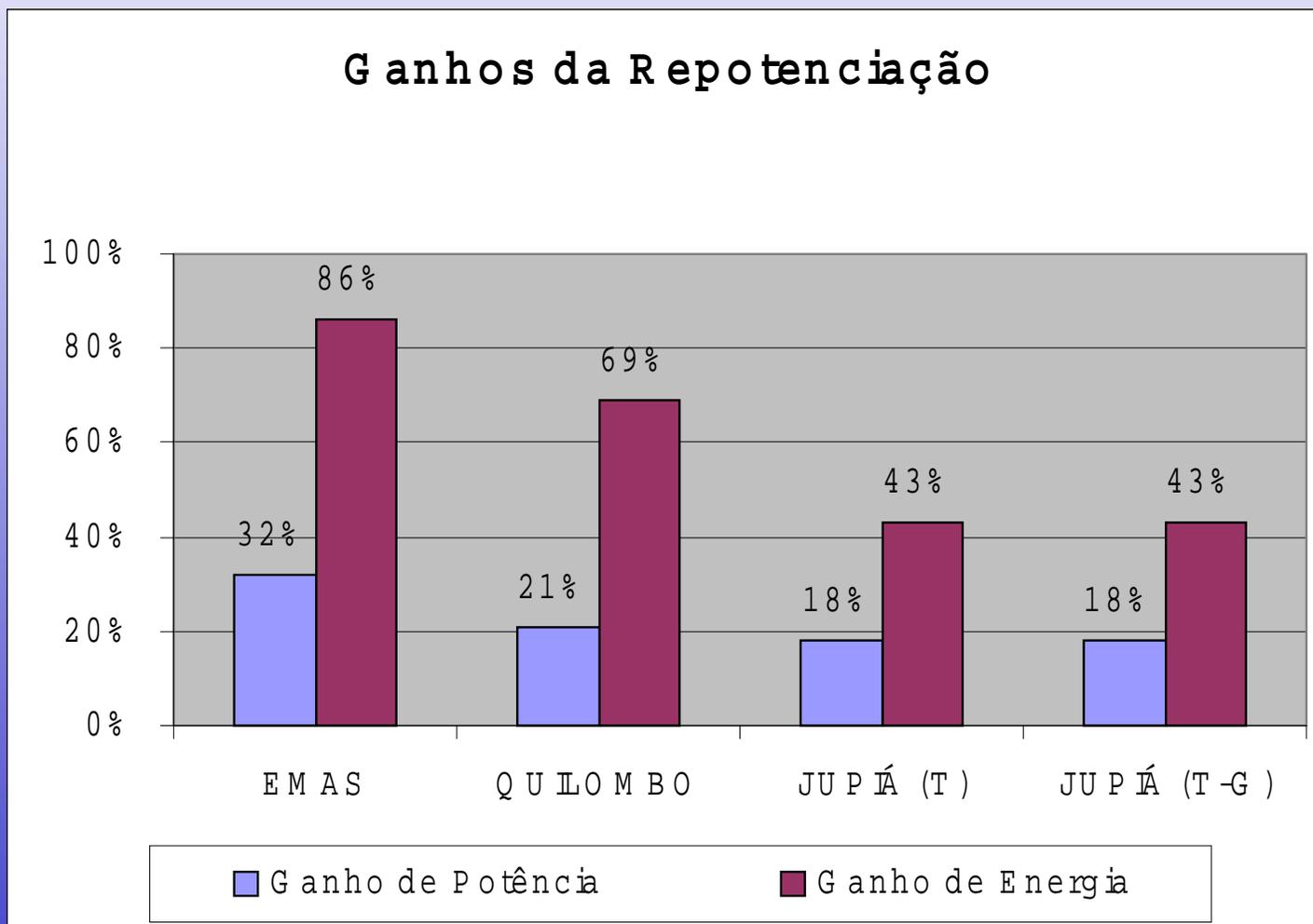
Repotenciação  
Reparo da roda  
Reparo do gerador

