

DINARA FERNANDES SILVA GYORI

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DE REPOTENCIAÇÃO
DE PCHS COM INSERÇÃO DE BENEFÍCIOS AMBIENTAIS: ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada à
Faculdade de Engenharia do
Campus de Guaratinguetá,
Universidade Estadual Paulista,
para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Mecânica
na área de Transmissão e
Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Oscar Armando Maldonado Astorga

Co-Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá
2007

de modo especial, ao meu marido e à minha família, que nos momentos mais difíceis estiveram ao meu lado, me apoiando e me incentivando nesta importante etapa de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, como não poderia deixar de ser, agradeço à Deus por ter guiado meus passos, me fortalecendo a cada momento para que fosse possível superar as dificuldades,

ao meu orientador, Prof. Dr. Oscar A. Maldonado e ao meu co-orientador, Prof. Dr. José Luz Silveira, pelas muito bem direcionadas orientações e pela confiança em mim depositada,

aos meus pais e à minha irmã, pelo apoio e carinho constante e incondicional,

ao Colégio Técnico, à Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, aos meus colegas de trabalho e aos meus alunos, pela importante colaboração durante o período de realização deste trabalho,

em especial, ao meu marido Carlos Gyori, pela compreensão, companheirismo e amor a mim demonstrados, que foram essenciais para que o desânimo, em momento algum, se tornasse maior do que a minha vontade de vencer os obstáculos e alcançar esta conquista.

“A mente que se abre a uma nova idéia
jamais voltará ao seu tamanho original”.

Albert Einstein

GYORI, D. F. S. Análise de Viabilidade Técnica-Econômica de Repotenciação de PCHs com Inserção de Benefícios Ambientais: Estudo de Caso. 2007. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

RESUMO

O crescente aumento da demanda de energia elétrica, aliada ao aumento dos custos de produção de energia e à preocupação com questões ambientais e sociais, conduz o planejamento do setor energético mundial para uma estratégia de utilização mais eficiente das fontes de produção já existentes.

Neste trabalho é apresentado um estudo de caso de repotenciação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com o objetivo de demonstrar que este tipo de empreendimento é viável para aumentar a oferta de energia elétrica do sistema, necessária para suprir a demanda futura. Do levantamento do potencial hidráulico do rio que alimenta a usina, verifica-se a possibilidade de elevar a capacidade de geração a fio d'água em aproximadamente 75%.

A análise de viabilidade técnica-econômica apresentada não considera somente os custos de equipamentos e preços de mercado da energia elétrica, mas incorpora o benefício ambiental referente à comercialização dos créditos de carbono que podem ser obtidos com a repotenciação da PCH e que promovem a redução do tempo de amortização do investimento.

Citam-se ainda diversas contribuições sociais que podem resultar de um projeto de repotenciação, principalmente no caso de usinas desativadas, tornando este tipo de empreendimento mais atrativo, tanto do ponto de vista técnico-econômico quanto sócio-ambiental.

PALAVRAS-CHAVE: Repotenciação, Pequenas Centrais Hidrelétricas, capacidade de geração de energia, viabilidade econômica, crédito de carbono, desenvolvimento sustentável.

GYORI, D. F. S. Technical-economical Viability Analysis of SHPPs's Repowering including Environmental Benefits: Case Study. 2007. 126 f. Dissertation (Master's degree in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

ABSTRACT

The increase of the electrical energy demand associated with the high cost of the energy production and some concerns regarding social and environmental issues led the energy sector to develop new efficient ways of energy production.

This work has analyzed the repowering of a Small Hydroelectric Power Plant (SHPP) of the “run-off river” type, aiming to demonstrate that such activity is feasible and able to increase the energy supply to handle future demands. It was verified, after an analysis of a river hydraulic potential, the possibility of a 75% increase of its own capacity to generate energy.

The presented analysis of the technical-economical viability doesn't only consider the value of the equipments and the current costs of the electrical energy, but it incorporates the environmental benefit regarding the commercialization of the carbon credits which can be obtained by the repowering of a SHPP and that it promote the reduction of the investment paying-off time.

Several social contributions that can be resulted of a repowering project are mentioned, mainly in the disabled plants case, making this enterprise more attractive, so much of the standpoint technician-economical as socio-environmental.

KEYWORDS: Repowering, Small Hydroelectric Power Plant, economical viability, electrical generation capacity, carbon credit, sustainable development.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Participação da Capacidade Instalada Hidrelétrica por	
Subsistema	39
FIGURA 2: Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por	
Subsistema	41
FIGURA 3: Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte	
(% de Capacidade Instalada)	42
FIGURA 4: Ganhos de Potência em Função do Tipo de	
Repotenciação	70
FIGURA 5: Perfil Longitudinal da PCH Sodré	95
FIGURA 6: Efeitos do Golpe de Aríete no Conduto Forçado – PCH	
Sodré	96
FIGURA 7: Grupo Turbina Gerador – PCH Sodré	97
FIGURA 8: Vazões Médias Mensais no ano de 1998	101

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: Matriz de Geração de Energia Elétrica no Brasil	23
TABELA 2: Empreendimentos em construção no Brasil	24
TABELA 3: Empreendimentos Outorgados no Brasil	25
TABELA 4: Evolução da Potência Instalada de PCHs – 1920 – 1930	26
TABELA 5: Dados das PCHs do PROINFA	29
TABELA 6: Economia e Mercado de Energia Elétrica no Brasil (1980-2015)	32
TABELA 7: Consumo de Energia Elétrica por Subsistema	33
TABELA 8: Sistema Interligado Nacional e Subsistemas – Carga de Energia	34
TABELA 9: Subsistemas Interligados - Fator de Carga	34
TABELA 10: Sistema Interligado Nacional e Subsistemas – Carga de Demanda	35
TABELA 11: Programa de Obras de Geração Hidrelétrica	37
TABELA 12: Programa de Obras de Geração Termelétrica	40
TABELA 13: Riscos de Déficit	43
TABELA 14: Custos Marginais de Operação Médios Anuais	44
TABELA 15: Ganhos da Repotenciação	48
TABELA 16: Alternativas de Repotenciação das Unidades Geradoras	51
TABELA 17: Custos de Repotenciação	55
TABELA 18: Usinas Hidrelétricas com mais de 20 Anos e Capacidade Instalada Acima de 30MW	68
TABELA 19: Emissões Atmosféricas: Central Termelétrica 1.000MW	81
TABELA 20: Vazões Médias Mensais do Rio Piagüi (1971-2002)	98
TABELA 21: Resultados da Somatória (Q _{mi} -Q _{med}) ²	100
TABELA 22: Custos dos Equipamentos Eletromecânicos	104
TABELA 23: Repotenciação da PCH Sodré: Resultados da Análise Econômica	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	- ao ano
ACP	- Ação Civil Pública
AIA	- Avaliação de Impacto Ambiental
AND	- Autoridade Nacional Designada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	- Ação Popular
BM	- subsistema Belo Monte
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFURH	- Contribuição Financeira para o Uso dos Recursos Hídricos
CGEE	- Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CIMGC	- Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
CNUMC	- Comissão das Nações Unidas para a Mudança do Clima
CO	- Centro Oeste
COMASE	- Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor
CONAMA	- Conselho Nacional do Meio Ambiente
CONFINS	- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Constr.	- Construção
CPMF	- Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CSLL	- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DAEE	- Departamento de Águas e Energia Elétrica
DCP	- Documento de Concepção de Projeto
EIA	- Estudo de Impacto Ambiental
EMAE	- Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.
EOD	- Entidade Operacional Designada
EOL	- Central Geradora Eolielétrica
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FBOMS	- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
FINEL	- Fundo de Financiamento da Eletrobrás
FNDCT	- Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
GEE	- gas de efeito estufa

hab	- habitante
IBAMA	- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEE-USP	- Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo
INESC	- Instituto de Estudos Socioeconômicos
IPCC	- Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IR	- Imposto de Renda
kW	- quilowatt
LAIR	- lucro antes do imposto de renda
LI	- Licença de Instalação
LO	- Licença de Operação
LP	- Licença Prévia
Man	- Manaus
MCH	- Mini Central Hidrelétrica (< 1.000 kW)
MCT	- Ministério da Ciência e Tecnologia
MD	- subsistema Madeira
MDL	- mecanismo de desenvolvimento limpo
MME	- Ministério das Minas e Energia
Motoriz.	- Motorização
MP	- Material Particulado
MPF	- Ministério Público Federal
MW	- megawatt
N	- Norte
NE	- Nordeste
O&M	- Operação e Manutenção
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	- Organização das Nações Unidas
P&D	- Projeto e Desenvolvimento
PACDEE	- Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica
PBA	- Programa Básico Ambiental
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica (1.000 kW - 30.000 kW)
PDEEE	- Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PDMA	- Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico
PIB	- Produto Interno Bruto
PIS	- Programa de Integração Social

PNCE	- Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas
PNMA	- Política Nacional do Meio Ambiente
PNRH	- Política Nacional de Recursos Hídricos
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Qtde	- Quantidade
RAS	- Relatório Ambiental Simplificado
RCE	- Redução Certificada de Emissão
RGR	- Reserva Global de Reversão
RIMA	- Relatório de Impacto no Meio Ambiente
RIRP	- Rentabilidade Inicial de Redução de Perdas
S	- Sul
SE	- Sudeste
SEP	- Sistema Elétrico de Potência
SIN	- Sistema Interligado Nacional
SOL	- Central Geradora Solar Fotovoltaica
TEAM	- esforços térmicos, elétricos, ambientais e mecânicos
TFSEE	- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TJLP	- Taxa de Juros a Longo Prazo
TUSD	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	- Uso de Bem Público
UE	- União Européia
UF	- Unidade da Federação
UHE	- Usina Hidrelétrica de Energia (>30.000 kW)
UTE	- Usina Termoelétrica de Energia (Óleo Combustível, Óleo Diesel, Gás Natural)
UTN	- Usina Termonuclear
ZTA	- Zona Termicamente Afetada

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Custo anual equivalente do projeto de repotenciação	R\$
C_A	Custo com impactos ambientais (Reconstrução)	R\$
C_C	Custo com obras civis (Reconstrução)	R\$
C_E	Custo de repotenciação dos equipamentos eletromecânicos	R\$
CEP	Custo da Energia Produzida	R\$
C_I	Custo de indisponibilidade (Usinas em Operação)	R\$
C_{LT}	Custo das perdas em Linhas de Transmissão	R\$
$C_{O\&M}$	Custo operacional e manutenção (Usinas Desativadas)	R\$
CO_2	Dióxido de Carbono	-
C_P	Custo de projeto	R\$
C_T	Custo Total da Obra de Repotenciação	R\$
C_{TE}	Custo dos tributos e encargos (Usinas Desativadas)	R\$
EP	Energia Produzida	MWh
FC	Fator de Capacidade	-
FE	Fator de emissão de CO_2e	t CO_2e /MWh
FE_{MC}	Fator de emissão de CO_2e na margem construtiva	t CO_2e /MWh
FE_{MO}	Fator de emissão de CO_2e na margem operacional	t CO_2e /MWh
h	Altura da queda d'água	m
HC	Hidrocarbonetos	-
i	Taxa de juros ao ano sobre o investimento	%
k	Índice de perdas nas Linhas de Transmissão	%
η	Rendimento	-
n	Tempo de retorno do investimento	ano
NO_X	Óxido de Nitrogênio	-
O_3	Ozônio	-
P	Potência Instalada	kW
Q_{med}	Média aritmética das vazões mensais	m ³ /s
Q_{mi}	Vazão mensal	m ³ /s
Q_{Min}	Vazão mínima	m ³ /s
$\bar{Q}$	Vazão regularizada	m ³ /s
R_{CC}	Receita Anual da Comercialização de Créditos de Carbono	R\$
R_{EE}	Receita Anual da Comercialização de Energia Elétrica	R\$

REP	Receita por Energia Produzida	R\$/MWh
R_T	Receita Total	R\$
S	Enxofre	-
SO_2	Dióxido de Enxofre	-
t	Número de horas por ano	h
T_C	Tarifa de venda de créditos de carbono	R\$/tCO ₂ e
tCO ₂ e	tonelada de CO ₂ equivalente	-
T_D	Tarifa de demanda de energia elétrica	R\$/kW
T_E	Tarifa de venda de energia elétrica	R\$/MWh
Vol	Volume do reservatório	m ³
X	Índice de Viabilidade Econômica	R\$

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: PERSPECTIVAS FUTURAS	23
2.1 A MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA	23
2.2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHS)	26
2.3 PERSPECTIVAS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	31
2.3.1 Consumo, Carga de Energia e Demanda Prevista até 2015	32
2.3.2 Planejamento para a Expansão do Parque Gerador Brasileiro	35
3 REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS	45
3.1 DEFINIÇÃO	45
3.2 AVALIAÇÃO TÉCNICA DA REPOTENCIAÇÃO	47
3.2.1 Repotenciação do Grupo Turbina-Gerador	51
3.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO	55
3.4 A REPOTENCIAÇÃO NO CENÁRIO ENERGÉTICO ATUAL	64
4 ASPECTOS AMBIENTAIS DA REPOTENCIAÇÃO	75
4.1 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E O MEIO AMBIENTE	75
4.1.1 Crescimento Econômico e Desenvolvimento Sustentável	75
4.1.2 Impactos Ambientais de Usinas Hidrelétricas	77
4.1.3 Impactos Ambientais de Usinas Termelétricas	79
4.1.4 Impactos Ambientais da Repotenciação de Usinas Hidrelétricas	82
4.1.5 Legislação e Licenciamento Ambiental	84
4.2 A ENERGIA ELÉTRICA E O MERCADO DE CARBONO	87
4.2.1 Tratado de Quioto e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	88
4.2.2 A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas e o Mercado de Carbono	92
5 ESTUDO DE CASO – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA	
SODRÉ	95
5.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA PCH SODRÉ	95
5.2 AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO DA PCH SODRÉ	98
5.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DA PCH SODRÉ	103

5.3.1 Análise de Viabilidade Econômica – Cenário de Referência	103
5.3.2 Análise de Viabilidade Econômica – Cenário Baixo	108
5.3.3 Análise de Viabilidade Econômica – Cenário Alto	111
5.3.4 Análise dos Resultados do Estudo de Caso de Repotenciação: PCH	
Sodré	113
6 CONCLUSÃO	116
REFERÊNCIAS	119

1 INTRODUÇÃO

As usinas hidrelétricas constituem a base do sistema de geração de energia elétrica no Brasil, respondendo por 77% da oferta de eletricidade (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007). Essa elevada participação foi alcançada no século XX através da construção de usinas de grande porte, a qual pode causar impactos sociais e ambientais que, com o passar do tempo, vêm sendo tratados com importância cada vez maior. No presente, a reordenação da matriz energética nacional é orientada pela falta de recursos públicos para investimentos em grandes empreendimentos, esgotamento dos recursos hídricos em locais próximos aos centros de consumo e legislação rigorosa referente aos impactos sócio-ambientais negativos que os projetos podem causar. O desenvolvimento econômico tem proporcionado o crescimento acelerado do consumo de energia no país e, conseqüentemente, os riscos de uma crise no setor energético não podem ser descartados.

Para que o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) seja capaz de suprir a demanda futura de forma confiável, é preciso buscar alternativas eficientes para se obter o incremento da capacidade de geração de energia elétrica no país. A estratégia a ser adotada para a busca e implementação destas alternativas deve levar em consideração a viabilidade técnica-econômica associada, principalmente, aos impactos sócio-ambientais que tais empreendimentos possam vir a provocar (MALDONADO et al., 2005).

Nesse contexto, a repotenciação de usinas hidrelétricas surge como uma importante alternativa para se obter ganho de potência para o Sistema Elétrico Brasileiro, tendo em vista a predominância da hidroeletricidade na matriz energética nacional. Mesmo com bons programas de manutenção, o natural envelhecimento e desgaste dos equipamentos, e a obsolescência dos sistemas de controle comprometem a qualidade do atendimento à demanda, aumentando a frequência de paradas forçadas e a indisponibilidade da usina no fornecimento de energia elétrica.

Um recente estudo elaborado pelo Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE-USP) em parceria com a WWF-BRASIL (BERMANN et al., 2004), aponta que 67 usinas hidrelétricas com potência instalada

acima de 30 megawatt (MW) atualmente em operação, são passíveis de repotenciação. Estas usinas podem aumentar sua capacidade de produzir energia elétrica através de investimentos na troca de equipamentos e na modernização de seus componentes e sistemas. Estima-se que o Sistema Elétrico Brasileiro pode alcançar um acréscimo de potência da ordem de 8.600 MW, resultante da reabilitação, reconstrução ou reparos nas usinas hidrelétricas que operam há mais de vinte anos. Este ganho de potência pode ser obtido com custos que variam entre US\$¹ 200 e US\$ 1.500 por quilowatt (kW), representando um terço do custo referente à construção de uma nova usina (VEIGA, 2001). Se a repotenciação não interferir no nível do reservatório, não aumentando a cota de operação, tem-se um aumento na capacidade de geração sem provocar os impactos sociais e ambientais que ocorrem na construção de uma nova hidrelétrica.

Atualmente, o licenciamento ambiental tem sido a principal obstáculo para a construção de novos empreendimentos energéticos, devido à rigurosidade das exigências e burocracia envolvidas. O governo brasileiro está concentrando a expansão da geração na construção das grandes usinas hidrelétricas no rio Madeira: Jirau e Santo Antônio (RO) e da hidrelétrica Belo Monte (PA), localizada no rio Xingú. A primeira fase de Belo Monte (5.500 MW), prevista para 2013; mais as usinas de Santo Antonio (3.150 MW) e de Jirau (3.300 MW), previstas para até 2012, representam 30% do total proposto pelo governo a ser expandido até 2015 (PDEEE, 2006). O custo do kW instalado das usinas do rio Madeira será algo em torno de R\$ 4.000, segundo artigo publicado no site da Agência Canal Energia, no dia 11 maio 2007 (CANAZIO, 2007). Entretanto, essas grandes hidrelétricas, importantes para garantir o abastecimento do país a partir de 2012, encontraram diversas barreiras na legislação ambiental.

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) publicou um parecer técnico apontando elevado grau de incerteza sobre os impactos da construção das usinas do rio Madeira, principalmente porque o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) apresentado, subdimensionava as áreas impactadas pela obra. Enquanto o EIA não fosse reelaborado, as usinas Jirau e Santo Antônio não receberiam a Licença Prévia (LP) (CANAZIO, 2007).

¹ Atualmente, US\$ 1.00 equivale a R\$ 2.00.

Porém, em 9 jul. 2007 o IBAMA concedeu a licença prévia para as usinas do Rio Madeira, com 33 condicionantes a serem cumpridas. Este tipo de atraso não programado da expansão do parque gerador nacional eleva os riscos de uma crise energética nos próximos anos. Diante deste cenário energético em que o Brasil encontra-se inserido atualmente, se propõe que a repotenciação de usinas hidrelétricas com mais de vinte anos pode vir a contribuir, em curto prazo, para a diminuição desses riscos, elevando a oferta de energia elétrica no país.

Dentro da concepção de repotenciação, uma atenção especial deve ser dada às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), pois podem agregar potência ao parque gerador a custos econômicos favoráveis e com diversos impactos sócio-ambientais positivos. No Brasil, um grande número de PCHs encontram-se desativadas ou operando abaixo da sua capacidade de geração.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Banco de Informações de Geração, 2007), atualmente existem 281 PCHs em operação no país, agregando 1.667 MW ao Sistema Elétrico e que representa 1,70% do total da capacidade instalada no país. No Brasil, ainda não foi feito um inventário aprofundado sobre a situação atual de todas as Pequenas Centrais Hidrelétricas existentes. Estima-se que 600 PCHs encontram-se desativadas, com as instalações em condições de serem repotenciadas, com baixo custo de implantação e redução significativa dos impactos sócio-ambientais que são causados pelos grandes empreendimentos (TIAGO et al., 2006). Comparado ao número de PCHs em operação atualmente, as centrais desativadas representam um importante potencial a ser explorado. Segundo Bianchi e Souza (2001), com a repotenciação de 90 PCHs do Estado de São Paulo é possível inserir mais 117 MW no Sistema Elétrico, que representaria um ganho de 34% na geração de energia elétrica proveniente dessas usinas atualmente no estado, sendo que 12,6% referem-se à repotenciação de centrais que se encontram desativadas. De acordo com o estudo realizado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos - CGEE (Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia, 2003), é possível adicionar 680 MW de capacidade ao parque gerador nacional apenas com a repotenciação e reativação das PCHs antigas existentes no Brasil.

O mercado nacional possui fabricantes que podem fornecer quase a totalidade dos equipamentos para PCHs. As instalações menores que 5 MW, em geral, têm sido atendidas por inúmeras pequenas empresas totalmente nacionais. Vale destacar que o Brasil possui profissionais competentes, que vêm atuando no desenvolvimento e implementação de projetos de PCHs. Para atender a esse mercado, várias tecnologias têm sido produzidas no país com fabricantes nacionais e estrangeiros, embora muitas vezes a partir de projetos desenvolvidos no exterior (WWF-BRASIL, 2006).

