

A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COMO ALTERNATIVA PARA O AUMENTO DA OFERTA DE ENERGIA NO BRASIL COM PROTEÇÃO AMBIENTAL



Grupo de Estudos de Política Energética WWF

Célio Bermann – coordenador – IEE/USP

José Roberto Campos da Veiga – consultor – COOESA

Georges Souto Rocha – consultor – GERMEN/BA

Responsáveis WWF Brasil

Analuce Freitas

Ludmila Caminha

Michael Becker

Samuel Barrêto

Agosto / 2004

A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COMO ALTERNATIVA PARA O AUMENTO DA OFERTA DE ENERGIA NO BRASIL COM PROTEÇÃO AMBIENTAL

ÍNDICE

Apresentação	5
1. Introdução	7
2. Análise da Matriz de Geração Elétrica no Brasil	8
2.1 Problemas Ambientais da Atual Matriz	9
2.1.1 Hidrelétricas	9
2.1.2 Termelétricas Convencionais	9
2.1.3 Termelétricas Nucleares	10
3. Perspectivas de Repotenciação	11
3.1 Critérios	11
3.2 Potencial de Repotenciação	12
3.3 Estimativa de Custos	18
4. Análise Institucional	20
4.1 Obstáculos presentes no Modelo Anterior do Setor Elétrico	20
4.2 Perspectivas no Novo Modelo	21
5. Estudos de Caso	24
5.1 Metodologia dos Estudos	24
5.2 PCH Esmeril – SP	25
5.3 PCH Dourados – SP	26
5.4 UHE Jupia – SP	28
5.5 UHE Jacuí – RS	30
6. Conclusões e Recomendações	32
7. Referências Bibliográficas	34

APRESENTAÇÃO

Neste momento em que o Brasil busca meios para superar os gargalos ao desenvolvimento econômico, a velha “oposição” entre meio ambiente e desenvolvimento, volta à pauta. Contrariando esse argumento, mais uma vez, o WWF-Brasil reafirma seu compromisso com a promoção da sustentabilidade, e apresenta uma proposta para fazer frente à necessidade de energia elétrica. A repotenciação de usinas hidrelétricas é aqui identificada como alternativa viável para o aumento da oferta de energia no Brasil em curto prazo e investimento rentável.

É imperioso considerar cuidadosamente todas as alternativas viáveis à construção de barragens, pois estas resultam em irreversível impacto social e ambiental, não apenas sobre as famílias deslocadas pela inundação promovida, mas sobre todas aquelas cujos modos de vida são afetados por empreendimentos construídos em nome de um modelo de desenvolvimento que as exclui, tanto como agentes promotores quanto como beneficiários.

Os estudos comissionados pelo WWF-Brasil e conduzidos pelos professores José Roberto Campos da Veiga (engenheiro mecânico, Mestre pelo Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP) e Georges Souto Rocha (Germen/BA), sob a coordenação do Prof. Célio Berman (PhD em Engenharia Mecânica e professor da Pós Graduação de Energia da USP e do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP), demonstram que redimensionar, reformar, modernizar e reativar as hidrelétricas existentes no Brasil não apenas gerariam o volume necessário de energia elétrica para manter o crescimento industrial e econômico do país, como evitaria o crescimento do passivo ambiental e social gerado pelo modelo energético adotado nas últimas décadas.

Denise Hamú

Secretária Geral do WWF-Brasil

1 - INTRODUÇÃO

As usinas hidrelétricas constituem a base do sistema de geração energética no Brasil, respondendo por cerca de 80% da oferta de eletricidade. Entretanto, essa elevada participação foi alcançada, nos últimos 30 anos, através da construção indiscriminada de usinas de grande porte com graves problemas sociais e ambientais.

WWF-CANON / MICHAEL GUNTHER



Decorrentes da implantação e operação de hidrelétricas, os problemas – de natureza físico-química e biológica – transformam sistemas úvies em lacustres, ambientes lóticos em lênticos, além de interferirem diretamente no ecossistema da região onde são implantadas as usinas. As conseqüências são, por exemplo, a alteração do regime hidrológico, a modificação da qualidade da água com o aumento de bactérias e algas, bem como a diminuição da concentração de oxigênio. A emissão de gases estufa, a partir da decomposição orgânica no reservatório da usina, e processos de assoreamento também são observados.



Quanto aos aspectos sociais, são invariavelmente desconsiderados, particularmente com relação às populações ribeirinhas atingidas pelas obras das usinas hidrelétricas. A formação do reservatório determina uma perspectiva de perda irreversível das condições de produção e reprodução social desses grupos.

O WWF-Brasil, ciente do quadro de impacto ambiental deste tipo de produção energética e atento à oportunidade que se apresenta com o debate do Plano Plurianual – PPA – (2004/2007), do Governo Federal, decidiu contribuir para o debate das políticas de Desenvolvimento Sustentável, no contexto de redefinição da regulamentação do Setor Elétrico brasileiro. Por meio da **repotenciação** de usinas hidrelétricas, a instituição pretende apresentar alternativas que otimizam o desenvolvimento futuro da matriz energética brasileira, priorizando a geração hídrica e reduzindo, ou evitando, impactos nos ecossistemas aquáticos e nas populações ribeirinhas.

2 - ANÁLISE DA MATRIZ DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

Atualmente, a geração de energia elétrica, no Brasil, baseia-se na utilização das seguintes fontes identificadas na Tabela 1 abaixo:

TABELA 1: MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tipo	Quantidade	Potência Instalada ¹ (KW)	%
Hidráulica		66.979.405	79,04
UHE	139	65.856.132	77,71
PCH	233	1.039.721	1,23
MCH	153	83.552	0,10
Térmica		17.739.219	20,94
UTE 	747	15.732.219	18,57
UTN	2	2.007.000	2,37
Outras Renováveis		22.045	0,02
EOL 	9	22.025	0,02
SOL ²	1	20	0,00
Total	1.284	84.740.669	100,00

FONTE: BOLETIM INFORMATIVO DA GERAÇÃO – ANEEL, SETEMBRO/2003.

Legenda:
UHE – Usina Hidrelétrica de Energia (> 30.000 KW)
PCH – Pequena Central Hidrelétrica (1.000 KW – 30.000 KW)
MCH – Micro Central Hidrelétrica (< 1.000 KW)
UTE – Usina Termelétrica de Energia (Óleo Combustível, Óleo Diesel, Gás Natural)
UTN – Usina Termonuclear
EOL – Central Geradora Eolielétrica
SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica

Observa-se a preponderância da hidreletricidade para a geração de energia elétrica no Brasil.

Se considerarmos os empreendimentos de geração de energia elétrica previstos para os próximos anos, as usinas que utilizam a fonte hidráulica para geração (UHE, PCH e CGH) contabilizam 53 empreendimentos (4.635.933 KW), atualmente em construção, e outros 228 (8.636.179 KW) outorgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), isto é, hidrelétricas que ainda não começaram a ser construídas. No que diz respeito às termelétricas, 20 usinas estão em estágio de construção, o que equivale a 5.786.373 kW, e mais 91 empreendimentos (13.199.941 KW) já foram outorgados pela Aneel.

¹ Se refere à potência fiscalizada pela Aneel.

² Não foram considerados os dados referentes aos painéis solares instalados em comunidades isoladas pelo PRODEEM, da ordem de 15.000 KWp

³ Não foram considerados os dados referentes à biomassa, da ordem de 2.756.686 KW, sendo 60% no setor sucro-alcooleiro.

Quanto às fontes renováveis, cabe assinalar que, atualmente, a biomassa possui 2 empreendimentos em construção (33.000 KW) e 30 outros empreendimentos (167.358 kW) com a outorga da Agência Nacional de Energia Elétrica. Entre os combustíveis de biomassa estão o resíduo de madeira, bagaço de cana de açúcar, casca de arroz, licor negro e biogás. Por seu turno, a obtenção eólica possui 100 empreendimentos (6.657.700 KW) outorgados.