**Características:** tipo fio d'água, de desvio, 14 grupos 100,8 MW

**Hidrologia:** Q firme=520,72 m<sup>3</sup>/s; Q mlt=606,75 m<sup>3</sup>/s; H=21,3 m

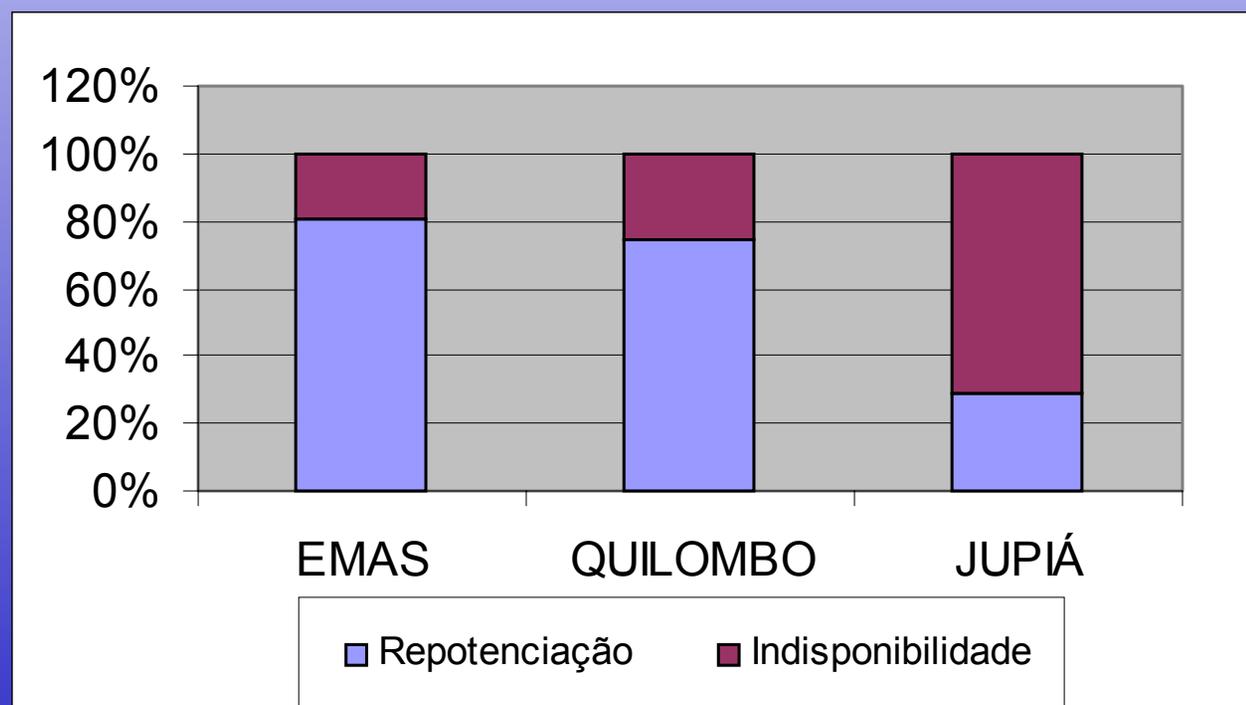
	Projeto Antigo	Projeto Novo
<b>Potência Nominal</b>	100,8 MW	117 MW
<b>Rendimento total</b>	86%	90%
<b>F. de Capacidade</b>	72,7%	88%