Desse modo, no desafio de atender ao crescimento da demanda em contraposição à crescente exaustão dos recursos instalados, a repotenciação de empreendimentos hidrelétricos que existem há mais de vinte anos torna-se importante para suplementar a oferta de energia ao Sistema Elétrico Brasileiro, principalmente quando, a partir de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passará a penalizar os geradores que não disponham de capacidades de geração, em MW, suficientes para atender aos requisitos de potência estabelecidos nos contratos de venda de energia negociados a partir dos leilões de 2004 (PDEEE, 2006).

Atualmente, a atenção mundial tem se voltado para as questões ambientais que ameaçam o futuro do planeta. A busca pelo desenvolvimento econômico “a qualquer preço” tem sido responsável pelo caos ambiental que a cada dia, e com uma velocidade incrível, deixa de ser uma previsão e passa a se tornar uma realidade. Inserida neste cenário, a preocupação quanto ao futuro da oferta de energia ganhou posição de destaque nas discussões políticas em todo o mundo. Não existirá uma segurança energética real, caso não exista um meio ambiente estável e seguro, principalmente quando considerado os agressivos impactos causados pelas mudanças climáticas.

No estudo realizado pela WWF-Brasil (Agenda elétrica sustentável 2020: estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo, 2006) são apresentados dois cenários para o setor elétrico brasileiro até 2020: um cenário Tendencial e outro, Sustentável. O cenário Tendencial requer 204.000 MW de capacidade instalada (ou um crescimento anual em torno de 5%, de 2004 até 2020), enquanto o cenário Elétrico Sustentável requer uma capacidade total de 126.000 MW (um crescimento de 2% ao ano, no mesmo período). Isto significa que se o cenário

Elétrico Sustentável for aplicado no Brasil com as medidas de eficiência energética, em 2020 haverá redução da demanda esperada de energia elétrica em até 38%. Em termos práticos, essa energia corresponde à geração evitada de sessenta usinas nucleares de Angra III, 14 hidrelétricas de Belo Monte ou seis hidrelétricas de Itaipu. A participação de fontes fósseis para a geração de eletricidade que, em 2004 representava 19% da capacidade instalada do país, no cenário Tendencial atinge 24% da capacidade em 2020. Entretanto, o cenário Elétrico Sustentável propõe sua redução para 14% do total da capacidade instalada projetada e, em contrapartida, as fontes alternativas (eólica, solar, biomassa e PCH) como sendo responsáveis por 20% da geração total de eletricidade no país para o mesmo período.

No leilão de energia, ocorrido em dezembro de 2005, 70% da energia disponível foram vendidos para termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Desta forma, o Brasil compromete a imagem “limpa” de sua matriz energética, podendo colocar-se na contramão de acordos e esforços globais, tais como o Tratado de Quioto. Neste contexto, a repotenciação de usinas hidrelétricas surge como um empreendimento que contribui para o desenvolvimento sustentável, pois coloca energia limpa e renovável no sistema elétrico nacional. Isso pode ocasionar o atraso do acionamento ou mesmo a desativação de usinas termelétricas abastecidas com combustível fóssil, evitando-se a emissão de gases de efeito estufa (GEEs) gerados pela queima desse combustível. Sendo assim, projetos de repotenciação podem gerar créditos de carbono que, se incorporados na análise de viabilidade econômica, proporcionam a redução do tempo de amortização do capital investido no empreendimento (MALDONADO et al., 2006).

Este trabalho, diante das considerações anteriores, tem como objetivo demonstrar como a repotenciação de usinas hidrelétricas, particularmente de PCHs, pode ser uma alternativa viável para elevar a capacidade de energia elétrica do parque gerador nacional, tanto no ponto de vista técnico-econômico quanto sócio-ambiental. Através do estudo de caso de repotenciação de uma PCH, que atualmente encontra-se desativada, é apresentado como o benefício ambiental referente à comercialização de créditos de carbono adquiridos em função da substituição de energia térmica por energia hidrelétrica no sistema de potência, podem ser incorporados à análise econômica do projeto. Demonstra-se, desta forma, que o tempo de amortização do

capital a ser investido é reduzido pela inserção dos créditos de carbono no estudo de viabilidade, tornando a repotenciação de PCHs uma oportunidade de negócio bastante atrativa, principalmente quando considerada a importante contribuição deste empreendimento ao desenvolvimento sustentável.

A organização deste trabalho tem o propósito de apresentar todo o universo que envolve a repotenciação de usinas hidrelétricas, especialmente as PCHs, de forma objetiva e atual, alicerçada em uma intensa e confiável pesquisa bibliográfica.

O Capítulo 2 apresenta um estudo da matriz energética nacional atual e quais as perspectivas futuras para o Setor Elétrico Brasileiro, com destaque especial para as Pequenas Centrais Hidrelétricas.

O Capítulo 3 tem por objetivo apresentar uma análise detalhada dos aspectos técnicos e econômicos referentes à repotenciação de usinas hidrelétricas e quais são as perspectivas para este tipo de empreendimento no cenário energético atual.

Como as preocupações com meio ambiente vêm sendo prioridade na análise de projetos energéticos, o Capítulo 4 é dedicado a fazer um estudo dos aspectos ambientais que envolvem a repotenciação, principalmente quando comparado à construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas. Neste contexto, destaca-se a repotenciação de grandes e pequenas centrais hidrelétricas como mecanismo para obtenção de créditos de carbono, que podem ser inseridos na análise de viabilidade econômica do empreendimento, tornando o investimento mais atrativo.

Com o propósito de demonstrar como um projeto de repotenciação pode ser uma alternativa viável para se obter ganhos de energia para o Sistema Elétrico, o Capítulo 5 apresenta o estudo de caso de uma PCH que, conforme já mencionado, na análise econômica são inseridos os benefícios referentes à comercialização dos créditos de carbono que o empreendimento pode gerar. São apresentados três cenários de análise, variando-se o fator de capacidade em cada caso, pelo fato de se tratar de uma usina desativada e, sendo assim, este dado representa uma variável desconhecida no estudo.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta uma análise das principais conclusões do trabalho proposto, destacando que a preocupação com as questões ambientais que envolvem um empreendimento pode resultar em benefícios tanto para os investidores, quanto para a sociedade.

2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: PERSPECTIVAS FUTURAS

Este capítulo tem como objetivo apresentar o cenário atual e as previsões para o Sistema Elétrico Brasileiro quanto ao crescimento do consumo de energia elétrica e ao planejamento proposto pelos órgãos competentes para atender a demanda futura, sendo a meta principal prover o suprimento de energia de forma econômica e confiável.

2.1 A MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

O setor elétrico brasileiro sempre baseou o seu modelo de geração nos abundantes recursos hídricos do país. Entretanto, essa elevada participação alcançada nos últimos trinta anos, desencadeou uma série de impactos ambientais e sociais (BERMANN et al., 2004).

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

Tabela 1: Matriz de Geração de Energia Elétrica no Brasil (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007).

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	%
Hidráulica	643	75.581.831	76,94
UHE	158	73.807.077	75,13
PCH	281	1.666.872	1,70
CGH	204	107.882	0,11
Térmica	951	22.414.259	22,81
UTE	949	20.407.259	20,77
UTN	2	2.007.000	2,04
Outras Renováveis	16	236.870	0,24
EOL	15	236.850	0,24
SOL	1	20	0,00
TOTAL	1.610	98.232.960	100,00

LEGENDA	
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia (>30.000 kW)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica (1.000 kW - 30.000 kW)
CGH	Central Geradora Hidrelétrica (< 1.000 kW)
UTE	Usina Termoelétrica 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 hidroeletricidade para a geração de energia elétrica no Brasil, respondendo por 77% da oferta de eletricidade. Considerando que as fontes eólicas e fotovoltaicas têm uma contribuição muito pequena no parque gerador, praticamente os outros 23% são provenientes de usinas térmicas. Se for computada na matriz elétrica nacional a energia referente às interligações internacionais em operação, está sendo importado para o Brasil 5.650 MW do Paraguai, 2.250 MW da Argentina, 200 MW da Venezuela e 70 MW do Uruguai, totalizando 8.170 MW, que representam 7,68% do total de eletricidade disponibilizada, atualmente, pelo Sistema Elétrico de Potência (SEP) (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007).

De acordo com dados obtidos através do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em abril de 2007, a geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) era de 50.101,74 MW², representando 51% da oferta total de eletricidade no Brasil. As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de 47.832,57 MW, significando 95,5% do total gerado no país. Com relação ao total da capacidade instalada referente às usinas hidrelétricas, 63,3% está sendo consumido.

Na tentativa de diminuir o risco de uma possível crise energética no país, novos empreendimentos de geração de energia elétrica estão previstos para os próximos anos. Os empreendimentos que encontram-se em construção estão apresentados na Tabela 2:

Tabela 2: Empreendimentos em Construção no Brasil (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007).

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)	%
Hidráulica	62	2.933.318	78,87
UHE	9	1.984.100	53,35
PCH	52	948.370	25,50
CGH	1	848	0,02
Térmica	17	785.818	21,13
UTE	17	785.818	21,13
UTN	0	0	0,00
Outras Renováveis	0	0	0,00
EOL	0	0	0,00
SOL	0	0	0,00
TOTAL	79	3.719.136	100,00

² MW^{médio} é uma medida criada pelo setor elétrico para referenciar o consumo médio em determinado período (dias, meses ou anos). Nada mais é do que a energia consumida ou produzida num período dividida pelas horas desse período. Disponível em: http://www.itaipu.gov.br/pdf/beaba_21_40.pdf.

Atualmente em construção tem-se 62 usinas hidrelétricas (UHE, PCH e MCH) totalizando 2.933,32 MW e 17 usinas termelétricas (UTE) resultando em mais 785,82 MW que serão acrescentados ao Sistema Elétrico de Potência.

Os empreendimentos outorgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) entre 1998 e 2005, mas que ainda não iniciaram sua construção estão relacionados na Tabela 3:

Tabela 3: Empreendimentos Outorgados no Brasil (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007).

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)	%
Hidráulica	288	7.830.786	34,30
UHE	26	4.877.300	21,36
PCH	195	2.907.991	12,74
CGH	67	45.495	0,20
Térmica	127	10.306.689	45,15
UTE	127	10.306.689	45,15
UTN	0	0	0,00
Outras Renováveis	109	4.691.943	20,55
EOL	109	4.691.943	20,55
SOL	0	0	0,00
TOTAL	524	22.829.418	100,00

Está autorizada pela ANEEL a construção de 524 empreendimentos que adicionarão mais 22.829,42 MW ao parque gerador. Observa-se que as usinas termelétricas serão responsáveis por 45,15% da energia elétrica outorgada, superando a potência outorgada para usinas hidrelétricas, que correspondem a 34,3%. Isto representa um índice negativo referente à expansão do setor elétrico brasileiro, já que usinas à base de combustíveis fósseis em operação agredem significativamente mais o meio ambiente do que as usinas hidrelétricas. Apesar do número de usinas termelétricas outorgadas ser menor do que o número de hidrelétricas, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) é proporcional à potência gerada por essas térmicas.

Atualmente, o Brasil é um país que possui uma das matrizes de energia elétrica mais limpas do mundo, com a participação de 77,2% das energias renováveis no total da potência instalada de acordo com os dados referentes à abril de 2007 (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007). Se comparado com a média

mundial, de 18% de participação das energias renováveis, verifica-se que o país assume uma posição de destaque no setor elétrico mundial com relação à utilização sustentável dos seus recursos naturais (TIAGO et al., 2006).

2.2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHS)

No Brasil, as PCHs representam um enorme potencial a ser explorado e deve ser dada uma atenção especial a este tipo de aproveitamento no planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro. As PCHs são usinas com potência instalada desde 1 MW até 30 MW, conforme a Resolução da ANEEL nº. 652, de 09 dez. 2003.

O primeiro aproveitamento hidrelétrico do Brasil ocorreu na mineração Santa Maria, em Diamantina (MG), em 1883. As PCHs, instaladas principalmente na primeira metade do século passado, 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 a maioria operando pequenos aproveitamentos hidrelétricos, como mostrado na Tabela 4:

Tabela 4: Evolução da Potência Instalada de PCHs – 1920 – 1930 (BERMANN et al., 2004).

Unidades da Federação	Número de PCH's		Potência Instalada [kW]	
	1920	1930	1920	1930
Bahia	8	36	17.689	22.264
Espírito Santo	11	31	5.537	8.301
Minas Gerais	72	252	42.934	90.750
Rio de Janeiro	18	63	83.040	193.664
São Paulo	66	108	155.208	331.164
Santa Catarina	11	29	5.638	9.270
TOTAL	186	519	310.046	655.413

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 indicava a existência de 325 PCHs em operação, com

capacidade de 815,6 MW e 9 PCHs fora de operação, deixando de ofertar 23,5 MW (BERMANN et al., 2004). Comparando com os dados da Tabela 4, verifica-se que, no mínimo, 185 PCHs encontravam-se em situação desconhecida.

Hoje, de acordo com os registros da ANEEL, são 281 PCHs em operação, com potência instalada em torno de 1.667 MW (1,70% da capacidade total instalada), e 204 Centrais Geradoras Hidrelétrica (menores que 1 MW), com 107,9 MW de potência instalada. O estado com maior concentração de PCHs é Minas Gerais, com 77 usinas em operação, somando 398 MW (PDEEE, 2006).

Nos próximos anos, o parque gerador nacional poderá contar com 5.523 MW de potência instalada proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas, de acordo com os dados disponibilizados pela ANEEL em abril de 2007 referente às usinas em operação, construção e outorgadas no Brasil (ANEEL/Banco de Informações de Geração, 2007).

Além das PCHs atualmente em construção e outorgadas pela ANEEL, outro grupo de centrais poderá entrar em operação nos próximos anos, referente às PCHs cujos projetos encontram-se em fase de elaboração por empreendedores ou que já foram entregues na ANEEL para análise, aprovação e posterior outorga de autorização. Segundo Tiago et al. (2006), existem 82 novos projetos em fase de elaboração e 114 projetos entregues para análise, o que representará, respectivamente, um acréscimo de 752,8 MW e 1.300,2 MW à capacidade instalada nacional.

O grupo de PCHs cujos aproveitamentos foram apenas inventariados devem ser levados em consideração, pois futuramente poderão ser objeto de projeto básico e de outorga de autorização. Existem disponíveis para elaboração de novos projetos 716 pequenas centrais, correspondendo a um potencial inventariado de 4.487 MW (TIAGO et al., 2006).

Estima-se um potencial teórico para PCHs, que ainda não foi inventariado, em torno de 14.864 MW, que somado ao potencial conhecido a ser instalado futuramente (10.396 MW), resulta em um potencial total de 25.264 MW que poderá ser acrescentado ao parque gerador nacional a partir de pequenos aproveitamentos hidrelétricos ainda não explorados no Brasil (PNE, 2006). Nos dias de hoje, isso representaria 26,3% do total da oferta de energia elétrica no país.

Com o esgotamento das possibilidades das grandes centrais hidrelétricas próximas ao centro consumidor, quer por falta de investimentos, impacto ambiental ou esgotamento dos recursos hídricos, torna-se fundamental a valorização das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PACDEE/CPFL, 2000).

A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, curto prazo de maturação e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente. Nesse sentido, uma característica das PCHs é a dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da ANEEL.

Outras características atrativas das pequenas centrais são: a isenção de pagamento de Uso de Bem Público (UBP), taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios; a isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; a isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; a possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e a redução de no mínimo 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição (PDEEE, 2006).

Atualmente, existem programas que foram criados pelo governo para aumentar a participação de PCHs e outras fontes renováveis de energia no parque gerador nacional, devido às preocupações com as questões ambientais ligadas à geração de energia elétrica. O maior programa brasileiro nesta área é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), gerenciado pela Eletrobrás, instituído pela Lei 10.438 de abril de 2002, e revisado pela Lei 10.762, de novembro de 2003.

Até dezembro de 2007, quando termina a primeira etapa do PROINFA, o programa será responsável por colocar em operação 144 projetos, no total de 3.299,4 MW de potência instalada.

Na segunda etapa, o programa deve ser realizado de modo que as fontes alternativas atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica do país, objetivo a ser alcançado em vinte anos, incorporando os resultados da primeira etapa. A

aquisição será feita anualmente, de forma que as referidas fontes atendam no mínimo 15% do incremento anual da energia a ser fornecida ao mercado consumidor, compensando-se os desvios entre o previsto e o realizado de cada exercício no ano subsequente (REIS, 2002).

A energia produzida pelas usinas do PROINFA, que corresponde a aproximadamente 12.013.120 MWh/ano, ou seja, 3,6% do consumo total anual do país, terá a garantia de compra pela Eletrobrás por um período de 20 anos. Dos 3.299,4 MW contratados pela Eletrobrás, por meio do PROINFA, 1.191,2 MW são de 63 PCHs; 1.422,9 MW são de 54 usinas eólicas; e 685,2 MW são de 27 usinas a base de biomassa.

A Tabela 5 detalha o número de PCHs e o acréscimo de potência e energia por subsistema e por ano devido ao PROINFA:

Tabela 5: Dados das PCHs do PROINFA (PDEEE, 2006)

		PCH		
		2006	2007	TOTAL
SE/CO	Qtde	6	34	40
	MW	116	668	784
	Mwmédio	72	414	486
S	Qtde	4	10	14
	MW	63	200	263
	Mwmédio	39	124	163
NE	Qtde	-	3	3
	MW	-	42	42
	Mwmédio	-	26	26
N	Qtde	-	6	6
	MW	-	102	102
	Mwmédio	-	63	63
Brasil	Qtde	10	53	63
	MW	179	1.012	1.191
	Mwmédio	111	627	738

O maior programa de apoio ao desenvolvimento de fontes renováveis deverá ter investimentos da ordem de R\$ 9 bilhões, com financiamentos de cerca de R\$ 7 bilhões e receita anual em torno de R\$ 2 bilhões (ELETROBRÁS/PROINFA, 2007).

O financiamento dos projetos do PROINFA é feito através do Programa de Apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir, no mínimo, 30% do projeto com capital próprio. As condições do financiamento serão Taxa de Juros a Longo Prazo (TJLP) mais 2% de spread básico e até 1,5% de spread de risco ao ano (a.a.), carência de seis meses após a entrada em operação comercial, amortização por dez anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento (MME/PROINFA, 2007).

Outro incentivo financeiro que beneficia as PCHs, inclusive em projetos de repotenciação, é o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas (PNCE), criado pelo Fundo de Financiamento da Eletrobrás (FINEL), que tem por objetivo financiar projetos de construção, recapacitação e/ou revitalização de centrais elétricas, com capacidade instalada igual ou menor do que 10 MW, de todas as concessionárias do país.

O PNCE é destinado a financiar projetos como: estudos, projetos de engenharia, construção, aquisição de equipamentos e montagem. O limite máximo de financiamento é de 30% para Sistemas Interligados e 70% para Sistemas Isolados, com relação ao investimento total da obra. A taxa de juros do financiamento é de 5 % a.a. e a taxa administrativa, 1% a.a., sobre o saldo devedor corrigido (ELETROBRÁS/FINEL, 2007). O índice de correção é igual ao RGR (Reserva Global de Reversão), que vem a ser o encargo pago mensalmente pelas empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para serem revertidos aos serviços públicos de energia elétrica. O valor anual do RGR equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e é limitado a 3,0% de sua receita anual, conforme consta na Resolução da ANEEL nº. 023, de 5 fev. 1999. O PNCE estipula que o prazo de carência deve ser ajustado de acordo com o cronograma de execução do projeto a ser financiado, sendo que o máximo para amortização seria no prazo de dez anos.

2.3 PERSPECTIVAS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A partir dos dados obtidos através do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006-2015 (PDEEE) é apresentado um panorama das expectativas para o futuro do Setor Elétrico Brasileiro quanto ao consumo de energia elétrica e quanto ao planejamento para a expansão do parque gerador para suprir a demanda esperada.

Verifica-se que, praticamente, nenhuma importância é dada à repotenciação de usinas hidrelétricas como meio de se elevar a capacidade de geração nacional. O governo considera que a repotenciação e a modernização das usinas existentes podem agregar pouco em termos de energia assegurada ao sistema, contribuindo apenas para o atendimento do crescimento da demanda máxima de energia. Entretanto, no Capítulo 3 são apresentados dados que indicam que a repotenciação de usinas hidrelétricas, principalmente as de grandes centrais com mais de vinte anos de operação, pode contribuir de maneira positiva para o aumento a oferta de energia do parque gerador nacional.

A expansão do parque gerador está baseada em uma política que prioriza a construção de grandes centrais hidrelétricas e de termelétricas, como é apresentado a seguir. As fontes alternativas de energia são praticamente desconsideradas, enquanto deveriam ser encaradas como uma solução viável para a questão energética.

Apesar de a Europa planejar que 20% de sua matriz energética seja composta por fontes alternativas até o ano de 2020, o Brasil segue desconsiderando essa tendência internacional apesar de possuir potencial suficiente para suprir a demanda nacional e também para fornecer eletricidade a locais remotos que não a possuem ou que utilizam outras fontes como a geração a diesel ou a gás (FBOMS, 2006).

Como mencionado no item 2.2, existe um enorme potencial a ser explorado em relação às PCHs (em torno de 26.000 MW), e o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, fazendo uma análise somente na região sudeste, prevê que até 2015 as PCHs serão responsáveis por agregar 267 MW ao parque gerador (133 MW em 2011, 67 MW em 2012 e 67 MW em 2013), ou seja, praticamente, um centésimo do potencial existente para este tipo de aproveitamento.