2.1 - PROBLEMAS AMBIENTAIS DA ATUAL MATRIZ

Não existe energia limpa. Em maior ou menor grau, todas as fontes de energia provocam danos ao meio-ambiente.

A presente proposta preconiza a repotenciação (ganho de energia e/ou de potência), nas usinas existentes, como alternativa ambientalmente sustentável à construção de novos empreendimentos. Com a adoção desta política energética de expansão da oferta, no sistema elétrico brasileiro, os problemas ambientais e sociais, descritos a seguir, poderiam ser evitados.

2.1.1 - HIDRELÉTRICAS

Até hoje, as usinas hidrelétricas construídas inundaram 34.000 km² de terras para a formação dos reservatórios e provocaram a expulsão – ou “deslocamento compulsório” – de aproximadamente 200 mil famílias ribeirinhas.

No relacionamento das empresas com estes grupos, prevaleceu a estratégia do “fato consumado” em todos os empreendimentos, praticamente. Embora a alternativa hidrelétrica fosse sempre apresentada como uma fonte energética “limpa, renovável e barata” e cada projeto justificado em nome do interesse público e do progresso, as bases materiais e culturais das populações ribeirinhas foram, na verdade, violentadas.

O deslocamento forçado dessas populações, promovido pelas obras de instalação das usinas, foi acompanhado por compensações financeiras irrisórias ou inexistentes. Em seguida, o processo de reassentamento, quando houve, não assegurou a manutenção das condições anteriores de vida.

Nos espaços das barragens, ocorreram diversos problemas de saúde pública, como o aumento de doenças de natureza endêmica e o comprometimento da qualidade da água nos reservatórios, o que afetou atividades como pesca e agricultura. Além disso, houve também o aumento dos riscos de inundação sobre a área das populações, abaixo do reservatório, em decorrência de problemas operacionais. Grandes quantidades de terras cultiváveis ainda ficaram submersas e, em muitos casos, a perda da biodiversidade foi irreversível.

2.1.2 - TERMELÉTRICAS CONVENCIONAIS

Os combustíveis fósseis utilizados para a geração de energia elétrica – derivados de petróleo (óleo diesel e óleo combustível), gás natural e carvão mineral – são fontes causadoras de diversos problemas ambientais.

A emissão de CO₂ – o gás carbônico – resultante da queima dos combustíveis fósseis, contribui em cerca de 55% para o aquecimento global do planeta (efeito-estufa), o que é considera-

do, atualmente, o problema ambiental de maior relevância no mundo inteiro. Outro problema refere-se à presença de enxofre nas composições do óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral, utilizados para a geração de energia elétrica, acarretando efeitos locais e regionais de acidificação atmosférica, dos solos e das águas.

Há ainda que se assinalar as emissões de NO_x (óxidos de nitrogênio). A legislação ambiental brasileira não prevê padrões de emissão para o que se considera o principal poluente atmosférico de termelétricas a gás natural.

Também estão presentes os Hidrocarbonetos (HC). Estes gases e vapores são resultantes da queima incompleta e evaporação de combustíveis e outros produtos voláteis. Possuem odor característico e causam irritação dos olhos, nariz, pele e trato respiratório superior. Podem vir a causar dano celular, sendo que diversos hidrocarbonetos são considerados carcinogênicos e mutagênicos.

Os hidrocarbonetos e óxidos de nitrogênio reagem, na atmosfera, principalmente com o concurso da luz solar, formando um conjunto de gases agressivos denominados oxidantes fotoquímicos. O mais importante, entre eles, é o ozônio, que, nas camadas inferiores da atmosfera, exerce ação nociva sobre os vegetais, animais, materiais e o homem, mesmo em concentrações relativamente baixas.

Nas plantas, o ozônio age como inibidor da fotossíntese, produzindo lesões características nas folhas. No homem, ele provoca danos na estrutura pulmonar, reduzindo sua capacidade e diminuindo a resistência às infecções deste órgão, causando ainda o agravamento das doenças respiratórias, aumentando a incidência de tosse, asma, irritações no trato respiratório superior e nos olhos.

2.1.3 - TERMELÉTRICAS NUCLEARES

Há que se considerar os riscos intrínsecos representados pela opção nuclear. As duas usinas em operação no Brasil - Angra I e Angra II -, que utilizam o reator do tipo PWR (pressurized water reactor), vêm apresentando problemas de operação: vazamentos de material radioativo pelas varetas que acondicionam o combustível fóssil, no interior do reator nuclear, ou falhas no manuseio do material.

O futuro descomissionamento das usinas também apresenta problemas. Não existe um plano de ação para o período posterior à paralisação completa de operação das termelétricas. As dificuldades estendem-se também à disposição final dos rejeitos de alta radioatividade, além de haver falhas no plano de emergência no caso de acidentes.

Nesse sentido, a decisão sobre o término da construção da Usina Angra III, atualmente em discussão deve, necessariamente, considerar estes aspectos aqui indicados. A ausência de soluções concretas para estes problemas inviabiliza, em termos ambientais, o projeto de Angra III.

3 - PERSPECTIVAS DE REPOTENCIAÇÃO

3.1 - CRITÉRIOS

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

Conceitualmente, a repotenciação tem o objetivo de aumentar a quantidade de energia elétrica (QE) produzida:

WWF-CANON / EDWARD PARKER



$$QE = \text{Potência Instalada} \times \text{Fator de Capacidade} \times 8760 \text{ horas}$$

Analisando a equação de QE, deduz-se que o objetivo pode ser atingido pelo aumento da potência instalada ou do fator de capacidade. Os bons resultados, neste processo, são obtidos com a realização de análises técnicas de precisão. Assim, busca-se conhecer, de forma criteriosa, a eficiência da geração energética e o estado de seus componentes mais importantes e a eficiência de novos estudos hidrológicos. Enfim, as análises visam alcançar as condições operacionais esperadas da usina, incluindo nestes dois fatores e ganhando energia assegurada.

Os principais objetivos destes diagnósticos são a otimização da geração elétrica, a prevenção de paradas não programadas e a introdução oportuna de ações corretivas. Há, basicamente, quatro opções a serem consideradas após a avaliação do desempenho integrado de uma usina e de suas unidades separadamente. São elas:

- Desativação;
- Reparo;
- Reconstrução ou ampliação;
- 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's) e em usinas termoelétricas (UTE's).

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

A modernização está presente na reconstrução e na reabilitação de usinas, mas não chega a ser uma repotenciação. É, de fato, a utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando-as pela digitalização e informatização dos controles e comandos e tornando-as, até mesmo, “autônomas”,

A obra de repotenciação viável é aquela cujo custo de energia produzida atinge valores menores que os de referência de comercialização, ou valor comercial (antigo valor normativo - VN). Desta forma, este custo passa a ser considerado um índice de sensibilidade para seleção dos melhores investimentos em repotenciação, isto é, um índice de atratividade.

Nos projetos de reconstrução, reabilitação e mesmo de reparo, é necessário pormenorizar o custo da obra de repotenciação e o ganho de produção de energia, para determinar a sua atratividade. Para tanto, basta retirar o custo dos capitais não amortizados anteriormente, os custos de outras partes da obra que não de repotenciação e os custos administrativos da usina que continuam os mesmos (eventualmente até menores), para se obter o valor presente anualizado dos custos – LCC (life cycle cost).

3.2 - O POTENCIAL DE REPOTENCIAÇÃO

No Brasil, inúmeras usinas hidrelétricas antigas possuem condições de serem repotenciadas com interessantíssimos índices de ganhos de capacidade. São consideradas antigas as usinas com mais de 20 anos em operação e cujos geradores ultrapassam 120 mil horas de operação, precisando ser submetidos a grandes manutenções.