## CONCLUSÕES - Potência e Energia

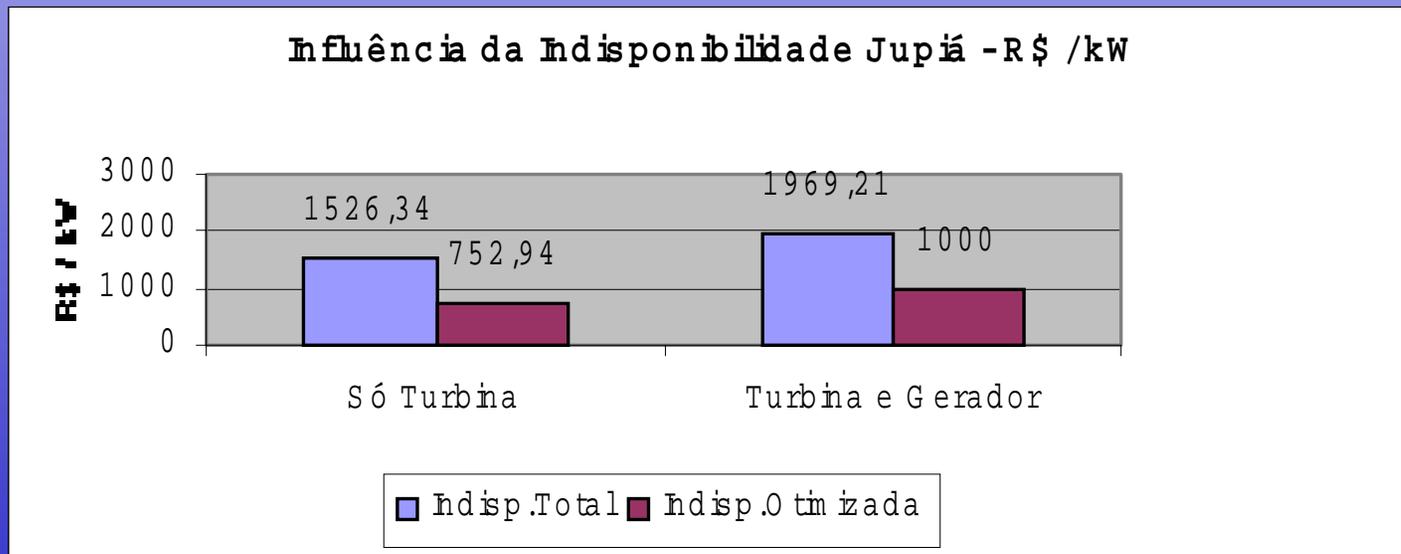
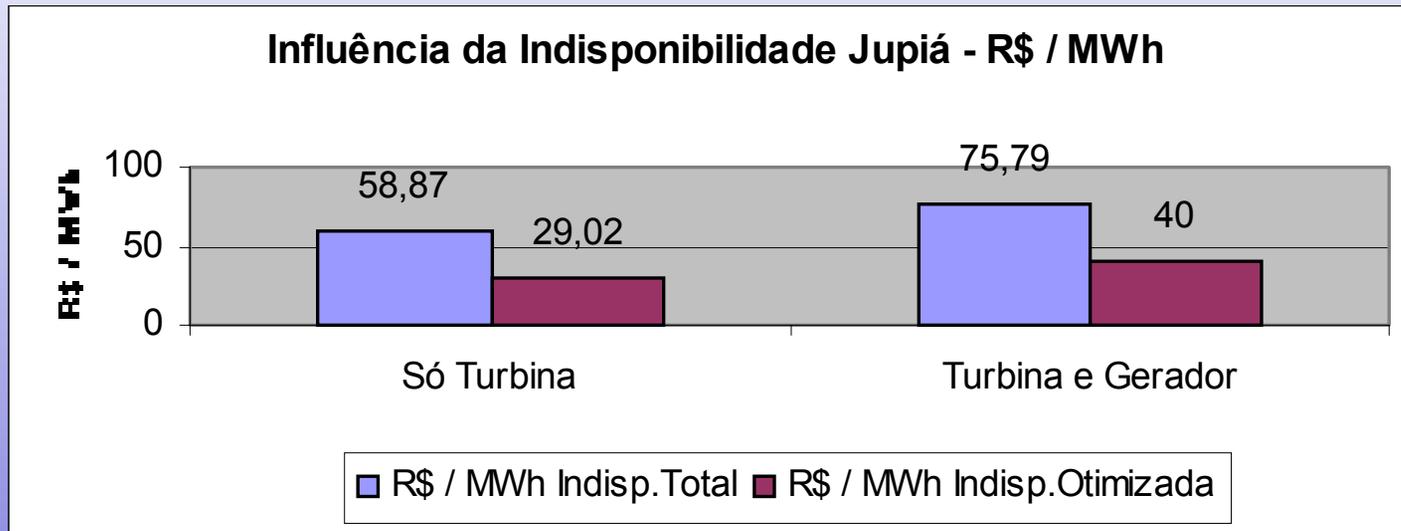


## CONCLUSÕES - Indisponibilidade

Relação de Custo da Indisponibilidade			
	Repotenciação	Indisponibilidade	Total
<b>EMAS</b>	735.000,00	174.598,00	909.598,00
<b>QUILOMBO</b>	225.000,00	77.974,00	302.974,00
<b>JUPIÁ</b>	16.250.000,00	39.403.000,00	55.653.000,00