2.3.1 Consumo, Carga de Energia e Demanda Prevista até 2015.

Para acompanhar o crescimento econômico apresentado pelo Brasil nos últimos tempos, o sistema elétrico precisará expandir 56% até 2015 para atender a demanda de energia que está sendo prevista para os próximos anos e afastar a possibilidade de uma crise no setor, como a que ocorreu em 2001, quando o país enfrentou um intenso racionamento de energia elétrica. Entretanto, uma crise no setor elétrico nos dias de hoje, pode vir a apresentar conseqüências mais graves devido às dificuldades ambientais e burocráticas que atualmente envolvem a construção de novos empreendimentos energéticos.

Na Tabela 6 apresenta-se a trajetória da economia e do mercado de energia elétrica no período de 1980 a 2015. Os dados apresentados até 2005 provêm dos históricos do setor, enquanto os de 2006 a 2015 são previsões relativas ao mercado futuro de energia elétrica de acordo com o PDEEE (2006). Os dados de consumo de energia elétrica incluem a parcela de consumo atendida por autoprodução.

Tabela 6: Economia e Mercado de Energia Elétrica no Brasil (1980-2015) (PDEEE, 2006).

Discriminação	1980	1990	2000	2005	2010	2015
Produto Interno Bruto						
R\$ bilhões [2004]	1.069	1.249	1.624	1.819	2.213	2.745
Variação no período (% ao ano)	-	1,6	2,7	2,3	4,0	4,4
População Total Residente						
mil habitantes	119.844	145.130	170.894	182.508	193.027	202.416
Variação no período (% ao ano)	-	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
PIB per Capita						
R\$ [2004]/hab/ano	8.920	8.606	9.503	9.967	11.465	13.560
Variação no período (% ao ano)	-	-0,4	1,0	1,0	2,8	3,4
Consumo de Energia Elétrica						
TWh	122	219	333	374	484	618
Variação no período (% ao ano)	-	6,0	4,3	2,3	5,3	5,0
Consumo de Energia Elétrica per Capita						
kWh/hab/ano	1.018	1.509	1.949	2.049	2.507	3.053
Variação no período (% ao ano)	-	4,0	2,6	1,0	4,1	4,0
Intensidade Elétrica do PIB						
kWh/R\$ [2004]	0,114	0,175	0,205	0,206	0,219	0,225
Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica						
	-	3,84	1,61	1,02	1,32	1,14

Através dos dados da Tabela 6 verifica-se que está previsto para os próximos anos um aumento no consumo de energia elétrica em torno de 5% ao ano, superando a taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), que fica por volta de 4% ao ano. Observa-se ainda, que na década de 80 houve um aumento percentual expressivo do consumo de energia elétrica por ter sido um período de significativa expansão do setor industrial nacional.

A Tabela 7 a seguir, apresenta os resultados das projeções do consumo de energia elétrica a ser atendido pelo sistema elétrico (excluída a autoprodução), por subsistema:

Tabela 7: Consumo de Energia Elétrica por Subsistema (PDEEE, 2006).

Subsistema	Consumo (GWh)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Isolado	7.178	10.874	15.988	8,7	8,0
Norte	23.526	30.729	45.460	5,5	8,1
Nordeste	47.541	61.222	78.118	5,2	5,0
Sudeste/Centro-Oeste	209.059	266.841	335.072	5,0	4,7
Sul	58.764	73.864	92.180	4,7	4,5
TOTAL	346.068	443.530	566.818	5,1	5,0

O Sistema Isolado é o que apresenta maior crescimento percentual de consumo de energia elétrica, considerando a integração de dois sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional (SIN): o sistema Acre-Rondônia interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste em janeiro de 2008 e o sistema Manaus-Macapá se integrando ao subsistema Norte a partir de janeiro de 2012.

O Sistema Norte também apresenta uma maior elevação percentual no consumo de energia elétrica no período de 2010 a 2015, devido ao aumento da oferta de energia em função dos aproveitamentos Belo Monte (5.500 MW), Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.300 MW), previstos para entrar em operação a partir de 2012 nesta região.

Entretanto, vale ressaltar que os valores absolutos do crescimento no consumo de energia elétrica referente ao Sistema Isolado e ao Sistema Norte, representam uma pequena parcela quando comparados, principalmente, ao Sistema Sudeste/Centro-Oeste. O Sistema Isolado representa 7% e o Sistema Norte, 17,4% do valor absoluto do crescimento no consumo previsto para o Sistema Sudeste/Centro-Oeste no período

de 2005 a 2015. Sendo assim, o crescimento de 5% a.a. no consumo de energia elétrica previsto para o Sistema Sudeste/Centro-Oeste representa uma necessidade de expansão do parque gerador 14 vezes maior do que o necessário para atender o crescimento de 8% a.a. previsto para o Sistema Isolado.

A Tabela 8 apresenta a previsão para a carga de energia (MWmédio) por Subsistema, até o ano de 2015:

Tabela 8: Sistema Interligado Nacional e Subsistemas – Carga de Energia (PDEEE, 2006).

Subsistema	Carga de Energia (MWmédio)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Norte	3.150	4.098	6.039	5,4	8,1
Nordeste	6.725	8.526	10.712	4,9	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.433	45.346	4,8	4,5
Sul	7.654	9.578	11.901	4,6	4,4
SIN	46.341	58.635	73.998	4,8	4,8

Com base nas projeções da carga de energia e na hipótese de que os valores dos fatores de carga dos subsistemas interligados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, se manterão aproximadamente constantes e iguais aos respectivos valores no ano de 2004, ao longo do horizonte decenal, projeta-se a carga de demanda, para os quatro subsistemas, dividindo a carga de energia, expressa em MWmédio, pelo respectivo fator de carga. Os fatores de carga, considerados constantes ao longo do período 2005-2015, para os quatro subsistemas interligados, estão apresentados na Tabela 9:

Tabela 9: Subsistemas Interligados - Fator de Carga (PDEEE, 2006).

Subsistema	Fator de Carga (%)
Norte	85,4
Nordeste	75,8
Sudeste/Centro-Oeste	75,3
Sul	72,7

A Tabela 10 apresenta as projeções da carga de demanda (demanda máxima integralizada em uma hora) para o Sistema Interligado Nacional e Subsistemas:

Tabela 10: Sistema Interligado Nacional e Subsistemas – Carga de Demanda (PDEEE, 2006).

Subsistema	Carga de Demanda (Mwh/h)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2011-2015
Norte	3.688	4.798	7.071	5,4	8,1
Nordeste	8.869	11.244	14.127	4,9	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	48.395	60.235	4,8	4,5
Sul	10.535	13.184	16.380	4,6	4,4
N/NE	12.557	16.042	21.198	5,0	5,7
S/SE/CO	48.807	61.579	76.615	4,8	4,5
SIN	61.364	77.621	97.813	4,8	4,7

Os índices de crescimento da carga de energia e da carga de demanda do Sistema Interligado Nacional previstos para os próximos anos, indicam a necessidade da expansão do parque gerador nacional em torno de 5% ao ano para atender todos os respectivos requisitos de energia.

Com base nos dados da matriz energética atual apresentada no item 2.1, esse percentual de crescimento indica a necessidade de aumentar a capacidade instalada até 2015 em torno de 55.000 MW, que representa, atualmente, 56% da oferta de energia do parque gerador nacional, ou seja, o equivalente à construção de quatro novas Itaipus. Estes valores apresentados mantêm a condição atual em que a geração de energia representa cerca de 50% da capacidade instalada no país.

2.3.2 Planejamento para a Expansão do Parque Gerador Brasileiro

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, através da Resolução nº. 1 de 18 nov. 2004, que os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica devem garantir que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõem. O “risco de déficit” significa a probabilidade de que a disponibilidade de oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, em pelo menos um mês do ano, não importando a magnitude do déficit.

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006-2015 apresenta a seqüência de obras que considera mais econômica, em termos de seus custos de geração e das ampliações das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Foram selecionadas como candidatas, obras julgadas como sócio-ambientalmente viáveis e com datas previstas de início de operação compatíveis com os prazos necessários ao desenvolvimento de suas etapas de projeto, licenciamento ambiental e construção.

Adotou-se como critério de elaboração das alternativas de expansão da geração a igualdade entre os custos marginais de operação e de expansão para cada ano no período 2009 a 2015. A metodologia consiste em agregar fontes de geração de energia, segundo um critério de ordenação dos índices custo/benefício dos projetos candidatos no período 2009 a 2015, de tal forma que o **custo marginal de operação**³ em cada subsistema seja igual ao **custo marginal de expansão**⁴, pré-fixado em R\$ 118,00/MWh (PDEEE, 2006).

Este valor foi estimado com base em uma média ponderada de preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que venderam energia a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de janeiro de 2010, no leilão de compra de energia realizado em dezembro de 2005. Adotou-se como tolerância superior no processo de convergência o valor de R\$ 130,00/MWh para o custo marginal de expansão, correspondente ao valor de preço máximo obtido na mesma amostra (PDEEE, 2006).

Resumidamente, dado um determinado custo do déficit, o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança estabelecido pelo CNPE em que o risco anual de déficit não deve superar 5% em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica com a igualdade do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão. O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.261,00/MWh, conforme Nota Técnica MME – “Estimativa de Valor para Patamar Único de Custo de Déficit”, de março de 2005 (PDEEE, 2006).

A Tabela 11 apresenta as obras de geração hidrelétricas programadas até 2015:

³ Custo marginal de operação é o custo do atendimento ao adicional de carga sem incorrer em nenhuma obra.

⁴ Custo marginal de expansão é o custo de atendimento ao diferencial de carga considerando obras adicionais ao sistema. Disponível em: <http://www.eps.ufsc.br/teses96/camargo/anexo/apendice1.htm>.

Tabela 11: Programa de Obras de Geração Hidrelétrica (PDEEE, 2006).

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Itaipu Binacional	Iguaçu	-	SE/CO/RO	1.400,0	jan-06	Em Constr./Motoriz.
Tucuruí	Tocantins	PA	N/Man	1.500,0	jan-06	Em Constr./Motoriz.
Capim Branco I	Araguari	MG	SE/CO/RO	240,0	fev-06	Em Constr./Motoriz.
Picada	Peixe	MG	SE/CO/RO	50,0	mar-06	Em Constr./Motoriz.
Corumbá IV	Corumbá	GO	SE/CO/RO	127,0	mar-06	Em Constr./Motoriz.
Irapé	Jequitinhonha	MG	SE/CO/RO	360,0	abr-06	Em Constr./Motoriz.
Barra Grande	Pelotas	RS/SC	S	460,0	mai-06	Em Constr./Motoriz.
Peixe Angical	Tocantins	TO	SE/CO/RO	452,0	mai-06	Em Constr./Motoriz.
Fundão	Jordão	PR	S	120,0	mai-06	Em Constr./Motoriz.
Espora	Correntes	GO	SE/CO/RO	32,0	jun-06	Em Constr./Motoriz.
Mascarenhas	Doce	MG	SE/CO/RO	49,5	jul-06	Em Constr./Motoriz.
Campos Novos	Canoas	SC	S	880,0	jul-06	Em Constr./Motoriz.
Monte Claro	Das Antas	RS	S	65,0	set-06	Em Constr./Motoriz.
Capim Branco II	Araguari	MG	SE/CO/RO	210,0	dez-06	Em Constr./Motoriz.
Castro Alves	Das Antas	RS	S	130,0	dez-07	Em Constr./Motoriz.
Rondon II	Comemoração	RO	SE/CO/RO	73,5	jan-08	Em Constr./Motoriz.
14 de Julho	Das Antas	RS	S	100,0	jul-08	Em Constr./Motoriz.
Salto	Verde	GO	SE/CO/RO	108,0	jan-09	Com Concessão
Salto do Rio Verdinho	Verde	GO	SE/CO/RO	93,0	jan-09	Com Concessão
Barra do Braúna	Pomba	MG	SE/CO/RO	39,0	fev-09	Com Concessão
Barra dos Coqueiros	Claro	GO	SE/CO/RO	90,0	abr-09	Com Concessão
Retiro Baixo	Paraopeba	MG	SE/CO/RO	82,0	abr-09	Leilão 2005
Caçu	Claro	GO	SE/CO/RO	65,0	abr-09	Com Concessão
São José	Ijuí	RS	S	51,0	abr-09	Leilão 2005
Paulistas	São Marcos	GO/MG	SE/CO/RO	53,6	jun-09	Leilão 2005
Olho D'água	Correntes	GO	SE/CO/RO	33,0	jun-09	Com Concessão
Baguari	Doce	MG	SE/CO/RO	140,0	set-09	Leilão 2005
Passo de São João	Ijuí	RS	S	77,1	set-09	Leilão 2005
Monjolinho	Passo Fundo	RS	S	67,0	jan-10	Com Concessão
Baú I	Doce	MG	SE/CO/RO	110,1	fev-10	Com Concessão
Foz do Rio Claro	Claro	GO	SE/CO/RO	67,0	jun-10	Leilão 2005
Simplício + PCH	Paraíba do Sul	MG/RJ	SE/CO/RO	333,7	set-10	Leilão 2005
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO/RO	50,0	dez-10	Leilão 2006
Serra do Facão	São Marcos	GO/MG	SE/CO/RO	212,6	dez-10	Com Concessão
Dardanelos	Aripuanã	MT	SE/CO/RO	261,0	dez-10	Leilão 2006
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO/RO	80,0	dez-10	Leilão 2006
Corumbá III	Corumbá	GO	SE/CO/RO	93,6	dez-10	Com Concessão
São João	Chopim	PR	S	60,0	dez-10	Com Concessão
Salto Pilão	Itajaí	SC	S	182,3	dez-10	Com Concessão
Salto Grande	Chopim	PR	S	53,4	dez-10	Leilão 2006
Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	S	855,2	dez-10	Com Concessão
Cachoeirinha	Chopim	PR	S	45,0	dez-10	Com Concessão
Estreito Toc	Tocantins	TO/MA	N/Man	1.087,2	dez-10	Com Concessão

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Mauá + PCH	Tibagi	PR	S	387,9	jan-11	Leilão 2006
Jirau	Madeira	RO	MD	3.300,0	jan-11	Leilão 2006
São Salvador	Tocantins	TO/GO	SE/CO/RO	243,2	mar-11	Com Concessão
Itaguaçu	Claro	GO	SE/CO/RO	130,0	jul-11	Leilão 2006
São Miguel	Grande	MG	SE/CO/RO	61,0	dez-11	Indicativa
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	S	120,0	dez-11	Indicativa
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	NE	93,0	dez-11	Indicativa
Santo Antonio do Jari	Jari	AM/PA	N/Man	99,9	dez-11	Com Concessão
Santo Antonio	Madeira	RO	MD	3.150,0	jan-12	Indicativa
Mirador	Tocantinzinho	GO	SE/CO/RO	80,0	fev-12	Indicativa
Buriti Queimado	Das Almas	GO	SE/CO/RO	142,0	mar-12	Indicativa
Murta	Jequitinhonha	MG	SE/CO/RO	120,0	mar-12	Com Concessão
Maranhão Baixo	Maranhão	GO	SE/CO/RO	125,0	mar-12	Indicativa
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	NE	173,0	mar-12	Indicativa
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	NE	164,0	mar-12	Indicativa
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	NE	240,0	abr-12	Indicativa
Traíra II	Suaçuí Grande	MG	SE/CO/RO	60,0	mai-12	Indicativa
Água Limpa	Das Mortes	MT	SE/CO/RO	320,0	mai-12	Indicativa
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	S	340,0	set-12	Indicativa
Porto Galeano	Sucuriú	MS	SE/CO/RO	139,0	nov-12	Indicativa
Pai Querê	Pelotas	RS/SC	S	291,9	nov-12	Indicativa
São Roque	Canoas	SC	S	214,0	nov-12	Indicativa
Belo Monte Compl.	Xingu	PA	N/Man	181,3	dez-12	Indicativa
Tocantins	Tocantins	TO	SE/CO/RO	480,0	dez-12	Indicativa
São Domingos	Verde	MS	SE/CO/RO	48,0	dez-12	Com Concessão
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	N/Man	1.328,0	dez-12	Indicativa
Itapiranga	Uruguai	SC/RS	S	580,0	mar-13	Indicativa
Estreito Parn.	Parnaíba	PI/MA	NE	86,0	mar-13	Indicativa
Pedra Branca	São Francisco	BA/PE	NE	320,0	abr-13	Indicativa
Novo Acordo	Sono/M Tocantins	TO	SE/CO/RO	160,0	mai-13	Indicativa
Cachoeirão	Juruena	MT	SE/CO/RO	64,0	mai-13	Indicativa
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	SE/CO/RO	408,0	mai-13	Indicativa
Tucano	Verde	GO	SE/CO/RO	157,0	mai-13	Indicativa
Tupiratins	Tocantins	TO	N/Man	619,8	nov-13	Indicativa
Cebolão	Tibagi	PR	S	152,0	dez-13	Indicativa
Volta Grande	Chopim	PR	S	54,7	dez-13	Indicativa
Belo Monte (1ª etapa)	Xingu	PA	BM	5.500,0	dez-13	Indicativa
Toricoejo	Das Mortes	MT	SE/CO/RO	76,0	jan-14	Indicativa
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	NE	96,0	mar-14	Indicativa
Juruena	Juruena	MT	SE/CO/RO	46,0	mai-14	Indicativa
Jataizinho	Tibagi	PR	S	155,0	ago-15	Indicativa
TOTAL				31.144,5		

SE/CO/RO = subsistema Sudeste/C. Oeste/Rondônia, S = subsistema Sul, NE = subsistema Nordeste, N/Man = subsistema Norte/Manaus, MD = subsistema Madeira, BM = subsistema Belo Monte

Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada hidrelétrica de janeiro de 2006 a dezembro de 2015 são apresentados na Figura 1. Observe-se que para a referida análise foi considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada do Paraguai.

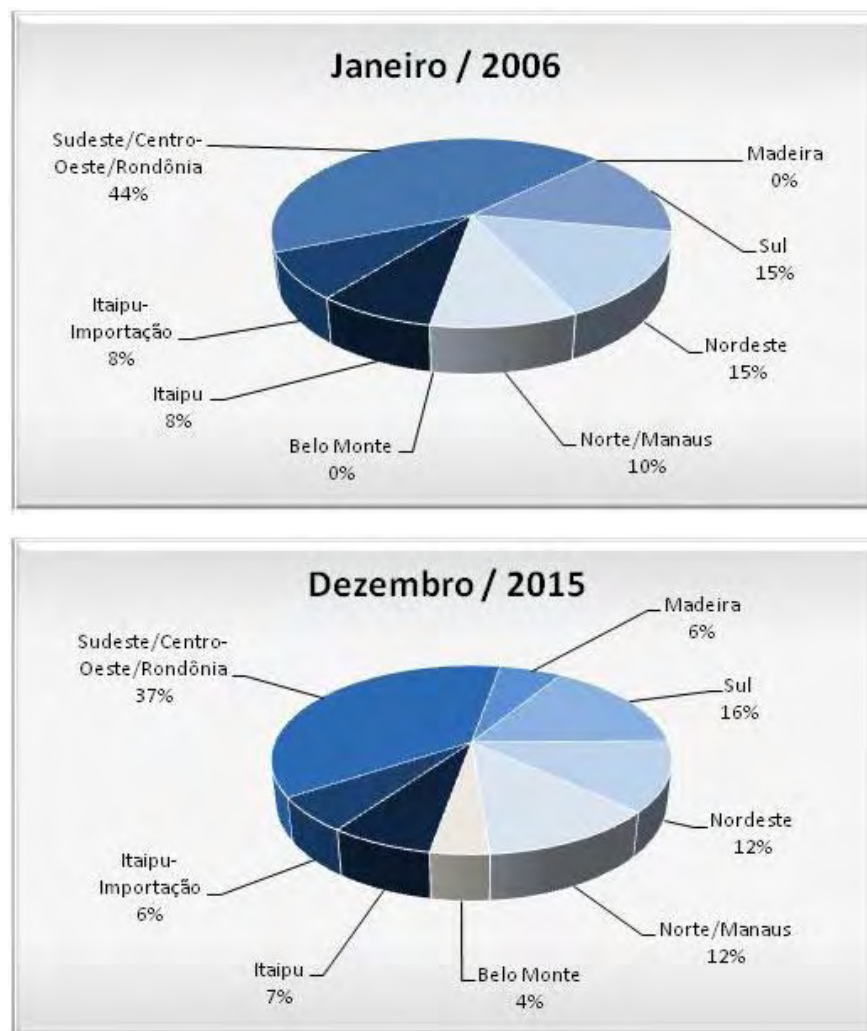


Figura 1: Participação da Capacidade Instalada Hidrelétrica por Subsistema (PDEEE, 2006).

Note-se que a capacidade instalada do SIN em janeiro de 2006 inclui o conjunto dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá. A análise da participação da capacidade instalada hidrelétrica resultante permite identificar que os aproveitamentos Belo Monte, Santo Antônio e Jirau (rio Madeira) serão responsáveis por 10% da capacidade total instalada do SIN no final do horizonte decenal.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 11, verifica-se um acréscimo de 40% na oferta de geração hidrelétrica no período 2006-2015, totalizando 104.000 MW no final desse período.