Após o levantamento das maiores centrais geradoras brasileiras, maiores que 30 MW, e de suas respectivas datas de entrada em operação, observou-se que é passível de repotenciação um total de 34.374,70 MW, calculado para o potencial das usinas com mais de 20 anos que estão relacionadas na Tabela 2, a seguir.

Um estudo das perspectivas de repotenciação foi desenvolvido, classificando-as por tipos. O critério é a extensão do empreendimento. São os tipos adotados pela ANEEL, a partir da 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;

Repotenciação Leve: corresponde à 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. Envolve repotenciação da turbina e do gerador;

Repotenciação Pesada: corresponde à classificação da ANEEL, com ganhos de capacidade de 20 a 30% pela troca do rotor. Poucos casos foram registrados. No levantamento, adotou-se 23,30% como valor médio.

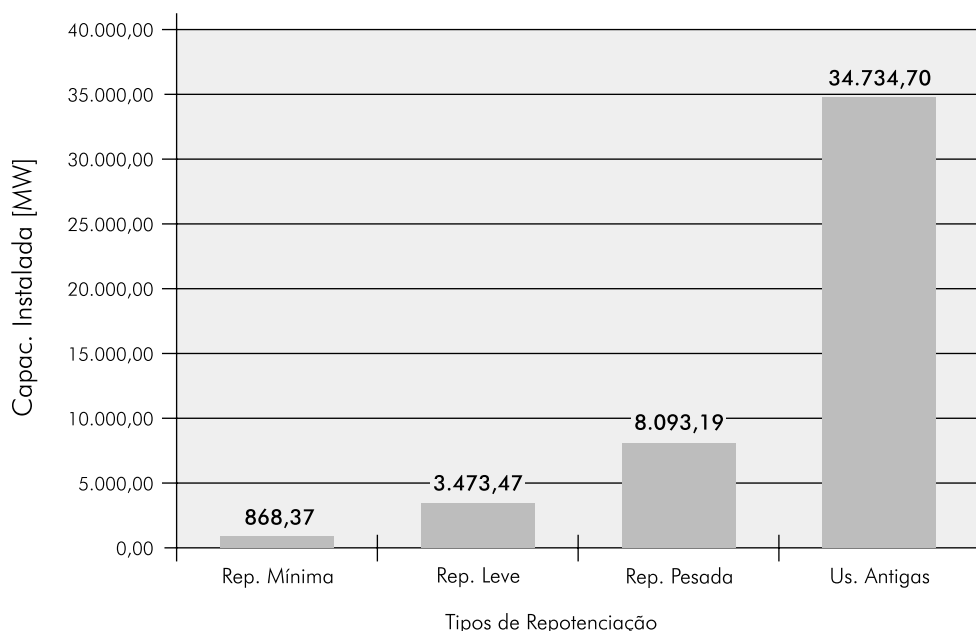
A “repotenciação mínima” ressalta as vantagens dos outros tipos, no entanto, o ganho de 2,5% já é considerado importante e recomendável para a otimização do empreendimento e com boa viabilidade. É a manutenção completa do grupo gerador.

Textualmente, uma 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, aponta que:

“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”.

No gráfico da Figura 1, a seguir, estão apresentados os valores correspondentes aos potenciais de ganho de capacidade que poderiam ser alcançados, caso as obras de reabilitação concretizassem-se com alcance de 868 MW para a repotenciação mínima, 3.473 MW para a repotenciação leve e 8.093 MW para a repotenciação pesada.

FIGURA 1 - PERSPECTIVAS DA REPOTENCIAÇÃO



FONTE: PESQUISA EM FONTES DIVERSAS

A perspectiva de repotenciação de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's), em termos de montante de ganhos de potência, é pequena, ao se considerar o potencial hidrelétrico do país e a dependência de incentivos dos agentes financeiros e da valorização da energia no mercado de energia.

As PCH's são usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual, ou inferior, a 30 MW e reservatório com área até 3 km², conforme a Resolução da ANEEL nº 394, de 04/12/1998. Estas usinas são o foco de prioridade da Agência Nacional de Energia Elétrica, pois atendem às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e rurais. Estas usinas foram beneficiadas, até final de 2003, pela isenção da taxa de uso da rede de transmissão e distribuição, além da dispensa de remunerar os municípios e estados pelo uso dos recursos hídricos.

TABELA 2 - USINAS HIDRELÉTRICAS COM MAIS DE 20 ANOS E MAIS DE 30 MW

	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 Novas	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 Peçanha 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 Morais	FURNAS	1956	Grande	MG	476,00	10
15	Américo Renee Cianetti (S.Grande)	CEMIG	1956	Santo Antonio	MG	104,00	4
16	Henry Borden - Subterrânea	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
23	Paulo Afonso II	CHESF	1961	São Francisco	BA	480,00	6
24	Funil	CHESF	1962	Contas	BA	30,00	3
25	Bernardo Mascarenhas (3 Marias)	CEMIG	1962	São Francisco	MG	516,80	6
26	Pereira Passos	LIGHT	1962	Lages (Ribeirão)	RJ	93,50	2
27	Armando A. Laydner (Jurumirim)	CGEEP	1962	Paranapanema	SP	98,00	2
28	Jacuí	CEEE	1962	Jacui	RS	150,00	6
29	Furnas	FURNAS	1963	Grande	MG	1.216,00	8
30	Barra Bonita	CGEET	1963	Tietê	SP	140,76	4
31	Fumaça	CBA	1964	Juquiá Guaçu	SP	36,40	2
32	Suíça	ESCELSA	1965	Santa Maria da Vitória	ES	30,06	2
33	Funil	FURNAS	1965	Santa Maria da Vitória	RJ	216,00	3
34	Álvaro de Souza Lima (Bariri)	CGEET	1965	Tietê	SP	143,10	3
35	Luiz Carlos B. Carvalho (Estreito)	FURNAS	1969	Grande	SP	1.050,00	6

	NOME	CONCESSÃO	IN. OPER.	RIO	ESTADO	CAP. INST. [MW]	Mq's
36	Ibitinga	CGEET	1969	Tiete	SP	131,49	3
37	Souza Dias (Jupiá)	CESP	1969	Parana	SP	1.411,20	14
38	Pr. Castelo Branco (B. Esperança)	CHESF	1970	Parnaíba	PI	234,00	2
39	Xavantes	CGEEP	1970	Paranapanema	SP	414,00	4
40	Julio de Mesquita Filho	COPEL	1970	Chopin	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 Colômbia	FURNAS	1973	Grande	MG	320,00	4
45	Mascarenhas	ESCELSA	1973	Doce	ES	123,00	3
46	Ilha Solteira	CESP	1973	Paraná	SP	3.230,00	20
47	Passo Fundo	ELETROSUL	1973	Erechim	RS	220,00	2
48	Passo Real	CEEE	1973	Jacuí	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)	ELETROPAULO	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 Osório	ELETROSUL	1975	Iguaçu	PR	1.050,00	6
55	Curuá - Una	CELPA	1977	Curuá – 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.Ermírio 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

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pelo Artigo 3º da Lei 10.438, de 26/04/2002, foi criado com o objetivo de aumentar a participação, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, da energia de Produtores Independentes Autônomos, focando fontes eólicas, PCH's e biomassa.

Ainda encontra-se ativo o PCH-COM, programa criado em 2001, para viabilizar a implantação e revitalização de PCH's, onde a Eletrobrás garante a compra de energia da usina e o BNDES oferece financiamento.

A inserção das PCH's deu-se no final do século passado, sendo citado como marco o ano de 1883, quando do primeiro aproveitamento hidrelétrico na mineração Santa Maria, em Diamantina (MG).