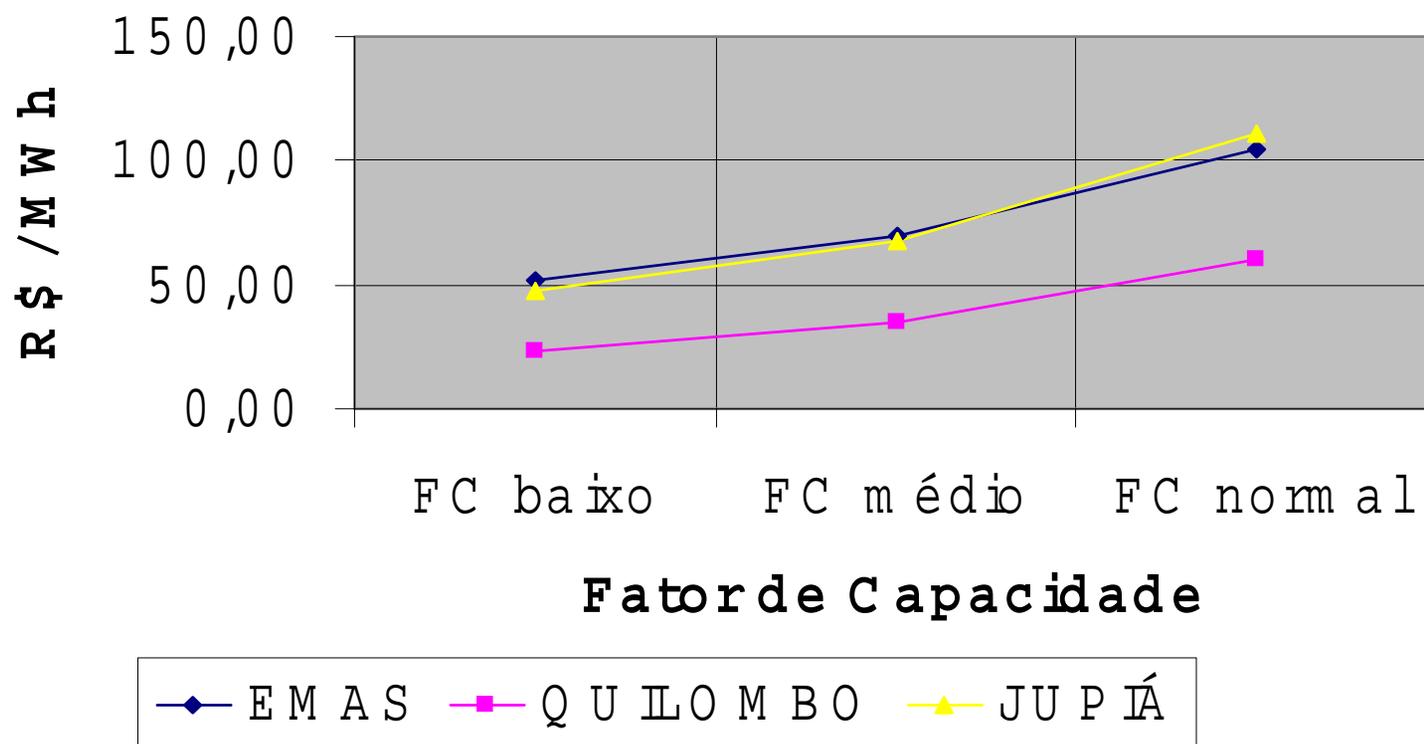


# CONCLUSÕES - Indisponibilidade Jupuíá

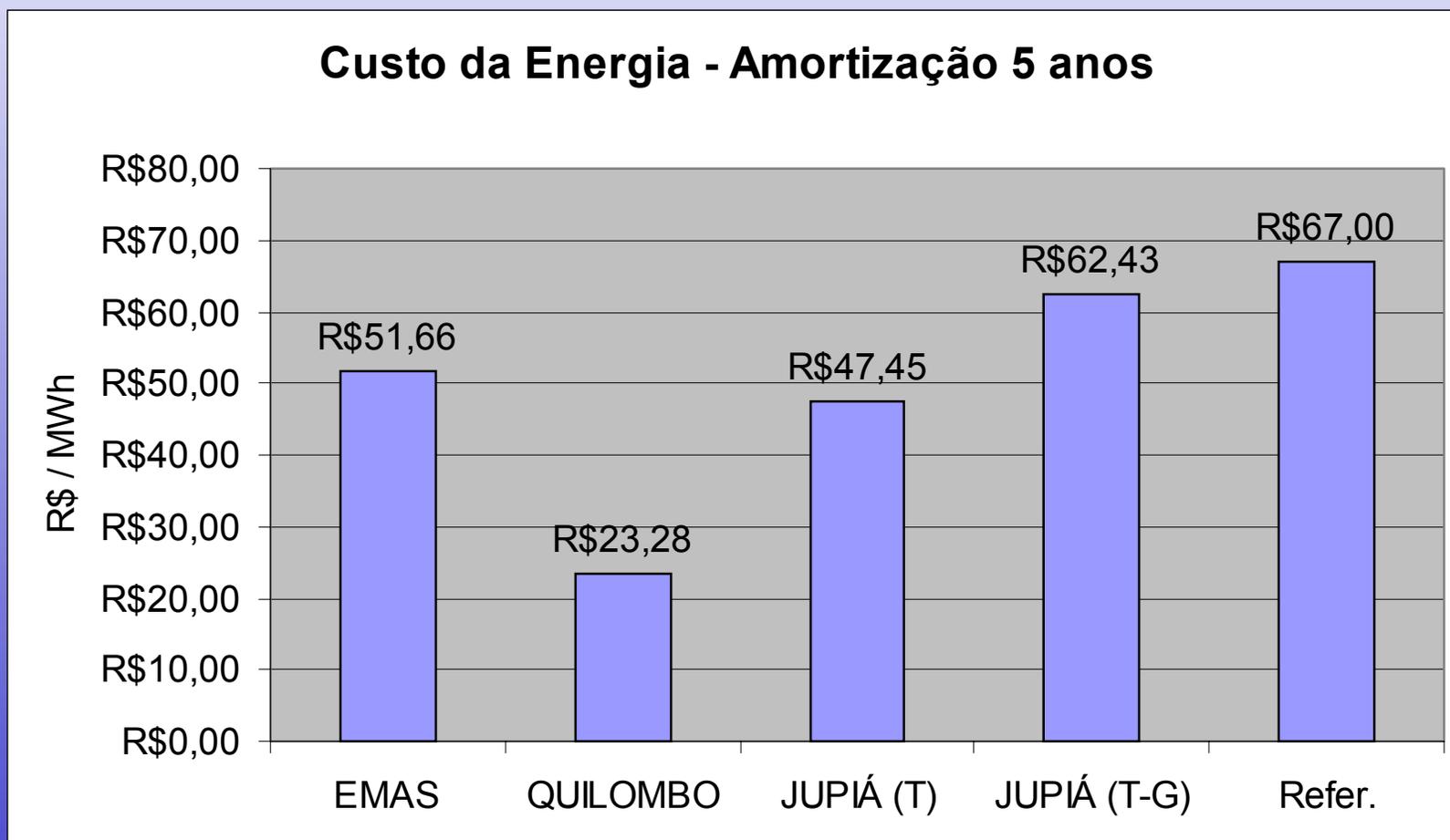


## CONCLUSÕES - Variando o FC antigo

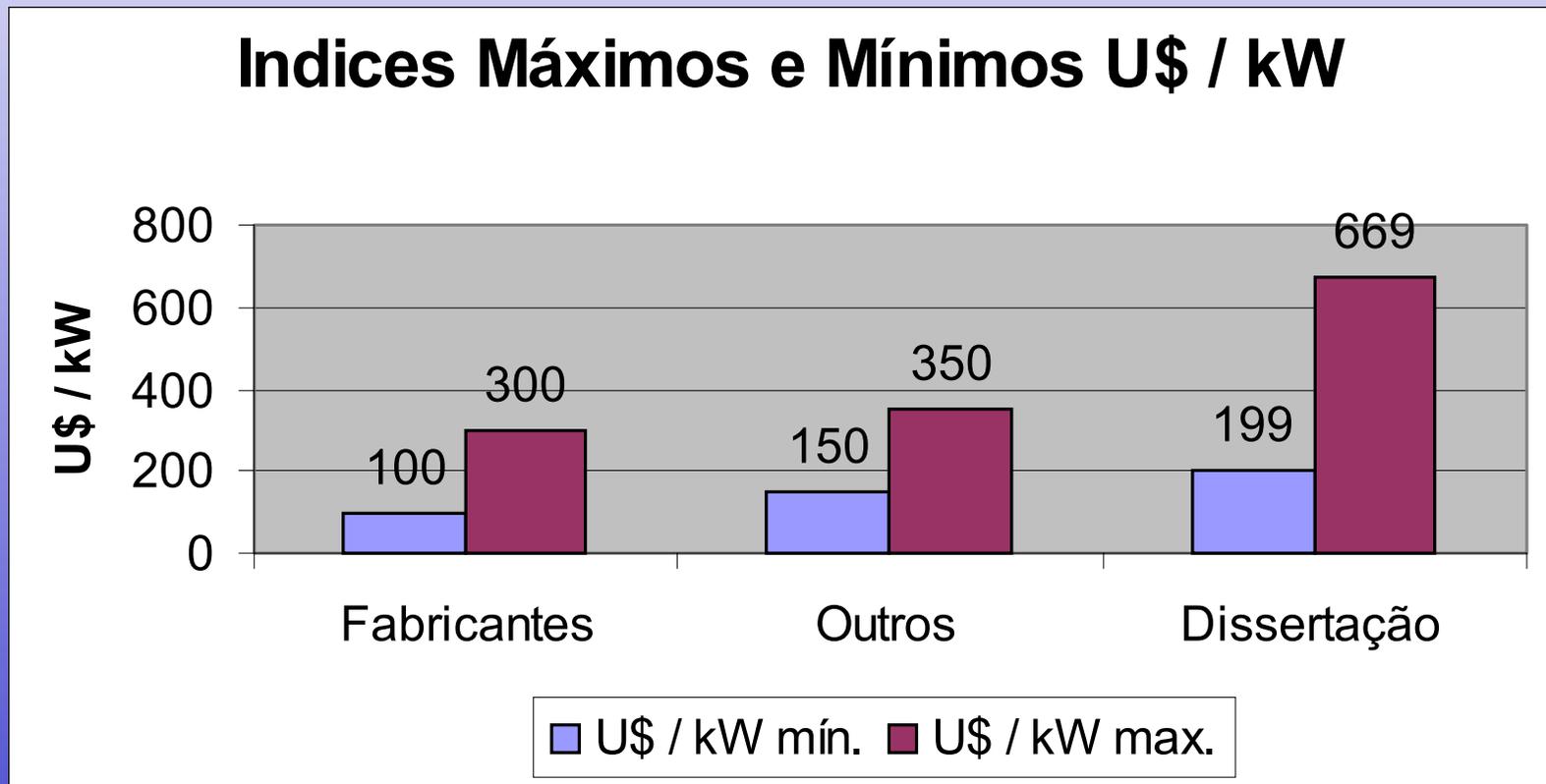
### Custo da Energia X FC antigo



## CONCLUSÕES - Índice de Mérito



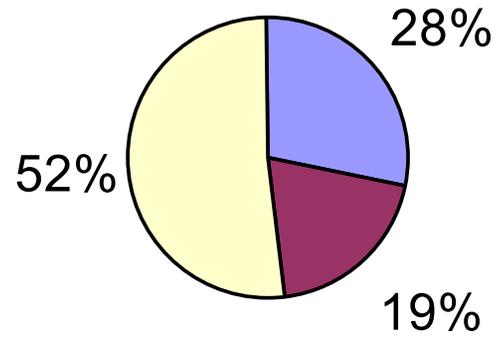
## CONCLUSÕES - Variação do U\$ / kW



## CONCLUSÕES - Economia na Geração

---

### Relação Novo / Repotenciação



■ Gasto mín. ■ Gasto máx. ■ Economiza



## CONCLUSÕES - Resumo

---

### A REPOTENCIAÇÃO



- Obra para antigas Usinas com mais de vinte ano;
- Proporciona obtenção de MWh mais barato, mas nem tanto;
- Ótimo processo de efficientização e crescimento do parque gerador;
- Obra delicada, exige rigor técnico, orçamentário e monitoramento;
- Os pequenos ganhos de rendimento, 2,5%, se viabilizam função do FC;
- O baixo FC do empreendimento é indicação de repotenciação viável;
- A indisponibilidade pode inviabilizar, cronogramas otimizados viabilizam;
- As oportunidades diminuem o tempo de retorno do investimento;
- Os investimentos em repotenciação dão retorno em 5 anos.