A Tabela 12 apresenta as obras de geração termelétrica programadas até 2015:

Tabela 12: Programa de Obras de Geração Termelétrica (PDEEE, 2006).

Usina	Subsistema	Combustível	Potência (MW)	Data	Classificação
Termorio	SE/CO/RO	Gás Natural	670 123 370	mar-06 ago-06	Em Construção/Ampliação
Camaçari (D/G)	NE	Óleo Diesel Gás Natural	347 3	dez-06	Em Construção/Ampliação
Santa Cruz Nova (D)	SE/CO/RO	Óleo Diesel	166 316	fev-07	Em Construção/Ampliação
Vale do Açu	NE	Gás Natural	340	mar-07	Em Construção/Ampliação
Três Lagoas	SE/CO/RO	Gás Natural	240 110	jan-08	Em Construção/Ampliação
Canoas	S	Gás Natural	160 90	jan-08	Em Construção/Ampliação
Cubatão	SE/CO/RO	Gás Natural	216	jul-08	Em Construção/Ampliação
Goiânia II - BR	SE/CO/RO	Óleo Diesel	140	nov-08	Leilão 2005
Biomassa - LEN 2005	SE/CO/RO	Biomassa	267	nov-08	Leilão 2005
Araucária	S	Gás Natural	469	dez-08	Em Construção/Ampliação
Jacuí	S	Carvão Mineral	350	dez-08	Leilão 2005
Candiota III	S	Carvão Mineral	350	dez-09	Leilão 2005
Carvão Indic. S	S	Carvão Mineral	350	dez-10	Indicativa
Biomassa Indic. SE	SE/CO/RO	Biomassa	450 400 450	dez-10 dez-11 dez-12	Indicativa
Biomassa Indic. NE	NE	Biomassa	250	dez-10	Indicativa
Gás NE	NE	Gás Natural	2.450 100	dez-10 dez-11	Indicativa
Angra III	SE/CO/RO	Urânio	1.309	dez-12	Indicativa
TOTAL			10.486		

SE/CO/RO = subsistema Sudeste/C. Oeste/Rondônia, S = subsistema Sul, NE = subsistema Nordeste. No caso de ampliações e motorizações, a potência corresponde ao valor incremental do ano.

O montante indicado de expansão termelétrica para o Nordeste utilizando gás natural como combustível representa apenas a necessidade de energia complementar para o atendimento da região. Estudos complementares, a serem realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), avaliarão a melhor composição do mix de combustíveis (gás natural/bicombustível e/ou carvão) para geração térmica indicativa de 2.450 MW, bem como a viabilidade de redução deste montante com adoção de novos projetos de geração eólica.

Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada termelétrica de janeiro de 2006 a dezembro de 2015 são apresentados na Figura 2:

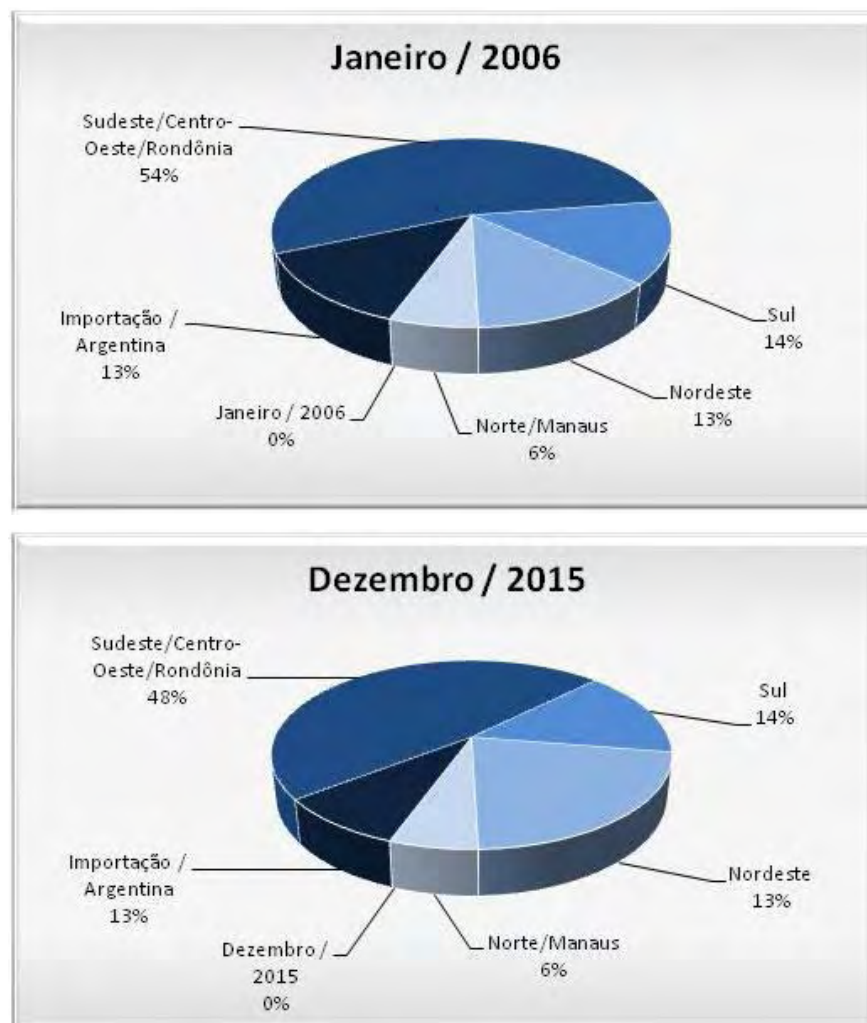


Figura 2: Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema (PDEEE, 2006).

Analogamente à análise das participações dos subsistemas na capacidade instalada hidrelétrica, a capacidade termelétrica do SIN em janeiro de 2006 inclui a

potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados de Acre-Rondônia e Manaus-Macapá. Observa-se que a participação do subsistema Nordeste na capacidade instalada termelétrica do SIN aumenta de 13% para 22% e a do Sudeste reduz em 6% ao longo do horizonte de análise. De acordo com os dados apresentados anteriormente, verifica-se um acréscimo de 69% na oferta de geração termelétrica no período 2006-2015, totalizando, aproximadamente, 26.000 MW de capacidade instalada no SIN no final desse período.

A Figura 3 sintetiza a evolução da potência instalada hidrotérmica total e por fonte. Este gráfico permite avaliar a diversificação da matriz de eletricidade e a evolução, dentre outros, da participação do PROINFA.

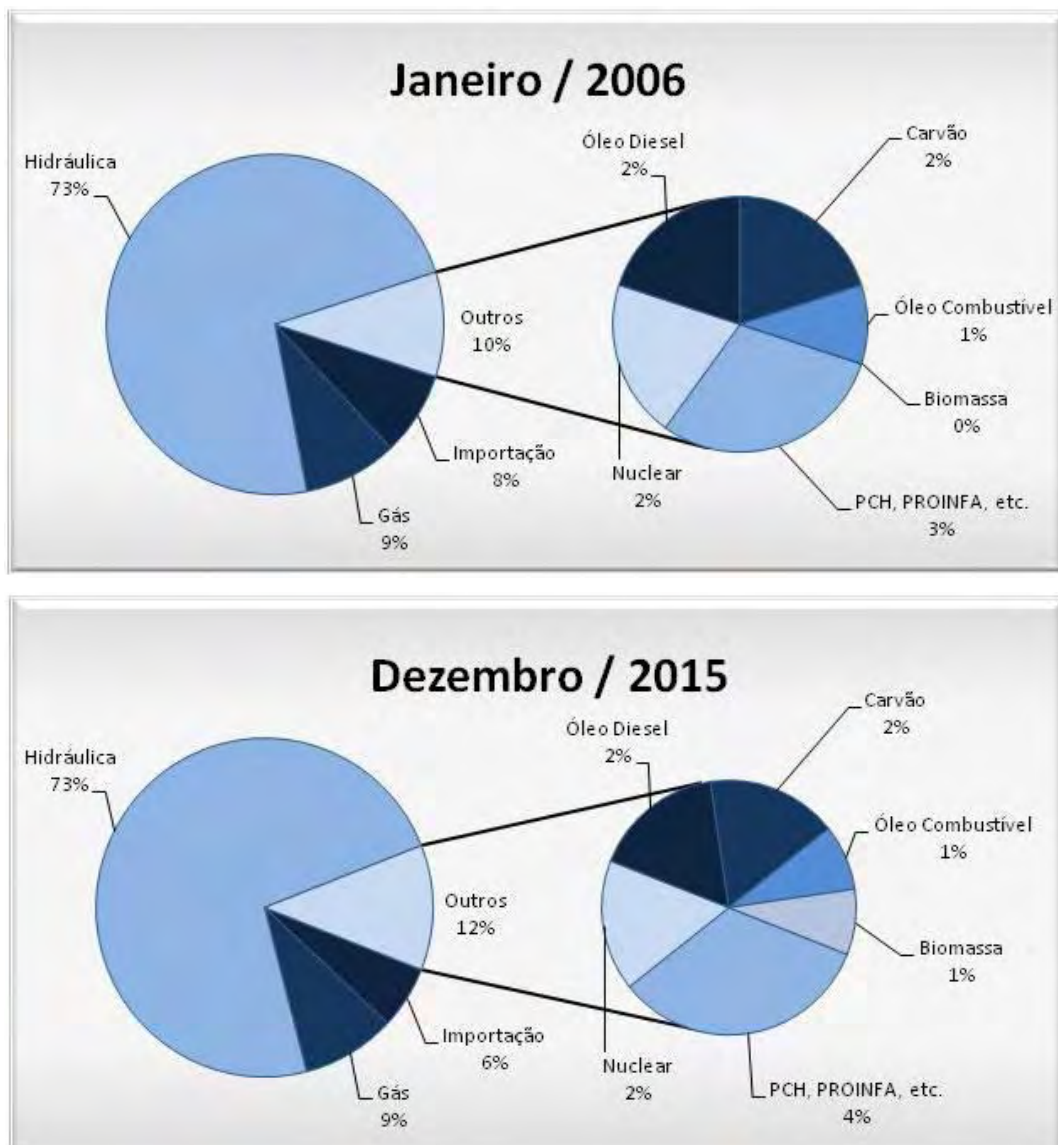


Figura 3: Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte (% de Capacidade Instalada) (PDEEE, 2006).

O programa de referência de geração contempla, portanto, uma expansão hidrelétrica de aproximadamente 31.000 MW e uma expansão térmica de cerca de 10.000 MW, mantendo-se a participação de capacidade hidrelétrica em torno de 73% até 2015.

Deve-se ressaltar que as ofertas de geração termelétrica com base em gás natural/bicombustível consideradas para complementar o balanço energético, poderão vir a se concretizar a partir dos níveis de competitividade de outros potenciais, tais como: termelétricas a carvão mineral, a biomassa, cogeração, geração eólica, etc. Considera-se que haverá tempo hábil para tomada de decisão e implementação da solução.

A seguir, são apresentados os seguintes parâmetros energéticos associados à expansão da geração: probabilidade de ocorrência de déficits e os custos marginais de operação.

A Tabela 13 apresenta os riscos de ocorrência de déficits de energia de qualquer valor para cada um dos quatro subsistemas que tem carga representada.

Tabela 13: Riscos de Déficit (PDEEE, 2006).

Ano	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	0,1	0,3	0,4	0,5
2007	1,5	0,7	2,5	3,4
2008	2,2	1,9	3,4	4,7
2009	1,3	0,3	2,2	2,5
2010	2,3	1,4	1,8	2,8
2011	3,3	1,7	2,3	3,2
2012	2,6	1,7	3,3	4,4
2013	2	0,9	1,7	1,7
2014	1,5	0,6	0,9	0,8
2015	1,8	1,3	1,8	1,8

Pelos resultados apresentados, verifica-se que os riscos de déficit resultantes para a configuração de referência atendem ao critério de garantia de suprimento do CNPE (riscos não superiores a 5%) ao longo do período de expansão, 2009 a 2015.

A Tabela 14 apresenta os correspondentes valores dos custos marginais de operação médios anuais.

Tabela 14: Custos Marginais de Operação Médios Anuais (PDEEE, 2006).

Ano	R\$/MWh			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	25	26	17	19
2007	70	70	70	72
2008	164	163	153	157
2009	105	99	106	106
2010	96	85	98	98
2011	124	111	122	124
2012	122	113	128	128
2013	115	105	115	116
2014	122	111	119	119
2015	84	79	87	88

Observa-se que a expansão da geração atende aos critérios descritos anteriormente, com a igualdade entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão (valores de custos marginais de operação inferiores a R\$ 130,00/MWh) e riscos de déficit não superiores a 5% em qualquer subsistema ao longo de todo o período de expansão da geração (2009 a 2015).

Ao analisar os montantes dos custos marginais de operação, destacam-se os valores elevados para o ano de 2008, que é o imediatamente anterior ao período de expansão da geração, que tem início em 2009. Entretanto, não se justifica a necessidade de expansão estrutural da geração para esse ano, com base nos seguintes aspectos: a baixa probabilidade de déficit para o ano de 2008, com valores atendendo ao critério de garantia de suprimento (entre 1,9% e 3,4% para os subsistemas SE, NE e S); o fato de a ocorrência se dar em apenas um ano isolado no horizonte da operação; além de que as condições de atendimento de 2008 estarem sujeitas à influência conjuntural das condições de armazenamento e de tendência hidrológica.

O total de investimentos associados às novas usinas que compõem a configuração de referência de geração para o período 2009 a 2015 resultou da ordem de R\$ 75 bilhões, sendo: R\$ 60 bilhões referentes a usinas hidrelétricas e R\$ 15 bilhões em usinas termelétricas. Um alto investimento que resultará em diversos impactos sócio-ambientais considerados o grande obstáculo para que se tornem realidade os planos governamentais para a expansão do parque gerador nacional, como é apresentado no Capítulo 3.

3 REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

O presente capítulo apresenta um panorama geral sobre os aspectos técnicos e econômicos que envolvem a repotenciação de usinas hidrelétricas, particularmente de PCHs, e quais as perspectivas para este empreendimento no cenário energético atual.

3.1 DEFINIÇÃO

A repotenciação de um empreendimento ou equipamento corresponde a todas as obras que tem por objetivo gerar ganhos de potência e de rendimento.

Para se realizar a repotenciação de usinas hidrelétricas, o primeiro passo é fazer uma análise técnica precisa e criteriosa, verificando a eficiência da geração de energia e o estado atual de seus componentes mais importantes em relação à confiabilidade operacional que se espera da usina. Feita esta análise, é possível otimizar a geração elétrica, prevenir as paradas não programadas, introduzir oportunamente ações corretivas e também estimar as condições dos equipamentos e quanto tempo ainda resta de vida útil dos mesmos.

Após a avaliação do desempenho integrado de uma usina e de suas unidades separadamente, as opções a serem consideradas são (VEIGA, 2001):

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

No caso de ser detectar na avaliação baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade que podem comprometer a disponibilidade futura da máquina, o investimento no empreendimento não é justificado, optando-se então pelo reparo ou, até mesmo, pela desativação da usina.

A opção reconstrução implica na total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso, resultando na construção de uma usina essencialmente nova. Esta opção é mais aplicada em PCHs e em usinas termelétricas.

A reabilitação, mais comumente aplicada em grandes centrais hidrelétricas, visa aumentar a vida útil, melhorar o rendimento, incrementar a confiabilidade, reduzir a manutenção e simplificar a operação.

A reconstrução e reabilitação de usinas é uma oportunidade para se efetuar a modernização do empreendimento, inserindo novas tecnologias na operação, automatizando e, até mesmo, tornando-as desassistidas através da digitalização e informatização dos sistemas de comando e controle.

Conceitualmente, a energia produzida anualmente (EP) obedece à equação (1):

$$EP = t \times P \times FC \quad (1)$$

Onde:

t = Número de horas por ano ($t = 8760$ horas).

P = Potência Instalada (total das potências nominais das unidades geradoras);

FC = Fator de Capacidade (Relação entre a potência gerada e a potência instalada da usina);

O objetivo da repotenciação é aumentar a quantidade de energia elétrica produzida. Analisando a equação (1), este objetivo pode ser atingido pelo aumento da potência instalada ou do fator de capacidade.

O fator de capacidade original das máquinas pode ser recuperado através de ações presentes na reconstrução e reabilitação. O reparo interfere no fator de capacidade, apenas pela redução de paradas para manutenção corretiva da usina. Quando o fator de capacidade das máquinas apresenta uma diminuição significativa, a repotenciação torna-se uma necessidade.

A reconstrução pode interferir diretamente na potência instalada quando, através de estudos hidrológicos precisos, verifica-se a possibilidade de aumentar a capacidade instalada da usina. A substituição de máquinas pode resultar em aumentos significativos na energia gerada, sem a necessidade de alterações na estrutura civil.

A viabilidade econômica de uma obra de repotenciação é verificada quando o custo de energia produzida atinge valores menores que os de referência de comercialização. Desta forma, este custo passa a ser considerado um índice de

sensibilidade para seleção dos melhores investimentos em repotenciação (BERMANN et al., 2004).

Nos projetos de repotenciação, é necessário que o custo da obra e o ganho de produção de energia sejam muito bem detalhados 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.

No caso de usinas que serão reativadas após passar por um processo de repotenciação, deverá ser feita uma análise econômica cautelosa, pois além dos custos das obras de repotenciação, devem ser acrescentados os custos administrativos e operacionais da usina que anteriormente inexistiam.

Dependendo do tempo de amortização do investimento encontrado no estudo de viabilidade, pode-se chegar à conclusão de que o empreendimento não é economicamente viável.

3.2 AVALIAÇÃO TÉCNICA DA REPOTENCIAÇÃO

A repotenciação de usinas hidrelétricas é um empreendimento que envolve aspectos técnicos, econômicos e ambientais como fatores decisivos para a análise da viabilidade. Os resultados econômicos são, sem dúvida, a principal variável que determina a viabilidade de um projeto de repotenciação, já que, diferente da construção de uma nova usina, não encontra barreiras na legislação ambiental que vem sendo o principal obstáculo para a liberação de muitos empreendimentos energéticos. Em um projeto de repotenciação, é através de um detalhado estudo técnico que se consolida uma análise econômica confiável.

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 investimentos em desapropriação, construção de barragem, vertedouro, casa de máquinas, tomada

d'água, conduto forçado, comportas, etc. Além disso, os custos ambientais são praticamente nulos.

Outro detalhe importante é que etapas como o projeto, a fabricação dos equipamentos, entre outras, são feitas com a usina em operação sendo bastante limitada a necessidade de paradas.

A decisão também envolve estudos preliminares sobre a vida útil da usina e seus principais equipamentos, considerando seu ritmo de envelhecimento. Esta é uma análise que vai definir a extensão da obra, seu orçamento e seu custo benefício.

Para a elaboração do Estudo de Viabilidade da obra de repotenciação as seguintes avaliações preliminares da usina devem ser realizadas (VEIGA, 2001):

- Taxa de disponibilidade das unidades geradoras;
- Queda da eficiência operacional das unidades geradoras;
- Perspectivas de ganhos de potência e energia com a repotenciação mínima, leve ou pesada, tendo em vista a reabilitação das unidades geradoras e qual é o sistema, Interligado (SIN) ou Isolado, que será beneficiado com o acréscimo de energia;
- Análise de sensibilidade das oportunidades de negócio para avaliação econômica (levantamento dos custos/benefícios de cada alternativa de repotenciação).

A Tabela 15 indica os pontos possíveis de se obter ganhos de potência:

Tabela 15: Ganhos da Repotenciação (VEIGA, 2001).

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

Esta tabela permite uma avaliação preliminar da extensão da repotenciação que se pretende executar. Vale lembrar que paradas para recapacitar turbinas ou geradores levam de seis a nove meses e nestas paradas é conveniente desenvolver em paralelo as outras reabilitações dos equipamentos.

A avaliação definitiva da usina deve constar das seguintes etapas:

- 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, maior série de dados coletados e, inclusive, melhores condições de monitoramento dos reservatórios. Neste estudo se reavalia vazão assegurada, queda de projeto, potência assegurada e energia assegurada.

Para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), devem sempre estar previstos novos estudo hidrológicos, devido a prática de não se esgotar o potencial hidrelétrico disponível nas construções mais antigas e, no caso de usinas à fio d'água, isso é um fator decisivo na avaliação da real capacidade de geração de energia elétrica.

- Avaliação do Circuito Hidráulico:

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 e septos tanto da tomada d'água como da sucção. A recuperação se constitui em eliminar incrustações, deformações e desgastes tanto das partes metálicas como de concreto, diminuindo a rugosidade das paredes e peças.

- Avaliação da Turbina:

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 e a execução de ensaios de rendimento operacional. 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 mesmo, 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, da queda líquida e do rendimento do gerador, para comparar a potência motora à potência produzida e, então, determinar o rendimento da turbina.

- Avaliação do Gerador:

Consiste na análise da idade, das características e do estado de envelhecimento provocado pelos esforços térmicos, elétricos, ambientais e mecânicos (TEAM). Deve-se verificar no prontuário do gerador a existência de sobrecargas imprevistas como excesso de temperatura ou deficiência de construção como desgaste da isolação por efeito corona. Para que a avaliação tenha um alto índice de confiabilidade, deve-se adotar um programa para a avaliação das condições dos componentes do gerador, como: enrolamento do estator, enrolamento de campo, ranhuras do enrolamento do estator, núcleo do estator, rotor, etc.