TABELA 3 - 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
Bahia	8	36	17689	22264	2211	618
Espírito Santo	11	31	5537	8301	503	268
Minas Gerais	72	252	42934	90750	596	360
Rio De Janeiro	18	63	83040	193664	4613	3074
São Paulo	66	108	155208	331164	2352	3066
Santa Catarina	11	29	5638	9270	513	320

FORTE: DNAEE, 1997.

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, quando o número de empresas passou de 306 para 1.009, com todas, em geral, operando pequenos aproveitamentos hidrelétricos, como mostrado na tabela 3.

Este crescimento continuou até a década de 40, porém com taxas menores, quando comparadas com as da 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). Dessa forma, até esta época, excetuando-se alguns casos especiais, quase a totalidade das instalações era composta de PCH's.

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) levantou que, até 1997, havia, no Brasil, em torno de 1.858 PCH's identificadas e que correspondiam a uma capacidade total instalada de 1.111,3 MW, como pode ser observado na Tabela 4. Deste total, 1.089 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 4 - 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 recapacitação	3	7,8	2,59
Reativação	7	16,5	2,36
Abandonadas	428	154,5	0,36
Desconhecidas	1089	327,9	0,30
Total	1.858	1.111,3	0,59

FONTE: AMARAL (1999, P.5)

Em 1998, a ANEEL criou um programa de fiscalização de todas as centrais de geração de eletricidade do setor público existentes no país e, em 1999, a fiscalização foi estendida ao setor privado, envolvendo os autoprodutores e os produtores independentes. O resultado está indicado na Tabela 5.

TABELA 5 - 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	
Totais Parciais	Abaixo de 1	10	5	5,3	2,4
	1 a 10	325	9	815,3	23,5
	10 a 30	45		837,3	
Total Geral		380	14	1652,6	25,9

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. A 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. Dessa maneira, as reabilitações com redefinições de unidades geradoras poderão 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.

Hoje, de acordo com os registros da ANEEL, são 233 PCH's em operação, gerando 1.082 MW (1,23% da geração nacional), e 153 Centrais de Geração Hidrelétrica menores que 1 MW, gerando 82,3 MW.

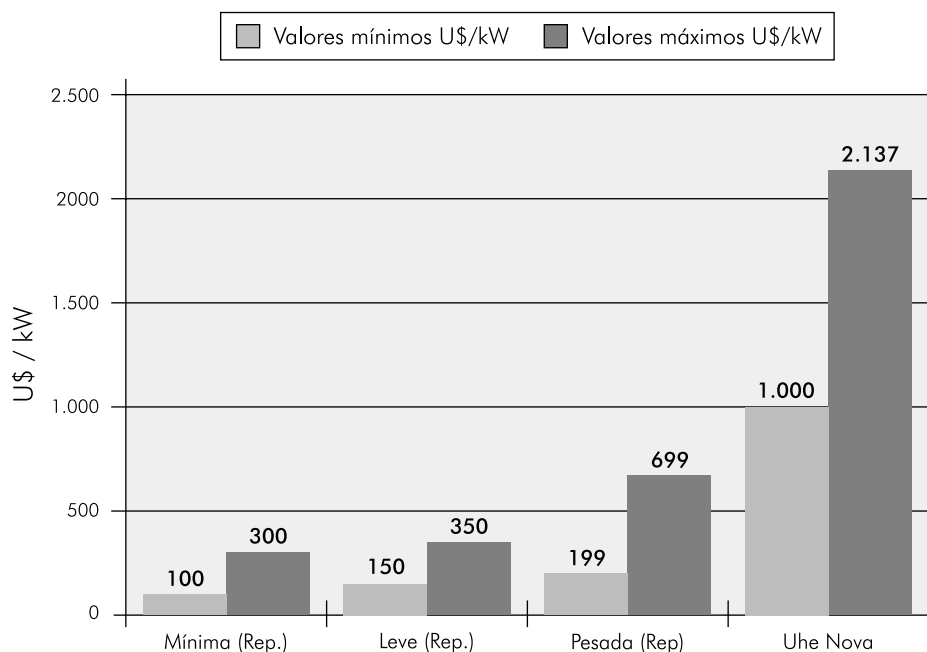
3.3 - ESTIMATIVA DE CUSTOS

Como referência para a estimativa de custos, o artigo “Energia Rápida e Barata”, da Revista Brasil Energia, de novembro de 2000, apresenta as seguintes informações:

“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, conforme 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\$ 600,00, 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”.

FIGURA 2: ÍNDICES DE MÉRITO DE REPOTENCIAÇÕES E USINAS NOVAS

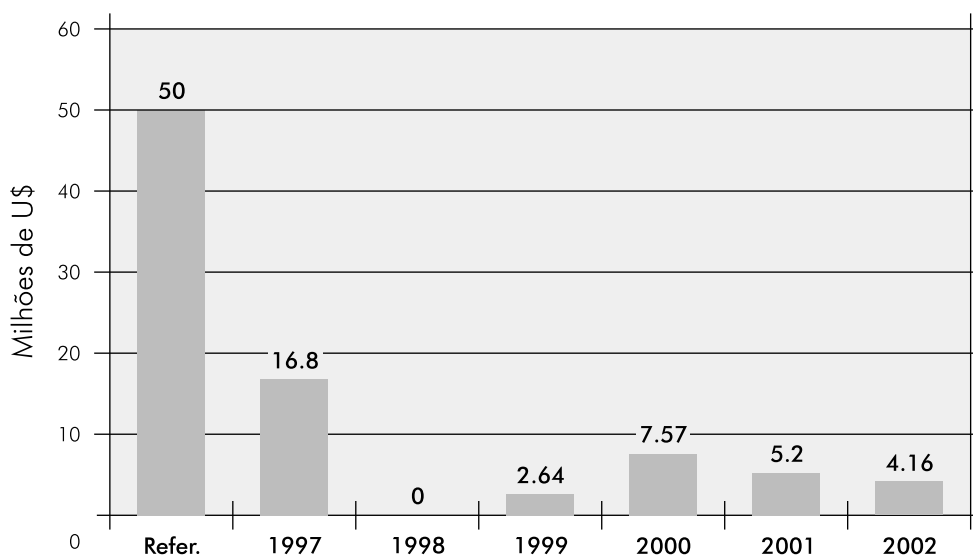


O processo de repotenciação, que neste estudo foi estimado para usinas com mais de 20 anos de atividade, aplica-se a 34.374,70 MW de potência instalada no parque gerador nacional. Se considerado os valores obtidos da Figura 2, os investimentos seriam da ordem de R\$ 5,4 bilhões. O custo é menor comparado à construção de novas usinas, que absorve 60% dos investimentos somente em obras civis. A repotenciação tem ainda a vantagem do curto prazo de implantação.

“Nos Estados Unidos, onde a potência hidroelétrica 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 3, que contém o plano de investimentos em repotenciação da ANEEL, mostra que esta previsão não se concretizou e os investimentos estiveram bem abaixo desde 1998.

FIGURA 3 - INVESTIMENTO EM REPOTENCIAÇÃO



FONTE: ANEEL - SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO – SFG - 01

4 - ANÁLISE INSTITUCIONAL

A análise institucional baseia-se no modelo do Setor Elétrico que vinha sendo praticado durante os governos anteriores. Faz parte também da análise o Novo Modelo do Setor que tem sido debatido desde o início da gestão do Governo Luiz Inácio Lula da Silva, cuja versão preliminar foi divulgada em julho de 2003. A ótica desta análise é a política de crescimento da oferta de energia com empreendimentos ecologicamente corretos, como a repotenciação das antigas centrais hidrelétricas.