- Avaliação do 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.

- Avaliação Geral:

Logicamente, não devem ser alteradas 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, devido 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 elevação de potência.

No caso de repotenciação que resulta em modificações na roda da turbina, devem ser examinados também, o circuito hidráulico da casa de força (constituído de tomada d'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). Um acréscimo de vazão que o aumento de potência requer, deverá ocasionar uma sobrepressão maior no conduto forçado.

Equipamentos periféricos, como regulador de velocidade ou sistema de excitação do gerador, devem sofrer modificações específicas neste caso. Em relação aos reguladores, eles podem ser substituídos totalmente por reguladores digitais de última geração, ou mesmo passar por uma adaptação, substituindo algumas peças e acessórios por outros mais modernos, resultando num aumento da confiabilidade e eficiência do sistema.

3.2.1 Repotenciação do Grupo Turbina-Gerador

A reabilitação do grupo turbina-gerador deve ser estudada com detalhes depois de concluída a etapa de diagnósticos e estudos da usina. Assim, é possível verificar as condições reais em que se encontra a usina e qual o tipo de repotenciação é viável para ser efetuada.

A Tabela 16 apresenta as alternativas de repotenciação para o grupo turbina-gerador:

Tabela 16: Alternativas de Repotenciação das Unidades Geradoras (VEIGA, 2001).

Repotenciação	Pot.	Turbina	Gerador	Operação
Mínima	2,50%	Reparo	Reparo	Base
Leve	10%	Reparo (operação no limite)	Repotenciação (cl. isolamento)	Base/Ponta
Pesada	20% 30%	Nova Condição Operação Substituição da Roda	Repotenciação (geral)	Base/Ponta

- Repotenciação Mínima:

A Repotenciação Mínima pode proporcionar ganhos de capacidade da ordem de 2,5%, correspondendo ao reparo da turbina e do gerador. Este reparo é a recuperação dos componentes desgastados, proporcionando a extensão da vida útil do equipamento.

O rotor de uma turbina hidráulica pode estar sujeito a desgaste operacional em função das condições operacionais do hidrogerador, das características de projeto e das propriedades do material empregado na sua construção. A causa mais comum de desgaste de um rotor é a erosão por cavitação. O fluxo de água sobre a pá do rotor de uma turbina hidráulica gera campos de pressão ao longo da superfície da pá. Nas regiões da superfície da pá, onde a pressão atinge valores inferiores à pressão de vapor da água na temperatura de operação da turbina, formam-se bolhas de vapor de água (cavidades). Essas bolhas são conduzidas pelo fluxo até atingirem regiões com pressão superior à pressão de vapor e condensam-se instantaneamente. A partícula de água condensada é projetada abruptamente sobre a superfície da pá. O martelamento gerado, pelo impacto das partículas líquidas sobre as pás do rotor, gera um processo de carregamento operacional do rotor. Essas regiões sofrem solicitações dinâmicas que causam fadiga ocasionando a perda de material da superfície das pás, que é a erosão por cavitação (FILIPPIN; LIRA, 2001). Como as superfícies perdem o seu perfil original e ideal, por apresentarem crateras, o desempenho da turbina fica prejudicado em termos de rendimento (transformação da energia hidráulica em energia mecânica) e de resistência mecânica, além de poder desenvolver um processo de cavitação acelerado. A atividade de reparo aplicada nesse caso é a reposição do material perdido na erosão por cavitação, recompondo o perfil das pás. Essa reposição de material é feita por soldagem a arco elétrico (FILIPPIN; LIRA, 2001).

As outras atividades que contribuem para a recuperação da turbina hidráulica e do gerador seria substituir todos os elementos ou materiais que estiverem apresentando desgastes e aqueles que se tornaram obsoletos. Isto pode implicar em modificações nos eixos e mancais de guia das turbinas, nos enrolamentos de campo e do estator do gerador, no rotor, nos sistemas de ventilação, nas vedações, nas lubrificações, na isolamento dos componentes do gerador e na instrumentação.

A Repotenciação Mínima prevê a continuidade da operação das unidades geradoras sob as mesmas condições originais, normalmente como o projeto elaborado na fase de construção da usina, fornecendo energia de base.

- Repotenciação Leve:

A Repotenciação Leve, que prevê ganhos de capacidade da ordem de 10% de acordo com a ANEEL, consiste em acumular água para operação na ponta ou, se houver condições hidrológicas, na base, operando na capacidade limite de projeto da turbina. Isto exige que seja realizado o reparo da turbina e a verificação da resistência mecânica de componentes.

O próprio processo de soldagem a arco elétrico para repor na turbina o material perdido na erosão por cavitação, insere tensões residuais na região denominada Zona Termicamente Afetada (ZTA). O nível de tensão residual é função do tipo de material de base, do processo de soldagem empregado, da velocidade de resfriamento e da geometria e condições de apoio da estrutura. As tensões residuais reinantes em cada porção de material se somam às tensões de trabalho (tensões operacionais), podendo levar esta região da estrutura à falha mesmo com as cargas operacionais dentro do limite de projeto (FILIPPIN; LIRA, 2001).

As medidas que minimizam falhas como trincas nas pás dos rotores das turbinas são: otimização da faixa de operação, emprego de materiais mais resistentes à cavitação nas recuperações dos rotores, o emprego de processos de soldagem a arco elétrico com menor aporte de calor e o alívio das tensões residuais. O método mais eficiente para aliviar as tensões residuais seria o tratamento térmico localizado, que consiste em aquecer a região a ser aliviada até uma temperatura definida em função das composições do material de base do rotor e do material de adição a ser empregado na soldagem de reparo, por um período de tempo suficiente, para que ocorra uma acomodação desta região sob uma nova condição de equilíbrio isento de tensões, ou pelo menos com menor intensidade (FILIPPIN; LIRA, 2001).

A Repotenciação Leve exige também que o gerador melhore suas condições de isolamento, devido ao seu maior aquecimento na operação. 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. Desta forma, a repotenciação pode implicar na substituição do enrolamento do estator, mudando não só a sua secção condutora, como também a classe de temperatura de B para F que suporta temperatura de 155°C (VEIGA, 2001). Essa mudança permite instalar, na mesma ranhura existente no núcleo do estator, barras com secção maior de cobre e uma secção menor de isolamento com o mesmo poder dielétrico. O enrolamento de campo do gerador, quase sempre suporta um acréscimo de potência da ordem de 20%, sem necessidade de ser substituído. Recomenda-se a modernização do equipamento de excitação por serem constituídos de máquinas rotativas.

Com o aumento da potência gerada, aumenta-se o calor dissipado pelos componentes do gerador, sendo necessário verificar se o sistema de ventilação está de acordo com as modificações realizadas com o processo de repotenciação. O projeto de ventilação deverá sofrer modificações como: inserir ventiladores maiores (sistemas de ventilação do tipo aberto), aumentar o fluxo de água (sistemas de resfriamento à água) ou resfriar a água dos radiadores (sistemas de ventilação do tipo circuito fechado com radiadores).

- Repotenciação Pesada:

A Repotenciação Pesada que, segundo a classificação da ANEEL, prevê ganhos de 20% a 30% na capacidade instalada, corresponde a aproveitamentos onde estudos hidrológicos indicam novas curvas de permanência dos reservatórios e, portanto, novos valores de energia assegurada. Sendo assim, torna-se necessária a substituição da roda da turbina para que ela opere sob novas condições de projeto. O gerador deverá sofrer repotenciação completa, pela troca de classe de isolamento, substituição de enrolamento, chapas de núcleo e, possivelmente, até a substituição do rotor. No caso de ser verificado um valor de capacidade de geração muito superior ao instalado, pode ser viável a troca completa do grupo turbina-gerador.

Pode-se citar como sendo um caso “record” de repotenciação a usina hidrelétrica americana Hoover Dam, cujo ganho de potência chegou a 51% (VEIGA, 2001).

3.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO

A avaliação econômica preliminar de um projeto de repotenciação é feita por índices estatísticos de custos da obra.

A Tabela 17 apresenta os índices referentes ao ganho percentual de potência em quilowatt (kW) e o custo por quilowatt (US\$/kW) de acordo com os itens envolvidos em um processo de repotenciação:

Tabela 17: Custos de Repotenciação (VEIGA, 2001).

Repotenciação	Ganho kW (média)	Custo por kW
Estudos de Projetos		7% da obra
Circuito Hidráulico	Até 1%	US\$ 200
Turbina	2 a 15%	US\$ 300 a 700
Gerador	20 a 30%	US\$ 200 a 600

A reavaliação do potencial hidráulico para verificar a possibilidade de aumentar a capacidade instalada da usina está inserida no item Estudos e Projetos. Se a opção for a reconstrução da usina, devem ser acrescentados os custos das novas estruturas civis, dos novos equipamentos eletromecânicos e dos impactos sócio-ambientais.

Na análise econômica de um projeto de repotenciação devem ser considerados somente os custos que proporcionam ganhos de energia gerada, ou seja, qualquer outro custo da usina que não esteja associado à repotenciação, deve ser tratado separadamente para não inviabilizar o projeto em questão.

O orçamento de um estudo de repotenciação é a etapa principal para que a análise econômica do empreendimento seja precisa e confiável. Para tanto, devem ser detalhadas as quantidades e os custos unitários dos equipamentos e dos serviços da obra de repotenciação. Os custos com as obras civis devem ser levantados com precisão a partir de estudos do projeto proposto. Os custos de equipamentos e serviços devem ser obtidos por pesquisas em empresas da área, 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. Ao custo de aquisição de materiais, devem ser computados os custos de

inspeção, transporte, montagem, supervisão, comissionamento, impostos, taxas e seguros.

Para se realizar a repotenciação em uma usina hidrelétrica é necessário parar as máquinas, significando que durante este tempo não haverá geração de energia elétrica. Se houver a possibilidade de realizar a repotenciação em etapas, indisponibilizando uma máquina de cada vez, a usina consegue manter parte de sua energia gerada. De uma forma ou de outra, a usina acaba perdendo a receita obtida com a comercialização da energia elétrica devido à indisponibilidade da unidade geradora que alimenta o sistema elétrico. Os custos de indisponibilidade devem ser levados em consideração na análise econômica de um projeto de repotenciação.

Entretanto, além do tempo que envolve um processo de repotenciação, deve se considerar o tempo de indisponibilidade das máquinas devido às paradas para as manutenções corretivas e contingências do sistema. Essas paradas indesejáveis na geração de energia elétrica representam um importante índice para se avaliar o momento em que a repotenciação torna-se necessária. A repotenciação deverá diminuir a ocorrência de falhas nas máquinas, diminuindo, conseqüentemente, a indisponibilidade não planejada das mesmas.

Se comparada ao tempo necessário para se construir uma nova usina, a repotenciação apresenta um período de indisponibilidade curto, que pode variar de quatro a nove meses, destacando ainda que o fornecimento de material e os preparativos para a repotenciação podem ser feitos com a usina em operação. Para uma máquina de 100 MW, por exemplo, o custo de indisponibilidade referente a quatro meses, seria de US\$ 10 milhões, para um custo de energia produzida de US\$ 30/MWh (VEIGA, 2001).

No caso da repotenciação de usinas hidrelétricas desativadas, o custo de indisponibilidade não deve ser considerado na análise econômica, já que a usina não estava produzindo energia antes de ser repotenciada. Entretanto, devem ser incorporados no estudo de viabilidade econômica os custos administrativos da usina como operação e manutenção, incluindo mão de obra, energia consumida pela própria usina, materiais de consumo e de manutenção. Além desses, o custo referente às perdas nas linhas de transmissão também pode ser levado em consideração no caso de

usinas que se encontram fora de operação. Neste contexto, as Pequenas Centrais Hidrelétricas apresentam vantagens intrínsecas quando comparadas às grandes usinas, pois se localizam próximas ao centro consumidor, aumentando a oferta de energia com significativa redução dos custos e perdas nas linhas de transmissão, melhorando, assim, a confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência.

A viabilidade econômica de um projeto de repotenciação é verificada quando a receita obtida com o empreendimento é suficiente para resultar em um tempo de amortização do investimento em torno de cinco anos, como tem sido praticado pelos investidores (BERMANN et al., 2004).

As receitas que devem ser contabilizadas na análise econômica são aquelas referentes à comercialização da energia gerada e à comercialização dos créditos de carbono obtidos com a repotenciação.

Para se chegar aos valores referentes à comercialização da energia, deve-se comparar a energia produzida antes e depois da repotenciação. No caso de usinas que encontram-se em operação antes de serem submetidas à repotenciação, desconta-se da nova energia aquela parcela que já vinha sendo produzida anteriormente. Somente a receita obtida com o ganho de energia deverá ser incluída na análise econômica do empreendimento. No caso de usinas que encontram-se desativadas, deve-se considerar na análise econômica a receita obtida com a comercialização de toda a energia produzida.

A outra receita que pode ser obtida com um projeto de repotenciação é através da comercialização dos créditos de carbono que este tipo de empreendimento pode gerar. A repotenciação de usinas hidrelétricas coloca energia limpa e renovável no sistema elétrico, enquanto uma usina termelétrica, por exemplo, gera energia através da queima de combustíveis fósseis que emite gases de efeito estufa (GEEs) na atmosfera. Deste modo, considera-se que o ganho de energia obtido com a repotenciação pode substituir a energia que seria gerada por uma usina termelétrica, contribuindo para o atraso de seu acionamento ou, até mesmo, para a sua desativação. Sendo assim, a emissão de gases de efeito estufa que estaria sendo evitada é convertida em créditos de carbono que, se comercializados, contribuem para a viabilização econômica de projetos de repotenciação.

Os cálculos que compõem a estudo de viabilidade econômica de um projeto de repotenciação são apresentados a seguir. Todas as variáveis de decisão referentes aos custos, receitas, taxas de juros e tempo de retorno são anualizadas:

- Receita Anual Total da Obra de Repotenciação (R_T):

$$R_T = R_{EE} + R_{CC} \quad (2)$$

Onde:

R_{EE} = Receita obtida com a comercialização de energia elétrica (R\$);

R_{CC} = Receita obtida com a comercialização de créditos de carbono (R\$).

- Receita Anual da Comercialização de Energia Elétrica (R_{EE}):

$$R_{EE} = (8760 \times P \times FC \times T_E) + (1000 \times P \times T_D) \quad (3)$$

Onde:

8760 = Número de horas em um ano;

P = Ganho de potência com a repotenciação (MW);

FC = Fator de capacidade;

T_E = Tarifa de venda de energia elétrica (R\$/MWh);

T_D = Tarifa de demanda de energia elétrica (R\$/kW).

- Receita Anual da Comercialização de Créditos de Carbono (R_{CC}):

$$R_{CC} = 8760 \times P \times FC \times FE \times T_C \quad (4)$$

Onde:

FE = Fator de emissão de CO_2e^5 (t CO_2e /MWh) ;

T_C = Tarifa de venda de créditos de carbono (R\$/t CO_2e).

⁵ O CO_2 equivalente (CO_2e) é a representação padrão de crédito de carbono, sendo que todos os outros gases de efeito estufa são convertidos para unidades de massa de CO_2 .

Sendo que o fator de emissão (FE) é calculado por (MCT/ACM0002, 2006):

$$FE = (0,5 \times FE_MO) + (0,5 \times FE_MC) \quad (5)$$

Onde:

FE_MO = Fator de emissão de CO_2 e na margem operacional (tCO_2e/MWh);

FE_MC = Fator de emissão de CO_2 e na margem construtiva (tCO_2e/MWh).

O cálculo do fator de emissão de CO_2 e é apresentado com detalhes no Capítulo 4.

- Custo Total da Obra de Repotenciação (C_T):

$$C_T = C_P + C_E + C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT} + C_I + C_C + C_A \quad (6)$$

Onde:

C_P = Custo de projeto (R\$);

C_E = Custo de repotenciação dos equipamentos eletromecânicos (R\$);

$C_{O\&M}$ = Custo operacional e manutenção (Usina Desativada) (R\$);

C_{TE} = Custo dos tributos e encargos (Usina Desativada) (R\$);

C_{LT} = Custo das perdas em Linhas de Transmissão (Usina Desativada) (R\$);

C_I = Custo de indisponibilidade (Usina em Operação) (R\$);

C_C = Custo com obras civis (Reconstrução) (R\$);

C_A = Custo com impactos ambientais (Reconstrução) (R\$).

O custo de projeto (C_P) representa 7% do custo total, como apresentado anteriormente.

O custo que envolve a aquisição de equipamentos (C_E) deve considerar:

- Impostos: 15%;
- Transporte e Seguro: 5%;
- Montagem e Teste: 10%.

Essas porcentagens incidem sobre preço de venda dos componentes a serem adquiridos (ELETROBRÁS/PCH-COM, 2007).

Para o custo operacional e manutenção ($C_{O\&M}$) e os custos de tributos e encargos (C_{TE}) são adotados os valores apresentados nos Estudos para Licitação da Expansão da Geração, desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em particular o caso da Avaliação Técnica Orçamentária para o Aproveitamento Hidrelétrico Cambuci, sendo estes:

- PIS (Programa de Integração Social) = 1,65% da receita bruta;
- CONFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) = 7,60% da receita bruta;
- CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira) = 0,38% da receita bruta;
- TFSEE (Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica) = 0,5% do valor de referência (R\$ 1,66/kW.ano para a Usina Cambuci);
- P&D (Projeto e Desenvolvimento) = 1% da receita operacional líquida;
- CFURH (Contribuição Financeira para o Uso dos Recursos Hídricos) = 6,75% do valor de referência (R\$ 3,78/MWh para a Usina Cambuci);
- IR (Imposto de Renda) = 25% do lucro antes do imposto de renda anual (LAIR);
- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) = 9,0% do LAIR anual;
- UBP (Uso do Bem Público) = 0,5% da receita bruta;
- O&M (Operação e Manutenção) = R\$ 2,50/MWh;
- TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) = R\$ 2,16/MWh (valor referente à usina Cambuci);
- TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) = R\$ 4,11/MWh (valor referente à usina Cambuci);

O custo referente às perdas em Linhas de Transmissão (C_{LT}) dependerá da localização da usina. Quanto mais próxima a usina estiver do centro de consumo, menor será o índice de perda na transmissão de energia (k). Este custo deve ser considerado tanto nos casos em que a usina encontra-se em operação, quanto desativada antes de ser submetida à repotenciação. Isto se deve ao fato de que qualquer incremento na energia gerada pela usina representará um aumento nas perdas em linhas de transmissão. Sendo conhecido o índice de perdas k , basta multiplicá-lo pela

receita referente à comercialização da energia elétrica que diz respeito apenas ao ganho obtido com a repotenciação da usina, para se obter o custo referente ao que se perde na transmissão de energia elétrica e que deve ser levado em consideração no estudo de viabilidade econômica do empreendimento.

- Tempo de Retorno do Investimento, em anos (n) (HADDAD, 2005):

$$n = \frac{-\ln\left[1 - \left(\frac{C_T}{A} \times i\right)\right]}{\ln(1+i)} \quad (7)$$

Onde:

C_T = Custo total da obra de repotenciação (R\$);

A = Custo anual equivalente do projeto de repotenciação (R\$);

i = Taxa de juros ao ano sobre o investimento.

O valor da taxa de juros, considerados para projetos de repotenciação, seguirá os valores praticados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que seria de 12% ao ano (TJLP – 6,5% a.a + Spread Básico – 3,5% a.a + Spread de Risco – 2% a.a.), que também consta nos cálculos encontrados nos documentos elaborados pela CPFL e pela ELEKTRO que apresentam sugestões para o “Manual Para Elaboração Do Programa Anual De Combate Ao Desperdício De Energia Elétrica Das Concessionárias (PACDEE)”, ciclo 2001/2000 (PACDEE, 2000)”,. O valor da Taxa de Juros a Longo Prazo de 6,5%, capitalizada nos contratos do BNDES, refere-se ao valor anunciado pelo Banco Central para o trimestre de janeiro a abril de 2007 (BNDES/TJLP, 2007).

Da equação (7), conhecendo-se o tempo de retorno (n), o custo anual equivalente (A) pode ser calculado da seguinte forma:

$$A = C_T \times \left(\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right) \quad (8)$$

- Custo da Energia Produzida (CEP):

$$CEP = \frac{A}{8760 \times P \times FC} \quad (9)$$

- Receita por Energia Produzida (REP):

$$REP = \frac{R_T}{8760 \times P \times FC} \quad (10)$$

A viabilidade econômica de uma obra de repotenciação de uma usina hidrelétrica que se encontra em operação é verificada quando o custo da energia produzida (CEP) é menor que a receita por energia produzida (REP).

Quando a repotenciação se tratar de uma usina desativada, deve ser verificado se a parcela anual a ser destinada para a amortização do investimento não é maior do que a diferença entre a receita anual total e os custos anuais da usina referentes à administração, operação e às perdas no transporte de energia, pois quando estes são inseridos no custo total da obra, eles são garantidos apenas para o primeiro ano após a reativação da usina.

Nos anos seguintes, estes custos devem ser supridos através da receita anual da usina composta pela comercialização da energia elétrica e dos créditos de carbono que são obtidos com o projeto de repotenciação. Sendo assim, a variável de decisão que determina a viabilidade econômica do empreendimento passa a ser o custo anual equivalente do projeto (A).

Para que a repotenciação possa ser considerada viável neste caso, é interessante que o tempo de retorno seja de até cinco anos, como vem sendo praticado pelos investidores no mercado atual, e a seguinte condição deve ser respeitada:

$$A < R_T - (C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT})$$

Um aspecto econômico importante a ser considerado são as oportunidades de negócios que envolvem a repotenciação de uma usina hidrelétrica. Os empreendedores de geração de energia elétrica estão submetidos a oportunidades que podem ser classificadas como Mercadológicas e Operacionais.

As Mercadológicas dependem de decisões estratégicas do quanto de sua energia disponível deve ser contratada ou ser mantida livre. A energia livre pode ser negociada no mercado SPOT ou através de contratos bilaterais com outros agentes que, por algum motivo, estejam gerando menos energia do que a contratada (VEIGA, 2001).

As Operacionais permitem uma melhor análise de viabilidade econômica de uma obra de repotenciação, sendo elas:

- Energia Livre: Elevar a capacidade de geração com a repotenciação para obter, em curto prazo, blocos de energia para comercialização no mercado SPOT.
- Reserva de Potência: Conforme norma do Operador Nacional do Sistema (ONS), todo agente de geração deve manter 5% de sua capacidade geradora como reserva. A repotenciação pode ser uma opção para se obter a capacidade reserva.
- Energia de Base: Quando a avaliação hidrológica da usina indicar vazões asseguradas suficientes para aumentar a potência gerada na base, o investimento na repotenciação terá sua maior atratividade.
- Energia de Ponta: Se os estudos hidrológicos não justificarem investimentos em repotenciação para a operação da usina na base, deve-se avaliar a operação da usina somente na ponta. O baixo investimento e o preço da energia na ponta podem tornar interessante o projeto de repotenciação.
- CT-Energ: A repotenciação se enquadra nos projetos de eficiência energética, beneficiados pelo Fundo Setorial de Energia (CT-Energ). O financiamento originado de empresas concessionárias de energia elétrica, num percentual variável de 0,75% a 1% da receita operacional líquida, pode reduzir do tempo de retorno do capital investido na repotenciação.
- MDL: Projetos de repotenciação podem gerar créditos de carbono de acordo com os padrões exigidos pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), contribuindo para a viabilização econômica do empreendimento.

3.4 A REPOTENCIAÇÃO NO CENÁRIO ENERGÉTICO ATUAL

Como apresentado no Capítulo 2, está previsto um crescimento da demanda de energia elétrica para os próximos anos em torno de 5% a.a.. Para atender esse crescimento e afastar a possibilidade de uma crise energética futura o governo está concentrando a expansão da geração na construção das grandes usinas hidrelétricas no rio Madeira: Jirau e Santo Antônio (RO) e da hidrelétrica Belo Monte (PA), localizada no rio Xingú. A primeira fase de Belo Monte (5.500 MW), prevista para 2013; mais as usinas de Santo Antonio (3.150 MW) e de Jirau (3.300 MW), previstas para até 2012, representam 30% do total proposto pelo governo a ser expandido, da ordem de 41.000 MW.

Segundo um artigo publicado no site da Agência Canal Energia no dia 11 maio 2007, o custo das usinas hidrelétricas do rio Madeira deve ser algo em torno de R\$ 43 bilhões, incluindo a construção das duas usinas, eclusas, interligações de interesse restrito e linhas de transmissão. Somente com a transmissão de energia, está previsto um custo em torno de R\$ 10 bilhões (CANAZIO, 2007).

A construção da usina hidrelétrica Santo Antônio deve durar seis anos e dez meses, com o custo do quilowatt instalado em R\$ 4.033,22 e o custo da energia gerada, R\$ 91,58/MWh. O tempo de construção da usina Jirau estima-se que seja o mesmo da usina Santo Antônio, porém o custo do quilowatt instalado será menor, R\$ 3.953,10 e o custo da energia gerada, dependendo da vazão do rio, poderá variar de R\$ 90,33/MWh a R\$ 100,98/MWh (CANAZIO, 2007). A usina Belo Monte, ao final de sua construção, terá uma capacidade instalada de 11.182 MW, com uma energia firme de 4.796 MW médios e o custo de energia gerada está previsto algo em torno de R\$ 48,89/MWh, sem considerar as obras de porto fluvial, eclusas e subestações (SOUSA; REID; LEITÃO, 2006). Entretanto, apesar de serem consideradas essenciais pelo governo para garantir o abastecimento do país a partir de 2012, essas grandes usinas hidrelétricas vêm encontrando barreiras nas questões ambientais.

Segundo informações publicadas no site da Procuradoria Geral da República (PGR) - Ministério Público Federal (MPF), em 16 abr. 2007, o MPF pediu à Vara Federal de Altamira que concedesse liminar, em caráter de urgência, para impedir que

a Eletrobrás apresentasse o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) da usina Belo Monte, antes da edição do termo de referência, que é o documento inicial de qualquer licenciamento ambiental, emitido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). O termo de referência contém todas as questões que devem ser respondidas pelo estudo, mas ainda não havia sido consolidado no caso do licenciamento da usina de Belo Monte. Para o MPF, a intenção da Eletrobrás era a de fazer um licenciamento apenas formal, mudando o escopo do discurso estratégico ao confeccionar o EIA antes da consolidação do termo de referência, alegando que o motivo para isso seriam as “circunstâncias emergenciais” (PGR/MPF/PA, 2007).

No site do Instituto de Estudos Socioeconômicos, em matéria publicada no dia 18 maio 2007, o secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia, Márcio Zimmermann, afirmou que os estudos referentes à usina hidrelétrica Belo Monte estarão concluídos até o final de 2007, para que o licenciamento possa ser obtido em 2008 e a licitação aconteça no início de 2009. Se tudo ocorrer como previsto, Belo Monte entrará em operação a partir de 2014 (LUNA, 2007).

Em relação aos aproveitamentos do rio Madeira, no dia 15 mar 2007, o Ministério Público Federal em Rondônia ajuizou ação civil pública contra o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Furnas Centrais Elétricas pedindo a declaração de nulidade do processo de licenciamento ambiental e do estudo de impacto ambiental (EIA) realizado pela empresa de energia para construção das usinas Jirau e Santo Antônio (PGR/MPF/RO, 2007). O estudo de impacto não teria realizado qualquer análise acerca dos reflexos do empreendimento sobre os usos e costumes das populações indígenas localizadas na área de influência direta e indireta das obras. As comunidades indígenas afetadas pelo empreendimento, bem como as populações ribeirinhas, não teriam sido previamente consultadas, contrariando o que prevêem, respectivamente, a Constituição Federal e a Convenção nº. 169 da Organização Internacional do Trabalho. Acrescentaram ainda, que não houve discussão, durante as audiências públicas realizadas, acerca dos impactos ambientais e socioeconômicos decorrentes da extensão do corredor de linhas de

transmissão de 1.150 km (de Porto Velho – RO até Cuiabá – MT) (PGR/MPF/RO, 2007).

Esta ação do Ministério Público Federal abriu caminho para que o IBAMA reavaliasse o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) das usinas do rio Madeira. Oito técnicos e analistas do IBAMA, responsáveis pela apuração da viabilidade do projeto, descreveram que o EIA estaria “insuficiente”, segundo matéria publicada pela Agência Canal Energia, em 24 abr. 2007 (CANAZIO, 2007). De acordo com o documento apresentado, os principais problemas identificados no EIA foram:

- O reservatório das usinas será o dobro do inicialmente previsto;
- O EIA sugere a possibilidade de um aumento de 54 mil novos habitantes, enquanto o relatório do Ministério Público Federal de Rondônia menciona 100 mil pessoas a mais. O relatório do MPF conclui que esse nível de migração levaria os serviços públicos locais à falência;
- O EIA do empreendimento não leva em conta toda a bacia do rio Madeira, que tem grande influência sobre toda a bacia hidrográfica da Bolívia e peso importante na bacia hidrográfica do Peru;
- O processo de sedimentação do rio Madeira pode ser agravado a jusante dos empreendimentos, podendo cada aproveitamento afetar a vida útil do outro imediatamente a montante, principalmente se a cronologia de implantação de cada aproveitamento for de jusante para montante;
- O EIA confirma que o assoreamento dos reservatórios pode trazer algumas consequências importantes ao meio ambiente e à própria estrutura econômica dos empreendimentos. O material depositado pode alcançar o circuito hidráulico de geração, acarretando dificuldades operativas e comprometendo a durabilidade dos equipamentos hidromecânicos;
- O impacto no fluxo migratório de espécies de grande bagre não foi adequadamente dimensionado. A falta de informações sobre os hábitos da espécie e a importância dela para as populações ribeirinhas, inclusive da Bolívia, poderia levar a um forte impacto na indústria pesqueira da região.

Por esses motivos, os técnicos pediram para Furnas/Odebrecht a reelaboração do EIA, para que o projeto se enquadrasse nas exigências da legislação ambiental.

Enquanto isso não acontecia, a Licença Prévia das usinas ficou vetada, provocando o atraso da licitação das mesmas (CANAZIO, 2007).

Diante desse fato, o governo se manifestou alegando que, se as licenças de rio Madeira não fossem concedidas até julho de 2007, seriam realizados leilões para contratar outras fontes de energia disponíveis para atender a demanda de energia de 2010 a 2012. Segundo informações publicadas no site do Instituto de Estudos Socioeconômicos, em 18 maio 2007, o secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia, Márcio Zimmermann, alertou que a disputa ia ser no preço e ficar entre térmicas a carvão, óleo e gás, resultando em energia elétrica mais cara e mais ofensiva ao meio ambiente (LUNA, 2007).

Entretanto, após polêmicas discussões à respeito do assunto, em 9 jul. 2007 o IBAMA concedeu a licença prévia para as usinas do rio Madeira, com 33 condicionantes a serem cumpridas por Furnas Centrais Elétricas S.A. que, perante o IBAMA, é o único responsável pela implementação dos planos, programas e medidas mitigadoras para os impactos sócio-ambientais decorrentes da construção de Santo Antônio e Jirau.

O Brasil está vivendo um momento decisivo na área energética. Como se pode observar, muitos obstáculos terão de ser transpostos para que seja possível concretizar, em tempo hábil, o modelo de expansão do parque gerador nacional proposto pelo governo. Não se pode negar que existe uma necessidade real e, de certo modo, emergencial, de se construir novos empreendimentos para que seja possível suprir de forma assegurada a demanda de energia elétrica nos próximos anos. Entretanto, a construção de novas usinas envolve muita burocracia, principalmente para a obtenção das licenças, além de demandar maior tempo para ser concluída e investimento mais alto. É neste contexto que a repotenciação de usinas hidrelétricas se apresenta como uma alternativa econômica e ambientalmente viável, de curto prazo de implementação e que não necessita ser submetida a tanta burocracia para se aumentar a oferta de energia elétrica do país.

Um estudo apresentado pela WWF-Brasil em 2004, mostra que no Brasil, das 158 usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW, 67 existem há vinte anos ou mais, como pode ser visto na Tabela 18 (BERMANN et al, 2004):

Tabela 18: Usinas Hidrelétricas com mais de vinte anos e Capacidade Instalada acima de 30MW

Item	Nome	Início de Operação	Rio	UF	Capacidade Instalada [MW]
1	Americana	1909	Atibaia	SP	33,60
2	Ilha dos Pombos (Ilha)	1924	Paraíba do Sul	RJ	167,64
3	Henry Borden - Externa	1926	Pedras	SP	474,00
4	Fontes Novas	1940	Lages (Ribeirão)	RJ	89,25
5	Parigot de Souza	1940	Capivari	PR	247,00
6	Sá Carvalho	1951	Piracicaba	MG	74,10
7	Santa Cecília-Bombeamento	1952	Paraíba do Sul	RJ	34,96
8	Vigário-Bombeamento	1952	Piraí	RJ	90,02
9	Caconde (Graminha)	1952	Pardo	SP	80,40
10	Nilo Peçanha I	1953	Lages (Ribeirão)	RJ	324,70
11	Paulo Afonso I	1955	São Francisco	BA	180,00
12	Itutinga	1955	Grande	MG	48,60
13	Canastra	1956	Santa Maria	RS	44,80
14	Mascarenhas de Moraes	1956	Grande	MG	476,00
15	Americo Renee Cianetti (S. Grande)	1956	Santo Antonio	MG	104,00
16	Henry Borden - Subterrânea	1956	Pedras	SP	427,76
17	Guaricana	1957	Arraial	PR	39,00
18	Armando de S. Oliveira (Limoeiro)	1958	Pardo	SP	32,20
19	Lucas Nogueira Garcez	1958	Paranapanema	SP	70,38
20	Cachoeira Dourada	1959	Paranaíba	GO	724,00
21	Camargos	1960	Grande	MG	45,00
22	Euclides da Cunha	1960	Pardo	SP	108,80
23	Paulo Afonso II	1961	São Francisco	BA	480,00
24	Funil	1962	Contas	BA	30,00
25	Bernardo Mascarenhas (3 Marias)	1962	São Francisco	MG	516,80
26	Pereira Passos	1962	Lages (Ribeirão)	RJ	93,50
27	Armando A. Laydner (Juru Mirim)	1962	Paranapanema	SP	98,00
28	Jacuí	1962	Jacuí	RS	150,00
29	Furnas	1963	Grande	MG	1.216,00
30	Barra Bonita	1963	Tietê	SP	140,76
31	Fumaça	1964	Juquiá Guaçu	SP	36,40
32	Suiça	1965	Santa Maria da Vitória	ES	30,06
33	Funil	1965	Santa Maria da Vitória	RJ	216,00
34	Alvaro de Souza Lima (Bariri)	1965	Tietê	SP	143,10
35	Luiz Carlos B. Carvalho (Estreito)	1969	Grande	SP	1.050,00
36	Ibitinga	1969	Tietê	SP	131,49
37	Souza Dias (Jupia)	1969	Paraná	SP	1.411,20
38	Pr. Castelo Branco (B. Esperança)	1970	Parnaíba	PI	234,00
39	Chavantes	1970	Paranapanema	SP	414,00
40	Júlio de Mesquita Filho	1970	Chopim	PR	44,10
41	Itaúba	1970	Jacuí	RS	500,00
42	Paulo Afonso III	1971	São Francisco	BA	864,00
43	Jaguará	1971	Grande	MG	638,40
44	Porto Colombia	1973	Grande	MG	320,00

Item	Nome	Início de Operação	Rio	UF	Capacidade Instalada [MW]
45	Mascarenhas	1973	Doce	ES	123,00
46	Ilha Solteira	1973	Paraná	SP	3.230,00
47	Passo Fundo	1973	Erexim	RS	220,00
48	Passo Real	1973	Jacuí	RS	250,00
49	Alecrim	1974	Juquiá Guaçu	SP	72,00
50	Volta Grande	1974	Grande	MG	380,00
51	Coaracy Nunes (Paredão)	1975	Araguari	AP	69,10
52	Marimbondo	1975	Grande	MG	1.440,00
53	Mario Lopes Leão (Promissão)	1975	Tietê	SP	264,00
54	Salto Osório	1975	Iguaçu	PR	1.050,00
55	Curuá - Una	1977	Curuá - Una	PA	40,00
56	Apolônio Sales (Moxoto)	1977	São Francisco	AL	440,00
57	Capivara	1977	Paranapanema	SP	640,00
58	São Simão	1978	Paranaíba	MG	2.688,50
59	J. Ermírio de Moraes (A. Vermelha)	1978	Grande	SP	1.380,00
60	Paraibuna	1978	Paraibuna	SP	85,00
61	Paulo Afonso IV	1979	São Francisco	BA	2.460,00
62	Sobradinho	1979	São Francisco	BA	1.050,00
63	Itumbiara	1980	Paranaíba	MG	2.082,00
64	Salto Santiago	1980	Iguaçu	PR	1.992,00
65	Bento M. R. Neto (Foz do Areia)	1980	Iguaçu	PR	251,00
66	T. Sampaio (Emborcação)	1982	Paranaíba	MG	1.191,68
67	Nova Avanhandava	1982	Tietê	SP	302,40
TOTAL [MW]					34.374,70

Isso representa um potencial de 34.734,7 MW passível de repotenciação. Como mencionado anteriormente, é possível se obter um ganho na capacidade instalada de 2,5% com repotenciação mínima, 10% com repotenciação leve e de 20% a 30% com repotenciação pesada. Do potencial passível de repotenciação, isso representa um ganho de 868,4 MW com repotenciação mínima, 3.473 MW com repotenciação leve e, em média, 8.600 MW com repotenciação pesada, como mostra a Figura 4.

As usinas do rio Madeira totalizam 6.450 MW de potência instalada a serem acrescentados no sistema elétrico brasileiro. Se fosse realizada a repotenciação pesada nas usinas hidrelétricas com mais de vinte anos, estima-se ser possível obter um ganho equivalente, porém com um tempo de implementação mais curto, menor investimento e com características sócio-ambientais que podem tornar o empreendimento ainda mais interessante.

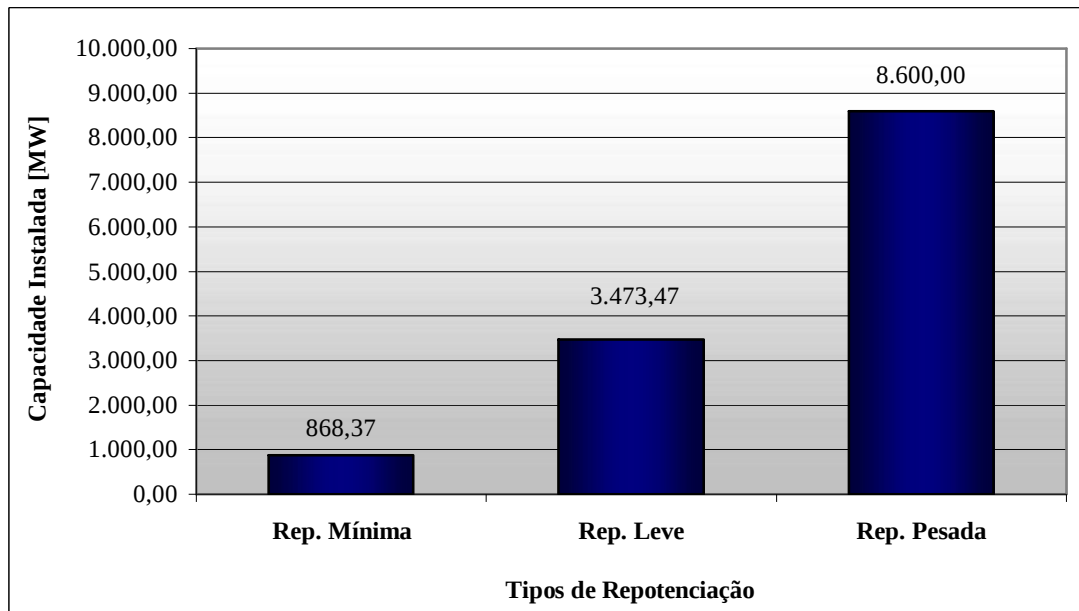


Figura 4: Ganhos de Potência em Função do Tipo de Repotenciação

Fabricantes de equipamentos, como a Voith-Siemens e a Alstom, estimam que o custo do quilowatt referente à repotenciação varia entre US\$ 200 e US\$ 1.500, que nos dias de hoje seria entre R\$ 400 e R\$ 3.000, o que significa um potencial de negócio nessa área, que pode atingir R\$ 26 bilhões, considerando a repotenciação de 8.600 MW (BERMANN et al., 2004). O custo do quilowatt referente à construção das usinas do rio Madeira é algo em torno de R\$ 4.000, sendo que o total da obra está estimado em R\$ 43 bilhões. Para nível de comparação, a repotenciação representaria uma economia de 40% no investimento, para agregar ao sistema elétrico 30% a mais de potência com relação às usinas do rio Madeira.

Esses dados ainda não levam em consideração o potencial a ser explorado referente às Pequenas Centrais Hidrelétricas, objeto do estudo de caso deste trabalho. Como mencionado no Capítulo 2, um grande número de PCHs existentes no Brasil foram construídas há mais de vinte anos. Em 1930, existiam 519 PCHs em operação. Hoje, somente 281 estão em atividade. Durante todos esses anos que se passaram, PCHs foram construídas, porém muitas delas foram desativadas. Estima-se que existam 600 PCHs desativadas no país que se repotenciadas podem agregar mais 120 MW ao parque gerador nacional (TIAGO et al., 2006). A repotenciação deste tipo de empreendimento deve ser levada em consideração, devido à idade dessas usinas, o

grande número de centrais fora de operação e às vantagens que este tipo de empreendimento apresenta.

Segundo um trabalho realizado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos - CGEE (Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia, 2003), é possível adicionar 680 MW de capacidade ao parque gerador apenas com a repotenciação e reativação das PCHs antigas existentes no Brasil. Apesar de representar um potencial pequeno, se comparado com os resultados obtidos para a repotenciação de grandes centrais hidrelétricas, deve-se considerar que as PCHs encontram-se próximas aos centros consumidores, reduzindo as perdas nas linhas de transmissão e melhorando a confiabilidade do sistema, possuem diversos incentivos governamentais e causam menor impacto ambiental, encontrando menos barreiras para obter os licenciamentos necessários para entrar em operação. A matéria publicada em 16 maio 2007 no site da Agência Canal Energia, aponta que o mercado de PCHs tem potencial para atrair investimentos de R\$ 28 bilhões relacionados a 8.300 MW autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica. O país tem mais cerca de 15.000 MW de potencial de exploração por PCHs ainda sem permissão (CANAZIO, 2007).