WWF-CANON / MICHAEL GUNTHER



4.1 - OBSTÁCULOS PRESENTES NO MODELO ANTERIOR DO SETOR ELÉTRICO

A grande mudança no Setor Elétrico Brasileiro deu-se a partir da Lei n.º 8.631/93, que desunificou as tarifas de energia elétrica. Leis posteriores, como a n.º 8.987/95, implantando o Novo Regime de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos, a n.º 9.427/96, que instituiu a agência reguladora ANEEL e a lei n.º 9.648/98, do ONS (Operador Nacional do Sistema), definiram a reestruturação operacional e jurídica do setor.

A nova estrutura visava um setor elétrico desverticalizado e um mercado competitivo que propiciaria a redução de custos e a otimização da geração, transmissão e distribuição. Este modelo tinha como objetivo possibilitar a entrada de novos investidores, para substituir o Estado e sua limitação financeira para investimentos necessários à expansão do sistema elétrico.

O principal obstáculo à repotenciação de usinas foi, certamente, a instabilidade e a falta de planejamento do setor. A incerteza da remuneração adequada dos investimentos deveria 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 era essencial para a previsão do comportamento dos seus preços de compra e venda, bem como a estabilização dos preços dos leilões do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

A falta de estímulos, isto é, remuneração para quem oferecesse acréscimo de energia assegurada, capacidade de ponta e de reserva, além do adiamento da implantação do encargo de capacidade, provocou a reprogramação dos investimentos pelos agentes de geração.

A partir do outono de 2001, as empresas geradoras também enfrentaram o período do racionamento de energia, exigindo que paradas de máquinas para obras fossem muito bem planejadas, pois a queda de produção poderia levar as empresas a recorrerem ao mercado spot, com preços imprevisíveis e maiores, para honrarem seus compromissos.

Com o encarecimento da energia, elevou-se o custo de indisponibilidade de máquinas, aumentando o custo da obra de repotenciação a ponto de sua inviabilização.

O desequilíbrio entre a oferta e a procura de energia elétrica provocou a sua valorização, viabilizando empreendimentos mais caros e a busca por novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos.

Neste cenário, a ANEEL concedeu a autorização de um grande número de novos empreendimentos e a implantação de alguns com viabilidade duvidosa, tanto nos aspectos econômicas, como ambientais.

4.2 - PERSPECTIVAS NO NOVO MODELO

Considerando os critérios da Nova Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico (2003), que deve priorizar o planejamento da produção de energia elétrica, esta análise visa munir as autoridades do setor com dados que orientem a elaboração deste planejamento.

Juntamente com os princípios básicos para o desenvolvimento de um arranjo institucional adequado, que, abaixo, foram resumidamente transcritos do texto original da proposta de modelo, deve ser incluída uma forte preocupação com a Proteção ao Meio Ambiente, sendo uma das bases do planejamento energético nacional.

São os seguintes os princípios básicos para desenvolvimento do arranjo institucional da Nova Proposta de Modelo:

- Modicidade tarifária para os consumidores;
- Continuidade e qualidade na prestação do serviço;
- Justa remuneração para os investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço;
- Universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

Na implantação do novo modelo, deverão ser observados as seguintes diretrizes:

- Respeitar os contratos existentes;
- Minimizar os custos de transação durante o período de implantação;
- Não criar pressões tarifárias adicionais para o consumidor;
- Criar um ambiente propício à retomada de investimentos;
- Implantar, de forma gradual, o modelo proposto.

Os principais agentes que deverão atuar na implantação do modelo institucional proposto, visando assegurar o atendimento da demanda de energia elétrica de forma confiável, com racionalidade e sustentabilidade econômica, como relata o texto original, são:

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE
- Ministério de Minas e Energia – MME
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
- Fundação de Estudos e Planejamento Energético – FEPE
- Administrador dos Contratos de Energia Elétrica - ACEE
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
- Operador dos Sistemas Elétricos Isolados – OSI
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE
- Eletrobrás

Está previsto que o planejamento da expansão do setor elétrico será precedido pelo planejamento energético global, formulado de acordo com as diretrizes do CNPE e tendo como referência as projeções da Matriz Energética Brasileira. Deverão ser observadas as metas do MME e políticas públicas, como: fomento de fontes alternativas, universalização, eficiência energética e desenvolvimento tecnológico.

A execução do planejamento eletro-energético setorial estará a cargo de uma nova instituição, a Fundação de Estudos e Planejamento Energético (FEPE), cujas funções deverão ser coordenadas, orientadas e monitoradas pelo MME. Serão desenvolvidos planos setoriais e o planejamento da expansão, que serão consolidados em dois planos, ambos submetidos ao debate público:

- Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), cobrindo horizonte não inferior a 20 anos;
- Plano Decenal de Expansão (PDE), cobrindo horizonte não inferior a 10 anos, que terá caráter determinativo.

Não obstante, no conjunto destas políticas propostas para o planejamento energético do setor elétrico, está ausente uma clara preocupação com o meio ambiente. O foco das preocupações concentra-se na eficiência energética; no entanto, nas políticas do setor elétrico, é necessária a referência explícita à proteção ambiental.

A escolha dos empreendimentos do plano de expansão do PDE, que terá caráter determinativo, para a expansão da rede básica de transmissão, aumento quantitativo da oferta de energia e para as licitações de projetos de geração estruturantes devem priorizar basicamente:

- Obras de menor impacto ambiental;
- Fontes renováveis de energia;
- Eficiência energética.

Pode parecer óbvio, mas, para que estas condições sejam atendidas, naturalmente, algumas políticas devem ser definidas e aplicadas já no planejamento global energético, a fim de que sua continuidade desenvolva práticas sustentáveis de geração de energia, como:

- Monitoração da eficiência da produção das usinas de geração de energia elétrica, limitando as eficiências mínimas;
- Monitoração das condições de manutenção das usinas;
- Criação de procedimentos de revisão da energia assegurada das usinas, estimulando obras de repotenciação dos empreendimentos hidrelétricos do tipo pesada;
- Agilizar as obras de repotenciação dos empreendimentos hidrelétricos no atual momento, em que as sobras de energia elétrica permitem obras deste tipo com menor custo de indisponibilidade das usinas;
- Agregar aos projetos de repotenciação modernizações, como automação dos comandos e controles por digitalização, otimizando, através de programas computacionais, a operação das usinas e proporcionando ganhos de energia produzida e redução dos custos de operação;
- Fiscalizar os projetos e obras de repotenciação, para que sejam executadas com rigor tecnológico;
- Implementação de um processo de planejamento de paradas de máquinas, por períodos maiores, para obras de repotenciação;

- Formulação de Planejamento Anual da Operação das Usinas Hidrelétricas, prática esta de uso racional dos recursos hídricos.

A atual Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico já prevê algumas ferramentas que deverão motivar a repotenciação e a modernização das centrais hidrelétricas, quando garante providências na Contratação Regular de Energia (item 4.6.1, p. 27), como:

- Contratação de um montante de energia assegurado do empreendimento, associado a sua contribuição ao sistema na oportunidade em que a ele é integrado;
- Adoção de instrumentos regulatórios de redução de receita por não cumprimento de padrões de desempenho.

Há também o compromisso de revisão da energia assegurada de cada usina do sistema até dezembro de 2004. Estas medidas do novo modelo podem ser vistas como base para adoção de novas políticas que tornem a produção de energia elétrica e a preservação ambiental mais eficientes e em conformidade com o desenvolvimento sustentável.

Hoje, o único instrumento legal referente à repotenciação é a Resolução ANEEL N° 112, de maio de 1999, que estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Via de regra, a ANEEL tem se utilizado de Despachos e Resoluções, com o intuito de aprovar estudos para repotenciação de Usinas Hidrelétricas e autorizar, para fins de regularização, a repotenciação de usinas de pequeno porte.

5 - ESTUDOS DE CASO

As obras de repotenciação ainda não estão disseminadas em nosso parque gerador, sendo que muitas unidades geradoras estão em estudo e poucas repotenciadas. Há também limitações em relação à disponibilidade de base de dados completas para avaliação técnica das obras de repotenciação. Como exemplo, o presente estudo apresenta quatro casos que caracterizam bem estes serviços.

A ANEEL deve buscar incluir, em seu banco de dados, as informações sobre estes serviços. Acredita-se que, sendo apontada a possibilidade de ganhos com energia assegurada, os empreendedores poderão investir e apresentar seus projetos para regulamentação.

Existem casos onde as obras de repotenciação foram apenas estudadas, como o da Usina Jacuí, enquanto em outros - Usinas Esmeril, Dourados e Jupia – as obras foram executadas.

5.1 - METODOLOGIA DOS ESTUDOS

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

- 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;
- Avaliação Econômica: entrada dos custos da repotenciação e o cronograma de investimentos;
- Oportunidades no Mercado de Energia: onde se calcula o tempo de amortização do capital investido para cada tipo de procedimento adotado.

A base de dados da Avaliação Técnica é obtida a partir de ensaios, na máquina antiga, e avaliação de suas condições operacionais. Mais além, um estudo hidrológico, a determinação das características da nova máquina com os fabricantes e o planejamento da sua operação vão fornecer os dados da nova máquina.

O orçamento preciso da obra de repotenciação deve incluir a elaboração de um cronograma de obra bem estudado, para determinar o custo de indisponibilidade da unidade geradora, que é um importante fator na sua viabilidade.

Dados sobre preços da energia para cada tipo de intervenção – oportunidade de negócio – é fundamental e deve refletir o comportamento do mercado pelo menos no curto prazo, ou seja, nos próximos cinco anos. O mercado de energia deve ser pesquisado diretamente, para determinar estes preços em cada submercado.

Os preços de energia, por exemplo, podem ser aqueles que reetiram o mercado antes do período de racionamento, pois este foi um período atípico. O preço da energia livre na ponta, R\$ 300 por megawatt hora, foi o mais alto no ano 2000. Já o da energia livre na base, R\$ 150 por megawatt hora, é o preço de equilíbrio previsto para ser alcançado após o período de racionamento e de sua inuência.

Atualmente, o preço dos contratos bilaterais da base dos agentes de geração é o Valor de Referência de R\$ 32,58 por megawatt hora, indicando o mínimo em que devem ser negociados blocos de energia para os consumidores livres. O preço médio dos agentes de distribuição está na ordem de R\$ 70. Quanto ao preço de reserva de energia, R\$ 60 por megawatt hora, é um valor médio do custo marginal de expansão. A energia secundária está sendo negociada a R\$ 5,84 por megawatt hora (números para setembro/2003).

Nos estudos, considerou-se uma taxa de desconto anual de 12% e amortização em cinco 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, possibilitando a tomada de decisão esperada.

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

5.2 - ESTUDO DE CASO 1 – PCH ESMERIL

A Usina Hidrelétrica Esmeril localiza-se no rio Esmeril, município de Patrocínio Paulista (SP). Entrou em operação no quarto trimestre de 1912, com dois grupos geradores de 576 kW cada, atendendo também aos municípios de Altinópolis e Ribeirão Preto.

A usina pertenceu, originalmente, à Companhia Francana de Eletricidade, passando, em 1947, à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Em 1924, sua capacidade foi ampliada com a instalação de mais um grupo gerador de 608 kW, o que elevou a potência instalada para 1.760 kW.

Em 1983, a terceira unidade geradora da usina foi substituída por outra de mesma potência.

5.2.1 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DA USINA ESMERIL

A Usina Esmeril é uma usina do tipo fio d’água e de derivação. A Casa de Força é composta de 3 unidades geradoras com a potência antiga instalada de 2100 kW, atingida após uma repotenciação feita em 1997.

Ficha Técnica Original

- Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)
- Município: Patrocínio Paulista (SP)
- Rio: Esmeril
- Região: SE Latitude: 20º 50’ Longitude: 47º 59’
- Potência total: 1760 kW
- Nº de unidades geradoras: 3
- Início da Operação: 1912

5.2.2 - AVALIAÇÃO TÉCNICA DA USINA ESMERIL

A Usina Esmeril foi avaliada tecnicamente, quando se realizou novo estudo hidrológico que proporcionou a seleção de nova unidade geradora. Os seguintes componentes sofreram intervenção:

- Troca dos conjuntos turbina /gerador - 02 Máquinas;
- Instalação de Sistema de automação;
- Adaptações na Subestação com troca de trafo e parte de linha;
- Remodelação do canal adutor;
- Troca dos condutos forçados – 02;
- Novos reguladores de velocidade e tensão;
- Reconstrução da Sala de Máquinas;
- Instalação de limpadores de grade.

A Repotenciação está hoje concluída e a usina operando com as seguintes condições:

Avaliação Hidrológica:

Vazão Turbinada: 9,76 m³/s

Novo Grupo Turbina Gerador

Potência Nominal: 5,0 MW

Rendimento da Turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 60%

5.2.3 - AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA USINA ESMERIL

Orçamento da Repotenciação: R\$ 3.234.344,00

Ganho Energético da Repotenciação: 17.423 MWh

Ganho Real de Potência Instalada: 3.0 kW - 128,73%

Custo de Geração: R\$ 60,63/MWh - Índice da instalação: R\$ 1.148,68/kW

Amortização do Investimento a Valores de R\$ 70,00/MWh: 4 anos

5.2.4 - VIABILIDADE ECONÔMICA

A repotenciação viabiliza-se para preços médios de energia cobrados pelos agentes de distribuição. Ressalta-se que este cálculo previu amortização em cinco anos. Sendo uma usina a fio d'água, a geração é de base e não possibilita estudar outros tipos de oportunidades de negócio das usinas de acumulação.

A viabilidade econômica da repotenciação ocorre no período de quatro anos, em função dos negócios de venda de energia com o Índice de Instalação de R\$ 1.148,68/kW, que indica uma repotenciação do tipo pesada.

5.3 - ESTUDO DE CASO 2 – PCH DOURADOS

A Usina Hidrelétrica Dourados localiza-se no rio Sapucaí Mirim, município de Nuporanga (SP). Entrou em funcionamento em 1926, contando com grupo gerador de 6.400 kW e atendendo também o município de Ribeirão Preto. Pertenceu, originalmente, à Sociedade Anônima Em-

presa de Eletricidade Rio Preto e passou, em 1947, ao controle da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

A usina passou por nova obra de repotenciação, pela CPFL, após 1997, atingindo 10,8 MW em 2002.

5.3.1 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DA USINA DOURADOS

A Usina Dourados é uma usina do tipo fio d'água e de derivação. A Casa de Força é composta de 1 unidade geradora com potência antiga instalada de 6.400 kW.

Ficha Técnica Original

- Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)
- Município: Nuporanga (SP)
- Rio: Sapucaí
- Região: SE Latitude: 20º 39' Longitude: 47º 41'
- Potência: 6400 kW
- Início da Operação: 1926
- Situação atual: usina em operação

5.3.2 - AVALIAÇÃO TÉCNICA DA USINA DOURADOS

A Usina Dourados teve uma avaliação técnica, em que se realizou novo estudo hidrológico, permitindo a seleção de nova unidade geradora. A obra de repotenciação teve o seguinte escopo:

- Troca do conjunto turbina /gerador;
- Instalação de um sistema de automação;
- Substituição do trafo elevador;
- Adaptações na Subestação existente;
- Instalação de comportas no canal de fuga;
- Remodelação do canal adutor;
- Troca do conduto forçado;
- Novos reguladores de velocidade e tensão;
- Instalação de limpadores de grade.