Os impactos ambientais causados pela repotenciação de uma PCH são pequenos se comparados às grandes centrais e, em muitos casos, podem ser até inexistentes, pois a infra-estrutura das usinas já existe e mesmo os impactos negativos advindos de sua construção já foram amortizados no decorrer dos anos. O Estudo de Impacto ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto no Meio Ambiente (RIMA) necessários para que um novo empreendimento consiga o licenciamento ambiental, pode implicar em investimentos altos (da ordem de dez a vinte milhões de reais) e longo tempo de execução (um a dois anos) (DARZÉ, 2002). A repotenciação não precisa perder tempo nem dinheiro com as questões ambientais, pelo contrário, no mercado de carbono, considerando que a tarifa de comercialização está em torno de US\$ 5,00/tCO₂e, a repotenciação e reativação das PCHs existentes no Brasil podem gerar uma renda anual de R\$ 30 milhões, que contribui para diminuir o tempo de amortização do capital investido no projeto (LOCKWOOD, 2007). A tendência é que ocorra uma valorização dos créditos de carbono nos próximos anos em virtude da constante evolução dos problemas ambientais em todo o mundo. Mesmo projetos de construção

de PCHs, principalmente de usinas à fio d'água, podem gerar créditos de carbono, por se levar em consideração que impactam menos o meio ambiente e que a energia gerada por essas usinas pode substituir a energia que estiver sendo gerada por uma usina termelétrica.

A repotenciação se enquadra nos projetos beneficiados pelo Fundo Setorial de Energia (CT-Energ). Esse fundo é destinado a financiar programas e projetos na área de energia, com especial ênfase na área de eficiência energética no uso final, como comentado anteriormente. A proposta em questão procura aprimorar o mecanismo de incentivo à Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) adotado pela ANEEL nos contratos de concessão, ampliando sua abrangência setorial. O financiamento origina-se de empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, num percentual variável de 0,75% a 1% da receita operacional líquida. Uma parcela desses recursos será repassada ao Ministério da Ciência e Tecnologia e administrada pelo Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) (Lei nº. 9.991, de 24 jul. 2000) (MCT/FINEP, 2007).

Projetos de repotenciação de grandes e pequenas hidrelétricas podem obter financiamento a partir do BNDES e do FINEL. O BNDES financia até 40% de todo o investimento em repotenciação, incluindo bens e serviços (VEIGA, 2001). O Fundo de Financiamento da Eletrobrás (FINEL) financia até 80% do investimento em repotenciação de unidades geradoras e de transmissão existentes e eventuais aumentos da capacidade de transmissão/transformação para o escoamento do incremento de potências a ser disponibilizado (ELETROBRÁS/FINEL, 2007).

Apesar dos incentivos existentes para este tipo de empreendimento, o governo considera que a repotenciação e a modernização das usinas existentes podem agregar pouco em termos de energia assegurada ao sistema (PDEEE, 2006). No momento em que o mundo volta sua atenção para as questões ambientais, 30% do planejamento para a expansão da geração está concentrado na construção de grandes usinas hidrelétricas e termelétricas que provocam graves impactos sócio-ambientais, como serão mencionados no Capítulo 4. Sem dúvida, para o governo é mais viável investir em duas ou três grandes obras que podem gerar ganhos de energia significativos, ao invés de se responsabilizar pela administração de 67 pequenas obras que proporcionariam o

mesmo resultado. Diante desta situação, o governo deveria estudar melhores estratégias para que empreendimentos como a repotenciação de usinas se tornassem mais atrativos a investidores privados e, desta forma, o meio ambiente e a sociedade pudessem ser beneficiados.

O Brasil nada teria a perder se fosse realizada a repotenciação de usinas hidrelétricas, incluindo as PCHs. Como já existe toda a infra-estrutura, têm-se as linhas de transmissão e não há problemas com impactos ambientais, qualquer ganho de energia seria uma solução sustentável a custos econômicos favoráveis para o sistema elétrico. Principalmente no caso das PCHs, que representam uma importante contribuição à redução de perdas no transporte de energia elétrica. No site da Agência Carta Maior, em 20 maio 2007, foi publicado que estas perdas hoje no sistema elétrico, desde a geração até a tomada do consumidor final, são de 15% (GLASS, 2007). Conforme os dados referentes ao ano de 2004, perde-se o correspondente a 58 milhões MWh por ano em linhas de transmissão. Se o Brasil adotasse um índice de perdas de 6%, considerado como padrão internacional, o sistema elétrico teria um acréscimo de disponibilidade de energia elétrica de 35 milhões MWh por ano (GLASS, 2007).

A diminuição das perdas na transmissão de energia elétrica, pode ser obtida com o melhor isolamento das linhas, com a substituição de equipamentos antigos ou defeituosos (como transformadores) e com a localização das unidades geradoras mais próximas ao centro de consumo, como é o caso das PCHs. Essas medidas representam um baixo custo de investimento para se obter um ganho de energia em torno de 4.000 MW no parque gerador, mais do que o adquirido com a construção de Jirau ou Santo Antônio.

Porém, tanto a repotenciação de usinas hidrelétricas quanto a manutenção nas linhas de transmissão, implicam em indisponibilidade de energia no sistema elétrico e, por esse motivo, devem ser muito bem planejadas. Atualmente, o Brasil apresenta uma capacidade de geração de energia elétrica maior do que a demanda, como foi apresentado no Capítulo 2. Consome-se, atualmente, 51% da capacidade total instalada no parque gerador nacional. Este fato até colabora para que usinas termelétricas fiquem fora de operação, já que o custo da energia gerada e o impacto ambiental são maiores quando se trata deste tipo de empreendimento. Entretanto, pelo fato de se ter

uma matriz elétrica predominantemente com base nos recursos hídricos, a geração sofre muita influência dos fatores climáticos que determinam períodos de seca e de cheias dos rios. Por este motivo é que, atualmente, não se pode garantir pela potência instalada no parque gerador que existe uma grande folga no sistema elétrico quanto ao suprimento da demanda de energia no país, pois a energia firme das usinas hidrelétricas, muitas das vezes, é um valor bem abaixo do que a sua potência instalada. Daí a necessidade de se fazer um estudo detalhado das condições de operação do sistema elétrico, da capacidade de geração das usinas e do consumo de energia elétrica no país, para se determinar a flexibilidade do sistema quanto à indisponibilidade de unidades geradoras antes de se decidir por submetê-las a um processo de repotenciação.

Com o crescimento de demanda previsto para os próximos anos, juntamente com os obstáculos ambientais que possivelmente irão atrasar a construção das usinas que são prioridades na expansão do parque gerador, a repotenciação das usinas hidrelétricas do país deveria ser planejada para que pudesse ser realizada sem demora. Seria uma opção bastante viável, tanto nos aspectos econômicos quanto ambientais, para tentar suprir o consumo de energia e evitar que, em um futuro próximo, o Brasil enfrente uma crise no setor elétrico. Dentro desta filosofia, a repotenciação de PCHs representam uma contribuição importante para que o crescimento do Sistema Elétrico Brasileiro respeite as condições de sustentabilidade tão discutidas atualmente.

4 ASPECTOS AMBIENTAIS DA REPOTENCIAÇÃO

Este capítulo tem por objetivo analisar os principais aspectos ambientais que envolvem a repotenciação de usinas hidrelétricas, atentando para a posição de destaque que as questões ambientais vêm adquirindo em todo o mundo, tornando-se uma das principais variáveis de decisão que podem influenciar diretamente no crescimento econômico, tecnológico e, inclusive, social de uma nação.

4.1 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E O MEIO AMBIENTE

A geração de energia elétrica, na maioria dos casos, implica em degradação do meio ambiente. Dependendo do empreendimento, os impactos ambientais negativos adquirem maiores ou menores proporções, mas não deixam de existir. Entretanto, algumas usinas causam seus maiores impactos no período de sua construção, enquanto outras também são agressivas durante todo o período de operação. Neste contexto, são apresentados a seguir os principais aspectos que envolvem a geração de energia elétrica quanto aos impactos ambientais que os empreendimentos podem provocar e a legislação ambiental, que atualmente tem sido extremamente rigorosa, dificultando ou, até mesmo, impedindo que novas usinas sejam construídas.

4.1.1 Crescimento Econômico e Desenvolvimento Sustentável

O cenário mundial tem voltado sua atenção para as questões ambientais que têm representado uma ameaça ao futuro do planeta. Em 2001 a Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) publicou relatório concluindo que a temperatura média da superfície subiu de 0,4 a 0,8°C a partir de 1860, que o nível dos oceanos subiu de dez a vinte centímetros no século XX, que a precipitação de chuvas em muitas regiões continua aumentando, a cobertura de neve e gelo sobre os continentes continua decrescendo, e que está havendo mudanças nos padrões de circulação da

atmosfera bem como aumento do número de eventos climáticos extremos (INATOMI; UDAETA, 2005).

Problemas como o aquecimento global, desastres ecológicos, populações vivendo em condições subumanas, tem alertado o mundo todo da necessidade de se quebrar paradigmas e buscar, sem perda de tempo, a proteção e manutenção dos sistemas naturais que ainda restam, para se garantir a própria vida. Profundas mudanças devem ocorrer nos sistemas de produção, na utilização dos recursos naturais e na organização da sociedade.

Não é difícil identificar que os problemas ambientais estão intimamente ligados ao desenvolvimento econômico. O capitalismo estimula o crescimento econômico exagerado, implicando, na maioria das vezes, na exploração descontrolada dos recursos naturais, uso de tecnologia em larga escala e consumo desenfreado. O desperdício e a degradação do meio ambiente acabam fazendo parte deste cenário, de modo que a água e o ar já vêm sendo tratados como recursos naturais em “extinção”. O fato de que sem os recursos naturais não existirá vida, levou o mundo a pensar na questão da sustentabilidade do desenvolvimento, exigindo uma revisão das estratégias e tecnologias adotadas pelos países e dos padrões de consumo e estilos de vida da sociedade moderna (DARZÉ, 2002).

O termo desenvolvimento sustentável pode ser entendido como sendo o desenvolvimento que satisfaz as necessidades das gerações presentes, sem afetar a capacidade das gerações futuras de também satisfazerem suas próprias necessidades. Admitindo-se que os recursos naturais formam uma base necessária e indispensável para a economia, bem como para a vida das gerações presentes e futuras, o desenvolvimento sustentável deve buscar qualificar o crescimento e reconciliar o desenvolvimento econômico com a necessidade de se preservar o meio ambiente.

Neste contexto, o crescimento acelerado da demanda de energia elétrica, como resposta ao desenvolvimento econômico em contínua ascensão, exige a expansão do parque gerador nacional para que no futuro não ocorra uma crise no setor. Para que o planejamento seja feito de forma sustentável, devem ser consideradas tanto as características técnicas-econômicas, quanto os impactos sócio-ambientais que o empreendimento energético pode provocar.

4.1.2 Impactos Ambientais de Usinas Hidrelétricas

No Brasil, os projetos hidrelétricos assumem especial importância por representar a base do suprimento energético nacional, sendo que 75% da capacidade total instalada são provenientes de usinas hidrelétricas de grande porte situadas, na sua maioria, distantes dos centros consumidores.

As obras hidrelétricas, de uma forma geral, produzem grandes impactos sobre o meio ambiente, que são verificados ao longo e além do tempo de vida da usina e do projeto, bem como ao longo do espaço físico envolvido. Os impactos mais significativos e complexos ocorrem nas fases de construção e de operação da usina.

A hidroeletricidade é considerada a melhor solução técnica e econômica, em face dos riscos ambientais e dos custos, se comparada com a energia nuclear. Sendo também a melhor alternativa de geração elétrica quando comparada com a termoeletricidade a combustíveis fósseis, pois tem como vantagens o fato de ser renovável e disponível no país a menor custo (SOUSA, 2000).

Os empreendimentos hidrelétricos são encarados pela sociedade como um mecanismo capaz de elevar, através da oferta de energia, a qualidade de vida da população. Entretanto, é preciso lembrar que esses empreendimentos também apresentam desvantagens e podem impactar negativamente o ambiente em que estão inseridos. Por isso, é importante que haja uma gestão ambiental desde as fases iniciais do projeto, passando pela etapa de construção e que continue ao longo da vida útil da usina; a fim de minimizar os efeitos negativos e maximizar os benefícios do empreendimento.

Os impactos sócio-ambientais negativos decorrentes da construção de grandes usinas hidrelétricas são (REIS, 2001; MALDONADO et al, 2005; PELLEGRINI; SCOLA, 2005):

- Início ou aceleração dos processos erosivos, devido aos movimentos naturais do espelho do reservatório nas fases de enchimento do lago e de operação do empreendimento;
- Perda de habitat, tanto da fauna terrestre quanto na fauna aquática, devido às obras civis e à construção do reservatório.

- Alterações na fauna aquática a montante da barragem, causada pela diminuição da correnteza, pela diferença de temperatura entre o fundo do lago e a superfície do lago que propiciam a proliferação de matérias orgânicas e vegetais, que em decomposição causam a diminuição do oxigênio da água;
- Alteração na qualidade da água do reservatório, que ocorre por causa da decomposição orgânica mencionada anteriormente, favorecendo a emissão de gases de efeito estufa como o dióxido de carbono e o metano e gerando compostos nocivos à saúde humana, aumentando o risco de doenças de natureza endêmica;
- Desprendimento de Metano na atmosfera, que é um gás de efeito estufa vinte vezes mais agressivo do que o gás carbônico (CO_2), devido à matéria orgânica em decomposição no fundo do reservatório;
- Comprometimento de rotas migratórias, relacionado à barreira física introduzida com a implantação da barragem que cria um fator de isolamento para populações e espécies aquáticas que antes viviam em contato e impede ou dificulta a piracema de algumas espécies de peixes;
- Interferências de áreas de autorização e concessões minerais com reservatório;
- Grandes quantidades de terras cultiváveis, sítios históricos e reservas ambientais submersas pela construção do reservatório;
- Deslocamento compulsório das populações ribeirinhas, promovido pelas obras de instalação da usina, que na maioria das vezes é acompanhado por compensações financeiras irrisórias ou inexistentes e o processo de reassentamento, não assegura a manutenção das condições anteriores de vida dessas pessoas;
- Construção de linhas de transmissão sobre as florestas e reservas ecológicas;
- Intensificação do tráfego nas rodovias vicinais que afluem à região de implantação da usina, danificando as estradas e aumentando a produção de gases de efeito estufa oriundos de veículos automotores;
- Geração de expectativas em relação à implantação da usina, causando mudança na rotina das comunidades locais;

- Comprometimento da pesca local devido aos impactos sofridos pela fauna aquática em função da construção do reservatório.

Porém, existem impactos sócio-ambientais positivos referentes a este tipo de empreendimento, que não podem deixar de ser mencionados:

- Alteração das arrecadações municipais, devido à contratação de trabalhadores que consumirão bens e serviços locais, potencializando a expansão do setor terciário;
- Alterações ao mercado de trabalho que se refere à geração de postos de trabalho durante e após a implantação do empreendimento.
- Aumento da oferta de energia elétrica à região;
- Interferências com o lazer, onde o rio pode ser usado como balneário, além de incentivar a pesca recreativa, tornando o sistema um local apreciado pela população.

A construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), sem dúvida, também causa impactos sócio-ambientais negativos, porém em proporções menores. O fato de o reservatório apresentar dimensões menores, muitos dos impactos mencionados anteriormente são amenizados e, se for ainda consideradas as PCHs à fio d'água, alguns deles passam a ser até inexistentes. Os impactos referentes às linhas de transmissão também são minimizados pelo fato de que a maioria das PCHs encontra-se próximas ao centro consumidor.

Empreendimentos hidrelétricos são considerados uma alternativa sustentável para a geração de energia elétrica, porém os impactos sócio-ambientais podem vir a ser tão graves e irreversíveis que, muitas das vezes, chegam a ser inviabilizados, principalmente, as usinas de grande porte.

4.1.3 Impactos Ambientais de Usinas Termelétricas

As usinas termelétricas apresentam impactos predominantemente ligados às emissões atmosféricas, diferente das hidrelétricas onde a maior parte dos danos se relaciona com impactos diretos sobre os ecossistemas terrestre e aquático, como por

exemplo, alterações no fluxo do rio, a criação de uma barragem, entre outros. (REIS, 2001).

No caso da geração a partir de termelétricas pode-se ter vários tipos de combustíveis associados, como óleo, gás natural, carvão, biomassa, etc. Sendo assim, os impactos podem ser definidos, particularmente, em cada um desses casos. As termelétricas convencionais produzem energia a partir da queima em caldeira de carvão, óleo combustível ou gás natural. Em geral, essas usinas são instaladas próximas a leitos de rios ou mar, pois a água é utilizada no processo de condensação do vapor. Isto acarreta na elevação da temperatura da água onde as termelétricas são instaladas, que é devolvida mais quente, comprometendo a fauna e a flora da região, além de aumentar também a temperatura média local (INATOMI; UDAETA, 2005).

Os combustíveis fósseis utilizados para a geração de energia elétrica são fontes emissoras de gases poluentes, principalmente de CO₂, que contribui em 55% para o aquecimento global do planeta, considerado atualmente, o problema ambiental de maior relevância no mundo inteiro (BERMANN et al., 2004).

Segundo o relatório emitido pelo IPCC em 2001, o aumento da concentração de determinados gases poluentes, denominados Gases de Efeito Estufa (GEE), na atmosfera poderá desencadear um aumento na temperatura média do planeta entre 1,4°C e 5,8°C nos próximos cem anos, causando impactos econômicos, sociais e ambientais que afetarão os países do mundo todo (ROCHA, 2003).

A presença de enxofre (S) e dióxido de enxofre (SO₂) nas composições do óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral, utilizados para a geração de energia elétrica, acarretam efeitos locais e regionais de acidificação atmosférica, dos solos e das águas.

As usinas térmicas a combustíveis fósseis também emitem na atmosfera os Hidrocarbonetos (HC), que são gases e vapores 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, provocando asma, rinite, etc. Podem vir a causar dano celular, sendo que diversos hidrocarbonetos são considerados cancerígenos e com capacidade de causar mutação na molécula de DNA que não é reparada no momento da replicação celular, sendo passada para as gerações seguintes. Os hidrocarbonetos e óxidos de nitrogênio (NO_x) reagem na atmosfera,

principalmente com a incidência da luz solar, formando um conjunto de gases agressivos denominados oxidantes fotoquímicos (BERMANN et al., 2004). O ozônio (O_3), o mais importante dos oxidantes fotoquímicos, 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 (BERMANN et al., 2004).

A Tabela 19 apresenta a emissão atmosférica de alguns gases poluentes derivados da queima de combustíveis em usinas termelétricas:

Tabela 19: Emissões Atmosféricas: Central Termelétrica 1.000 MW (VEIGA, 2001).

Combustível	Qtde	Emissões Atmosféricas Anuais
Carvão (1% S)	2.500.000 t	40.000 t SO_2 30.000 t NO_x 7.400.000 t CO_2 1.500 t MP (cinzas volantes) 400.000 t MP (cinzas pesadas)
Óleo Combustível (3% S)	2.000.000 t	80.000 t SO_2 14.000 t NO_x 5.700.000 t CO_2 5.400 t MP (cinzas volantes) 200.000 t Gesso (dessulfurizado)
Gás Natural	2.000.000 t	20 t SO_2 15.000 t NO_x 4.400.000 t CO_2 150 t MP (cinzas volantes)

S - Enxofre SO_2 - Dióxido de Enxofre NO_x - Óxido de Nitrogênio

CO_2 - Dióxido de Carbono MP - Matéria Particulada

As usinas nucleares são consideradas como sendo usinas termelétricas, porém usam materiais radioativos que, por fissão, geram energia elétrica. Deve-se considerar que este tipo de usina apresenta riscos ao meio ambiente e à sociedade considerados de

alta gravidade, caso ocorram falhas de operação ou manutenção que provoque o vazamento do material radioativo.

Um dos grandes problemas ambientais ocasionados pelas usinas nucleares é o lixo atômico. Trata-se dos resíduos que decorrem do funcionamento normal do reator: elementos radioativos que "sobram" ou que ficam radioativos devido ao fato de entrarem em contato, de alguma forma, com o reator nuclear. O termo mais adequado é "rejeito radioativo", pois são rejeitados até pelo "lixo" por serem materiais que emitem radiação de alto risco e que não podem ser reutilizados (CARDOSO, 2007).

O combustível nuclear altamente radioativo é retirado do reator e armazenado em piscinas de resfriamento no interior da própria usina. Contudo, embora diversos métodos de destinação tenham sido discutidos durante décadas, incluindo o envio para o espaço, ainda não há solução para o rejeito radioativo. A maioria das "soluções" atualmente propostas para a disposição final do rejeito radioativo envolve seu enterro no subsolo numa embalagem especial com proteção resistente o bastante para impedir que sua radioatividade escape.