A repotenciação está hoje concluída e a usina novamente em operação com as seguintes condições:

Avaliação Hidrológica:

Vazão Turbinada: 44,0 m³/s

Novo Grupo Turbina Gerador

Potência Nominal: 10,75 MW

Rendimento da turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 77%

5.3.3 - AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA USINA DOURADOS

Orçamento da Repotenciação: R\$ 8.086.231,00

Ganho Energético da Repotenciação: 43.351 MWh

Ganho Real de Potência Instalada: 6,4 kW - 59,8%

Custo de Geração: R\$ 62,44/MWh - Índice da instalação: R\$ 1518,27/kW

Amortização do Investimento a Valores de R\$ 70,00/MWh: 4 anos

5.3.4 - VIABILIDADE ECONÔMICA

O resultado obtido foi muito parecido com o da Usina Esmeril, cuja repotenciação viabiliza-se para preços médios de energia que os agentes de distribuição cobram, negociando sua energia de operação na base.

A viabilidade econômica da repotenciação ocorre no período de quatro anos, com o Índice de Instalação de R\$ 1.518,27/kW, correspondendo à substituição de diversos componentes inclusive da unidade geradora, o que equivale ao tipo pesado de repotenciação.

5.4 - ESTUDO DE CASO 3 – UHE JUPIÁ

A Usina Jupiá, um aproveitamento do tipo fio d'água, foi o primeiro empreendimento hidrelétrico construído no rio Paraná. Próximo à foz do rio Tietê e ao salto Urubupungá, a usina foi erguida na época em que já se previa a construção da UHE Ilha Solteira. O início das obras ocorreu em 1960; a inauguração, em 1969, e a conclusão, em 1974, nos municípios de Castilho (SP) e Três Lagoas (MS). Desde de 1966, Jupiá pertence a Companhia Energética de São Paulo (CESP).

A repotenciação da usina deu-se num momento oportuno, em que se apresentava a necessidade de manutenções mais profundas e freqüentes nos geradores. Ao mesmo tempo, a CESP tinha dificuldades operativas com esta usina, devido à sua vazão máxima equipada de 9.520 m³/s, enquanto a vazão da UHE Ilha Solteira, junto com a UHE Três Irmãos, era de 11.600 m³/s.

Entendendo que a viabilidade de um deles leva a viabilidade de todos, estudou-se o caso da repotenciação de um conjunto turbina – gerador. Primeiramente, a avaliação considerou somente o custo da turbina e, posteriormente, englobou o do gerador. A referência foram os valores estimados em dólares, pela CESP, na época dos estudos.

5.4.1 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DA USINA JUPIÁ

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

Ficha Técnica Original

- Vazão média: 536 m³/s
- Vazão mínima: 460 m³/s
- Queda nominal: 21,3 m

- Nº de Turbinas/Gerador: 14
- Fabric.: Riva/Asgen/Escher-Wyss
- Potência: 100,8 MW
- Eficiência do Conjunto: 86%
- Fator de Capacidade: 80%

5.4.2 - AVALIAÇÃO TÉCNICA DA USINA JUPIÁ

Tendo em vista a execução dos serviços de recondicionamento dos geradores, bem como a necessidade de manutenção de 120 mil horas (20 anos de operação) em diversas unidades da usina, decidiu-se pela repotenciação das turbinas em paralelo àquelas atividades. A decisão possibilitou otimizar os ganhos de energia, no entanto, o estudo contempla oito meses de indisponibilidade por máquina.

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

Avaliação Hidrológica

Vazão Firme: 460 m³/s

Vazão Média: 536 m³/s

Novas Condições do Grupo Turbina Gerador

Potência Nominal: 100,8 MW

Rendimento da turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 88% e 90%

5.4.3 - AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA USINA JUPIÁ (POR UNIDADE)

Repotenciação – somente turbina

Custo da Repotenciação: R\$ 4.458.700,00 (por unidade)

Ganho Energético da Repotenciação: 225.464 MWh (43%)

Ganho Real de Potência Instalada: 33,27MW (18%)

Custo da Energia Gerada: R\$ 19,42/MWh

Índice da Instalação: R\$ 523,85/kW

Amortização do Investimento, vendas no VR: 3 anos

Repotenciação – turbina e gerador

Custo da Repotenciação: R\$ 19.208.700,00 (por unidade)

Ganho Energético da Repotenciação: 275.857 MWh (46%)

Ganho Real de Potência Instalada: 35,0 MW (18,12%)

Custo da Energia Gerada: R\$ 33,33/MWh

Índice da instalação: R\$ 919,64/kW

Amortização do Investimento, vendas no VR 4,5 anos

5.4.4 - VIABILIDADE ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO

Os estudos mostram a atratividade de ambas as repotenciações, ou seja, só turbina ou turbina e gerador. Deve-se observar que o custo da repotenciação do gerador influencia na amortização do investimento. No entanto, atualmente, graças a menor influência do tempo de indisponibi-

lidade de máquina, não se inviabiliza o investimento. O retorno do capital investido será entre dois e quatro anos e meio, dependendo dos negócios de energia que forem realizados.

Identificou-se a atratividade do negócio, devida a um ganho de 22 MW médios, no sistema interligado, e aproximadamente 33 MW médios com a repotenciação, sendo o custo unitário de geração de R\$ 33,33 por megawatt hora. O tipo desta repotenciação pode ser classificado como leve e, apesar do estudo ser completo, obteve ótimo índice de Instalação de R\$ 919,64/kW.

5.5 - ESTUDO DE CASO 4 – UHE JACUÍ

A Usina Hidrelétrica Jacuí está situada no rio Jacuí, no município de Salto do Jacuí, região central do Rio Grande do Sul. Foi construída pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e entrou em operação no terceiro trimestre de 1962, garantindo o suprimento de energia elétrica para cerca de trinta municípios do estado.

Foram instaladas, inicialmente, três unidades geradoras com potência nominal unitária de 25.000 kW, constituídas de turbinas do tipo Francis – fabricação Calzoni, de 34.912 CV, e vazão turbinada unitária de 25 m³/s – acopladas a geradores de fabricação Marelli, de 31.250 kVA, 13.800 volts e velocidade de 300 rpm.

A usina foi ampliada em 1968, quando foram instaladas mais três unidades geradoras com características idênticas às dos grupos existentes, totalizando a potência final de 150.000 kW. Operava originalmente na frequência de 50 Hz e a mudança para 60 Hz proporcionou o aumento da potência efetiva para 180.000 kW.

Atualmente, a UHE Jacuí pertence ainda à Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e encontra-se em operação, integrando o sistema interligado.

5.5.1 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DA USINA JACUÍ

A Usina Jacuí é uma usina do tipo fio d'água e de derivação. A Casa de Força é composta de 6 unidades geradoras e, após uma repotenciação feita em 1997, atingiu a potência instalada de 180 MW.

Ficha Técnica Original

- Empresa: Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)
- Município: Salto do Jacuí (RS)
- Rio: Jacuí
- Região: Sul Latitude: 29º 03' Longitude: 53º 14'
- Potência: 180 MW
- N.º de unidades geradoras: 6
- Início da Operação: 1962
- Situação atual: usina em operação

5.5.2 - AVALIAÇÃO TÉCNICA DA USINA JACUÍ

A Usina Jacuí, após estudo com série hidrológica mais ampla, deve sofrer uma obra de repotenciação, devido à conclusão de que há possibilidade de ganhos de potência, nas unidades geradoras, da ordem de 20%. Serão necessários: a recapacitação da turbina e do gerador – com mudança de classe de isolamento e sistema de ventilação –, troca das excitatrizes, substituição dos reguladores de velocidade e tensão, inclusive a digitalização do sistema de supervisão e controle.

A repotenciação está planejada pela CEEE, mas não tem data para sua efetiva realização, apesar da época propícia. Dessa forma, a usina passaria a ter as seguintes características.

Avaliação Hidrológica:

Vazão Média: 30,0 m³/s

Novo Grupo Turbina Gerador

Potência Instalada: 36,0 MW

Rendimento da turbina: 92%

Rendimento do Gerador: 98%

Fator de Capacidade: 60%

5.5.3 - AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA USINA JACUÍ (POR UNIDADE)

Orçamento da Repotenciação por UG: R\$ 3.200.000,00

Ganho Energético da Repotenciação por UG: 66.039 MWh

Ganho Real de Potência Instalada por UG: 10.1 KW - 44,72%

Custo de Geração: R\$ 20,22/MWh - Índice da instalação: R\$ 478,78/kW

Amortização do Investimento a Valores de R\$ 32,58 /MWh: 3 anos

5.5.4 - VIABILIDADE ECONÔMICA DA USINA JACUÍ

Este estudo foi baseado em dados fornecidos pela revista Brasil Energia, n.º 240, de novembro de 2000, acrescidos da inflação, no período, pela variação da taxa de câmbio do dólar. A repotenciação viabiliza-se para preços de referência da energia cobrados pelos agentes de geração, para operação na base.

A viabilidade econômica da repotenciação ocorre no período de dois anos, em função dos negócios de venda de energia, com o Índice de Instalação de R\$ 478,78/kW – bem abaixo da média –, apesar de ser considerada uma repotenciação do tipo pesada, não havendo substituição de máquinas.

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O momento é propício à repotenciação de usinas hidrelétricas, pois, nas condições atuais do mercado de energia, os custos de indisponibilidade encontram-se em seu patamar mais baixo dos últimos anos. O Valor de Referência a R\$ 32,58 e a sobra de Potência Instalada de 7.500 MW permitem que o custo, tido como determinante na decisão de repotenciar usinas, pese menos no Índice de Mérito, que é o Custo da Energia produzida.

A repotenciação de antigos empreendimentos hidroelétricos tornou-se, agora e mais do nunca, a melhor alternativa de ganho de potência para o Sistema Elétrico Brasileiro. O fato de este procedimento poder ser amortizado em cinco anos, de ser baixo ou nenhum o impacto ambiental da execução, além de se constituir numa obra de curto prazo, justificam tal conclusão. A tabela abaixo faz uma análise comparativa dos índices de mérito atuais das principais fontes de energia de nossa matriz e deixa clara essa viabilidade.

Os Estudos de Casos apresentados são repotenciações de sucesso, que vão proporcionar retorno rápido aos seus empreendedores. Isto não quer dizer que não haja repotenciações que deverão ser amortizadas em 10 anos, sendo também um bom resultado, em virtude da qualidade dos serviços e da durabilidade.

TABELA 6 – RESUMO DOS ESTUDOS DE CASOS

		Esmeril	Dourados	Jupia	Jacui
Orçamento [1000 x R\$]		3.234,00	8.086,00	14x16.290,00	6x3.350,00
Indisponibilidade [1000 x R\$]		277,00	1.097,00	14x12.962,00	6x1.445,00
Ganho de Potência	[MW]	3,3	6,4	14x35	6x10,1
	[%]	129%	59,8%	18%	45%
Ganho de Energia	[MWh]	17423	43.351	14x285.857	6x66.039
	[%]	205%	171%	46%	74%
Custo da Energia (AM 5 anos) [R\$ / MWh]		60,63	62,44	30,31	20,22
Custo da Instalação [R\$ / kW]		1.148,78	1.518,27	836,23	478,95

FONTES: CPFL, CESP, CEEE (BRASIL ENERGIA Nº 240).

A estes resultados, deve-se acrescentar a avaliação dos custos das diversas fontes de energia, onde são ressaltadas a alternativa hidrelétrica e, particularmente, a repotenciação:

TABELA 7: CUSTO DAS FONTES DE ENERGIA

Fonte Geradora	US\$ / MWh	US\$ / kW	Combustível [US\$]	Amortização [anos]
Hidráulica – nova	20	2000	ANEEL – ANA*	30
Gás	56	1000	2,7	20
Eólica	61	1200	Zero	20
Fotovoltaica	600	4000	Zero	20
Repotenciação	20	700	ANEEL – ANA*	5

FORNE: COLETÂNEA DE DADOS.

Observações:

1. O custo do combustível já está inserido no custo da energia da UTE a gás
 2. Os valores da tabela são valores médios de referência
- * Considera-se a cobrança pelo uso da água/royalties

A economia de escala está presente nas repotenciações, pois, nas grandes centrais, obtêm-se melhores resultados. No entanto, elas estão hoje negociando energia a preços menores, considerando-se os valores dos agentes de geração, enquanto as repotenciações mais caras viabilizam-se a preços dos agentes de distribuição.

O Novo Modelo Institucional, do atual Ministério de Minas e Energia, indica as medidas de incentivo à eficiência da produção de energia elétrica que devem ser concretizadas em políticas públicas requeridas para a viabilidade das obras de repotenciação. Esse é o caminho para o resultado esperado pela sociedade: o respeito aos recursos naturais disponíveis.

Fazendo referência às medidas sugeridas no item 5 deste estudo, o WWF-Brasil considera fundamental destacar as seguintes providências:

- Monitoração da eficiência da produção de energia e da manutenção das instalações;
- Fiscalização do cumprimento das medidas de mitigação de impactos ambientais;
- Incentivo à prática da efficientização com a remuneração adequada da energia assegurada, energia de ponta e reserva de energia;
- Fiscalização e monitoramento dos projetos de repotenciação e modernização, através de um planejamento anual das obras;
- Avaliação ambiental simplificada dos empreendimentos anteriores às leis de licenciamento e de proteção ambiental, CONAMA – 1986.

No processo de aproveitamento racional dos recursos hídricos, o WWF-Brasil coloca-se como formulador de políticas. Disposto a colaborar com as autoridades do setor, manterá a tradicional postura fiscalizadora frente aos problemas ambientais, que poderão ser evitados com ações adequadas e que conduzam ao aumento da oferta energética de forma sustentável e socialmente justa.

7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Boletim Informativo de Geração, setembro/2003.

ANEEL – Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - Relatórios de Fiscalização, 2000.

AMARAL, C.A. – “ANEEL Fiscaliza PCH’s” – CERPCH Notícias, nº 3, ano 1. Itajubá, EFEI, jun/jul/ago de 1999.

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

BERMANN, C. – Energia no Brasil: Para quê? Para quem? – Crise e alternativas para um país sustentável. São Paulo, Ed. Livraria da Física/FASE, 2002.

CASELATO, D. – Repotenciação de Usinas Hidrelétricas em Ambiente de Restrição Financeira (Tese de Doutorado). Escola Politécnica - USP. São Paulo, 1998.

ISHIDA, S. – Inserção da PCH no Mercado Atacadista de Energia (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia - USP. São Paulo, 2000.

MME – Ministério de Minas e Energia – Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, Julho/2003.

MOORE, T. – “Repowering as a Competitive Strategy” - EPRI Journal, Setembro/1995.

RAMOS, D.S.; MAZZON, J.G.; CHAVES, J.R.A. – “Repotenciação de Usinas: Nova Opção para Expansão da Oferta a Custo Reduzido”. Revista Eletricidade Moderna, Setembro/1995.

Revista Brasil Energia nº 240 - vários artigos, Novembro/2000.

Revista Electrical World – “The Growing Role of Reliability”, Outubro/1981.

Revista Electrical World – “Competition Experiment Continues in SouthWest”, Fevereiro/1985.

Revista Electrical World – “How Old are US Utility Power Plants?”, Junho/1985.

VEIGA, J.R.C. – Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos técnicos, econômicos e ambientais (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia - USP. São Paulo, 2001.