Mundialmente são gerados 10.000 t/ano de resíduos radioativos. Os EUA dispõem de Yucca Mountain, local capaz de estocar 70.000 toneladas ao custo de 15 bilhões de dólares. Para que a energia nuclear substituísse o petróleo como combustível para geração elétrica seria necessário que sua participação aumentasse até 30% em meados de 2020, com isto a geração de resíduos chegaria a 40.000 t/ano. Grande parte desse rejeito permanecerá radioativo por milhares de anos, deixando uma herança mortal para as futuras gerações, sendo que o grande desafio é como mantê-lo em condições seguras e invioláveis por tanto tempo (CARDOSO, 2007).

4.1.4 Impactos Ambientais da Repotenciação de Usinas Hidrelétricas

Atualmente, a principal barreira à construção de empreendimentos energéticos tem sido o licenciamento ambiental. Muitos projetos são inviabilizados pelos impactos agressivos que causam ao meio ambiente. Por este motivo a autorização de projetos de construção de novas usinas depende da criação e implementação de programas

ambientais com o objetivo de prevenir, compensar ou mitigar os principais impactos negativos previstos.

Se ao invés de construir novas usinas for realizada a repotenciação e reativação das usinas já existentes, eleva-se a oferta de energia elétrica do sistema, com impactos negativos menores ou mesmo inexistentes (MALDONADO et al., 2006).

Considerando que as usinas a serem repotenciadas existem há mais de vinte anos, a maioria dos impactos provocados no período da construção já foi absorvida pela natureza no decorrer dos anos, de modo que a fauna e a flora já estão readaptadas ao ambiente da usina, a emissão dos gases de efeito estufa pelo reservatório é considerada nula e não existe a necessidade de deslocamento compulsório da população.

Caso não haja interferência no nível do reservatório, como acontece no caso de repotenciação do tipo reabilitação, são afastadas as hipóteses de novos processos erosivos à margem do lago, de novas decomposições orgânicas que afetam a qualidade da água e de inundações de terras cultiváveis, matas nativas, etc. Este tipo de repotenciação é o mais praticado em usinas de grande porte, por não causar nenhum impacto ambiental, já que qualquer alteração no reservatório de uma grande usina implicaria em graves impactos e custos elevados que poderiam inviabilizar a obra.

Projetos de repotenciação que resultam na reativação de usinas sem interferir no nível do reservatório, como é apresentado no estudo de caso de uma PCH realizado neste trabalho, também representa uma opção que não agride o meio ambiente além de gerar expectativas, aumentar as arrecadações municipais, gerar novos empregos à comunidade, incentivar o turismo, a pesca recreativa, afetando positivamente a economia local. Nas usinas podem ser desenvolvidos projetos educacionais para a população em parceria com instituições municipais, abordando temas como: piscicultura, agricultura, preservação ambiental, preservação das espécies em extinção, uso racional de energia elétrica, uso racional da água, entre outros. Projetos educacionais voltados para a conscientização sobre a importância da preservação e do uso racional dos recursos disponíveis são fundamentais para se diminuir a necessidade da expansão dos sistemas, economizando nos custos das obras, custos operacionais, minimizando os impactos ambientais e socioculturais, e melhorando a qualidade de vida da população.

A repotenciação do tipo reconstrução, mais praticada em pequenas centrais, pode causar impactos, o que implicaria na necessidade da elaboração de um Relatório Ambiental Simplificado (RAS) e, possivelmente, um novo EIA para que a usina adquira um novo licenciamento de operação (VEIGA, 2001).

4.1.5 Legislação e Licenciamento Ambiental

A Constituição Federal de 1998 é tida como um grande marco na mudança de concepção sobre o meio ambiente. Ela consagra o direito de todos os brasileiros ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, enfatizando o papel do cidadão na sua proteção e gestão.

A participação dos cidadãos e das organizações da sociedade civil em defesa do meio ambiente ocorre através do processo de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) e dos meios judiciais (Ação Civil Pública - ACP e Ação Popular - AP) que permitem a proteção do meio ambiente como de interesse difuso. A AIA inclui os procedimentos que vão desde os estudos de impacto até a audiência pública (DARZÉ, 2002).

Quanto aos recursos hídricos, a Lei nº. 9.433 de 08 jan. 1997 estabeleceu a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) como complementar à Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), estabelecida pela Lei nº. 6.938 de 31 ago. 1981, cujo objetivo principal é estabelecer a compatibilidade do desenvolvimento econômico social com a preservação da qualidade do meio ambiente e do equilíbrio ecológico (VEIGA, 2001). Um dos objetivos da PNRH é assegurar à atual e às futuras gerações a necessária disponibilidade de água, em padrões de qualidade adequados aos respectivos usos e a utilização adequada e racional dos recursos hídricos visando o desenvolvimento sustentável.

Deste modo, a Constituição Brasileira prevê que para assegurar a efetividade do direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado compete ao Poder Público exigir, na forma da lei, que seja realizado um rigoroso processo de licenciamento ambiental para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, como no caso da construção de usinas hidrelétricas (SOUSA, 2000).

As etapas do licenciamento ambiental referente à construção de uma usina hidrelétrica, podem ser divididas em (DARZÉ, 2002):

- Estudo de Inventário: Realiza-se o levantamento dos dados da bacia hidrográfica e carbonífera, para se determinar o potencial hidráulico do recurso hídrico e a sua forma de aproveitamento. Devem-se selecionar adequadamente as áreas de implantação mais favoráveis, levando em conta os impactos sobre as demais atividades associadas (áreas de inundação, áreas de preservação, reservas indígenas, mineração, transporte, etc.).
- Estudo de Viabilidade do Projeto: Nesta etapa devem ser elaborados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto no Meio Ambiente (RIMA), de caráter obrigatório segundo a Resolução nº. 001 de 23 jan. 1986 instituída pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). No EIA-RIMA devem constar todos os Programas Básicos Ambientais (PBAs) e as condicionantes que deverão ser implementadas para a submissão ao órgão fiscalizador competente (IBAMA ou órgão estadual). É nesta etapa também que todos os agentes envolvidos (comunidades, ONGs, governos, assembleias legislativas, etc.) tem participação direta no processo através das audiências públicas obrigatórias.

O financiamento de projetos por entidades governamentais brasileiras fica condicionado, com o Decreto 99.274/90, ao licenciamento ambiental. Isto pode ser observado via junção do preceito constitucional e dos preceitos da legislação ordinária (Leis 6.803/80 e 6.938/81) e, somente após a aprovação dos referidos estudos, o projeto poderá ir a leilão (VEIGA, 2001).

Para assinar a concessão, o vencedor deve ter a Licença Prévia (LP) concedida pelo órgão fiscalizador com base nos EIA-RIMA. Para iniciar as obras, o concessionário precisa da Licença de Instalação (LI), a qual é expedida pelo órgão fiscalizador mediante a verificação da evolução adequada da implementação dos PBAs, iniciados na etapa denominada “Projeto Básico” do empreendimento. Após a conclusão das obras, o investidor parte para a Licença de Operação (LO) que permitirá o enchimento do reservatório e o início da operação da usina. Durante a operação, deverá ser avaliado o desempenho dos equipamentos antipoluentes e dos programas

ambientais implantados. É importante destacar que, ainda que sejam cumpridas todas as exigências previstas no EIA-RIMA, o investidor ainda fica sujeito a ações judiciais (ACP e/ou AP) que venham a impedir ou postergar o recebimento de qualquer das licenças.

As licenças expedidas têm prazo de validade limitado. Uma vez expirado o prazo, será necessária a solicitação de uma prorrogação (nos casos da LP e LI) ou de uma renovação (no caso da LO) da licença junto ao órgão ambiental competente. O artigo 18º da Resolução 237/97 do CONAMA, que regulamenta para todo o território nacional os procedimentos para o Licenciamento Ambiental, define que o órgão ambiental competente estabelecerá os prazos de validade para cada tipo de licença.

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, correspondendo à expansão dos sistemas de suprimento no curto e médio prazo (VEIGA, 2001).

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.

No Brasil, não existe no PMDA orientação específica para obras de repotenciação de usinas. Devem ser seguidas as diretrizes da regulamentação em vigor para novos empreendimentos. Todo acréscimo de geração deve ser registrado e autorizado pela ANEEL. As Resoluções da ANEEL que se aplicam à repotenciação de grandes e pequenas centrais hidrelétricas são (COMASE/LAISE, 2007):

- A Resolução ANEEL 395/98 (04 dez. 1998, DOU 07 dez. 1998) - estabelece 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 hidrelétricas e declara de utilidade pública, para fins de desapropriação, das áreas necessárias à implantação de instalações de geração de energia elétrica (vide Resolução ANEEL 259/2003). Os estudos e projetos serão avaliados quanto: ao desenvolvimento dos estudos ou projetos fundamentados em estudos básicos consistentes e adequados à

etapa e ao porte do empreendimento; ao atendimento da boa técnica em nível de projetos e soluções para o empreendimento, especialmente quanto às condições de atualidade, eficiência e segurança e apresentação de custos com precisão adequada às diversas etapas de desenvolvimento dos estudos, de modo a garantir uma correta definição do dimensionamento ótimo, de acordo com as normas técnicas e procedimentos instituídos pela ANEEL; à articulação com os órgãos ambientais e de gestão de recursos hídricos, nos níveis federal e estadual, bem como junto a outras instituições com interesse direto no empreendimento, quando for o caso, visando a definição do aproveitamento ótimo e preservando o uso múltiplo das águas; e à obtenção do licenciamento ambiental pertinente (Art. 12 e incisos).

- Resolução ANEEL 112/99 (18 maio 1999, DOU 19 maio 1999) - estabelece 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, como as PCHs. A autorização de centrais geradoras com potência superior a 5.000 kW deverá ser solicitada à ANEEL, mediante requerimento acompanhado de relatório contendo a obtenção das licenças ambientais, entre outros (Art. quinto, j). Para início das obras de implementação e início de operação a Autorizada deverá, previamente ao início da construção da central geradora e de sua operação, remeter à ANEEL cópia da LI e LO (Art. 16). A Autorizada deverá manter em seu arquivo, à disposição da ANEEL, o EIA/RIMA ou estudo ambiental formalmente requerido pelo órgão ambiental conforme legislação específica de meio ambiente (Art. 17, I).

4.2 A ENERGIA ELÉTRICA E O MERCADO DE CARBONO

A repotenciação de usinas hidrelétricas, em especial as PCHs, é um mecanismo de obtenção de créditos de carbono, como já fora mencionado nos capítulos anteriores.

Dentro desta concepção é apresentado um panorama geral sobre os principais conceitos relacionados ao mercado de carbono e como empreendimentos energéticos podem se beneficiar com esta oportunidade de negócio sustentável e emergente.

4.2.1 Tratado de Quioto e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

O Tratado de Quioto, negociado pela Comissão das Nações Unidas para a Mudança do Clima (CNUMC) e assinado em 1997, cria para os países desenvolvidos a obrigação de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, cujos efeitos já começaram a ser sentidos de maneira dramática em todo o mundo. O efeito estufa é o processo pelo qual a presença de gases atmosféricos faz com que a terra mantenha uma temperatura maior do que se esses gases não existissem. O problema é que a quantidade desses gases na atmosfera vem aumentando descontroladamente.

O Tratado estabelece metas de redução de emissões para a grande maioria dos países desenvolvidos, que deverão reduzir suas emissões de gases de efeito estufa entre 2008 e 2012, em 5,2% em relação às emissões registradas em 1990.

O Tratado não poderia entrar em vigor antes de os EUA ou a Rússia o subscrevessem. Isto porque os EUA sozinhos representam 36% das emissões globais de gases de efeito estufa e a Rússia 17% (ARAÚJO, 2000). Pressionado pela indústria norte-americana, o governo Bush rejeitou o Tratado, mas com assinatura da Rússia, em dezembro de 2004, o Tratado finalmente entrou em vigência a partir de fevereiro de 2005 (O Estado de São Paulo, 26 jul. 2005).

De acordo com a matéria publicada no site da BBCBrasil, em 09 mar. 2007, a meta europeia de redução das emissões de CO₂ passará de 20% a 30% quando a União Europeia (UE) chegar a um "acordo mundial e completo" com os demais países industrializados em relação aos objetivos a partir de 2012, quando expira o atual Tratado de Quioto. Até 2050, a diminuição coletiva das emissões de CO₂ deve ficar entre 60% e 80%. No documento com o plano de ação, o Conselho Europeu também reafirma a importância fundamental do objetivo estratégico de limitar o aumento da temperatura média mundial a não mais de 2°C em relação aos dos níveis pré-industriais, que vem a ser a temperatura média do planeta registrada antes da revolução

industrial, no século XVIII, quando ainda não havia emissões de gases de efeito estufa. A Terra já aqueceu 0,8°C acima dos níveis pré-industriais e, estima-se que se ultrapassar os 2°C pode chegar ao denominado “ponto de não retorno”, onde algumas regiões do planeta enfrentarão períodos de seca, más colheitas e falta de água (BIZZOTTO, 2007).

Para que os países desenvolvidos possam atender as metas de redução de emissões, foram criados três mecanismos de flexibilização: o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Dos três mecanismos criados, o mais importante para o Brasil é o chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que é o único que permite a participação dos países em desenvolvimento.

Esse mecanismo permite que os países desenvolvidos possam investir em projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa nos países em desenvolvimento, gerando créditos de carbonos (Reduções Certificadas de Emissões – RCEs) (VICTER, 2005). As emissões de gases de efeito estufa (GEEs) que ocorreriam na ausência de projetos como os do MDL, considerando as tecnologias disponíveis e as condições econômicas prevalecentes, são definidos como linha de base (REIS, 2002).

No caso dos países desenvolvidos, o interesse em investir em projetos MDL se deve ao fato de o custo marginal de abatimento das emissões nos países em desenvolvimento serem menores que em seus próprios territórios. No caso do MDL, os projetos devem resultar em benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo em relação à redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e devem ser adicionais, ou seja, deve ser assegurado que a redução de emissões não ocorreria na ausência do projeto MDL (SANTOS, 2005).

Para que um projeto resulte em RCEs, as atividades de projeto do MDL devem, necessariamente, passar pelas sete etapas do ciclo do projeto, sendo elas (MCT/MDL, 2007):

- Elaboração de Documento de Concepção de Projeto (DCP), usando metodologia de linha de base e plano de monitoramento aprovados; validação

(verifica se o projeto está em conformidade com a regulamentação do Tratado de Quioto);

- Aprovação pela Autoridade Nacional Designada (AND), que no caso do Brasil é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), que tem a função de verificar a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável;
- Submissão ao Conselho Executivo para registro;
- Monitoramento;
- Verificação/certificação;
- Emissão de RCEs segundo o acordo de projeto.

A elaboração do Documento de Concepção de Projeto (DCP) é a primeira etapa do ciclo. Esse documento deverá incluir, entre outras coisas, a descrição: das atividades de projeto; dos participantes da atividade de projeto; da metodologia da linha de base; das metodologias para cálculo da redução de emissões de gases de efeito estufa e para o estabelecimento dos limites da atividade de projeto e das fugas; e do plano de monitoramento. Deve conter, ainda, a definição do período de obtenção de créditos, a justificativa para adicionalidade da atividade de projeto, o relatório de impactos ambientais, os comentários dos atores e informações quanto à utilização de fontes adicionais de financiamento. Os responsáveis por essa etapa do processo são os participantes do projeto.

A validação é o segundo passo no Brasil e corresponde ao processo de avaliação independente de uma atividade de projeto por uma Entidade Operacional Designada (EOD), no tocante aos requisitos do MDL, com base no DCP. A aprovação, por sua vez, é o processo pelo qual a AND das partes envolvidas confirmam a participação voluntária e a AND do país onde são implementadas as atividades de projeto do MDL atesta que tal atividade contribui para o desenvolvimento sustentável do país. No caso do Brasil, os projetos são analisados pelos integrantes da Comissão Interministerial, que avaliam o relatório de validação e a contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável do país, segundo cinco critérios básicos: distribuição de renda, sustentabilidade ambiental local, desenvolvimento das condições de trabalho e

geração líquida de emprego, capacitação e desenvolvimento tecnológico, e integração regional e articulação com outros setores.

Registro é aceitação formal, pelo Conselho Executivo, de um projeto validado como atividade de projeto do MDL. A aprovação de projetos no Conselho Executivo do MDL é subsequente à aprovação pela AND. A aprovação pela CIMGC é necessária para a continuidade dos projetos, mas não é suficiente para sua aprovação pelo Conselho Executivo, que analisa também a metodologia escolhida, a adicionalidade do projeto, entre outros aspectos. O registro é o pré-requisito para o monitoramento, a verificação/certificação e emissão das RCEs relativas à atividade de projeto no âmbito do MDL.

O processo de monitoramento da atividade de projeto inclui o recolhimento e armazenamento de todos os dados necessários para calcular a redução das emissões de gases de efeito estufa, de acordo com a metodologia de linha de base estabelecida no DCP, que tenham ocorrido dentro dos limites da atividade de projeto e dentro do período de obtenção de créditos. Os participantes do projeto serão os responsáveis pelo processo de monitoramento.

A sexta etapa é a verificação/certificação. Verificação é o processo de auditoria periódico e independente para revisar os cálculos acerca da redução de emissões de gases de efeito estufa ou de remoção de CO₂, resultantes de uma atividade de projeto o MDL que foram enviados ao Conselho Executivo por meio do DCP. Esse processo é feito com o intuito de verificar a redução de emissões que efetivamente ocorreu. Após a verificação, o Conselho Executivo certifica que uma determinada atividade de projeto atingiu um determinado nível de redução de emissões de gases de efeito estufa durante um período de tempo específico.

A etapa final é quando o Conselho Executivo tem certeza de que, cumpridas todas as etapas, as reduções de emissões de gases de efeito estufa decorrentes das atividades de projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo e, portanto, podem dar origem a RCEs. As RCEs são emitidas pelo Conselho Executivo e creditadas aos participantes de uma atividade de projeto na proporção por eles definida e, dependendo do caso, podendo ser utilizadas como forma de cumprimento parcial das metas de redução de emissão de gases de efeito estufa.

4.2.2 A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas e o Mercado de Carbono

A repotenciação de usinas hidrelétricas é um empreendimento que coloca energia limpa e renovável no sistema elétrico nacional, contribuindo para o atraso do acionamento ou mesmo para a desativação de usinas termelétricas abastecidas com combustível fóssil, evitando a emissão de gases de efeito estufa (GEEs) gerados pela queima desse combustível. Sendo assim, empreendedores dispostos a investir em projetos de repotenciação, podem adquirir benefícios no mercado de créditos de carbono, reduzindo o tempo de retorno de capital investido.

A perspectiva de a Europa elevar o corte nas emissões para 20% até 2020 deve incentivar a vinda de fundos europeus para investir em projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) de países emergentes, como o Brasil. De acordo com dados publicados no site da UOL, em 08 fev. 2007, a tonelada de carbono vem sendo comercializada a € 4, que nos dias de hoje, corresponde a aproximadamente US\$ 5, enquanto a tonelada de gás carbônico pela ultrapassagem da meta custa em torno de US\$ 40 (LOCKWOOD, 2007). Porém, com as previsões de se elevar para 20% o corte das emissões até 2020, o preço da tonelada de carbono tende a aumentar para valores ainda desconhecidos. A base de representação de um crédito de carbono é a tonelada de CO₂ equivalente (tCO₂e), sendo que todos os outros gases de estufa são convertidos para unidades de massa de CO₂.

Para países como o Brasil, as receitas provenientes da comercialização dos créditos de carbono trariam benefícios adicionais pelo fato de serem geradas em moeda forte (dólar norte-americano ou euro), protegendo a dívida contra a desvalorização da moeda nacional (real). Além da possibilidade de ganhar dinheiro com a negociação dos títulos de créditos de carbono, as empresas promotoras de projetos de repotenciação podem contar em seu balanço com um carimbo de desenvolvimento sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU) e melhorar sua imagem perante este mercado emergente (MALDONADO et al., 2006).

A participação de empresas brasileiras do setor de energia no mercado de créditos de carbono vem se tornando uma realidade, com a participação de projetos de repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e de reflorestamento em

andamento nas diversas instâncias de análise do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo abrindo possibilidades para o ingresso do setor nesse mercado ainda emergente.

Segundo reportagem publicada no jornal Gazeta Mercantil, em 16 maio 2007, até 2012, o potencial de créditos de carbono que poderão ser gerados com projetos de repotenciação de usinas hidrelétricas pertencentes à CPFL Energia pode superar as 6,85 milhões de toneladas, com faturamento da ordem de € 10,9 milhões (DAINESE, 2007).

Para se determinar a quantidade de emissões de CO₂e que são evitadas em um projeto de repotenciação e que podem gerar lucros para os investidores, utiliza-se o cálculo da linha de base. Para projetos de repotenciação de PCHs, utiliza-se a “Metodologia consolidada de linha de base para projetos de geração de energia renováveis conectados à rede (ACM0002/Versão 6)”, revisada pelo Conselho Executivo do MDL em 19 maio 2006.

A linha de base vem a ser o MWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um fator de emissão (*FE*) (medido em tCO₂e/MWh) calculado como sendo a média ponderada da margem de operação aproximada (*FE_MO*) e da margem de construção (*FE_MC*), conforme a equação (5) apresentada no Capítulo 3:

$$FE = (0,5 \times FE_MO) + (0,5 \times FE_MC)$$

Onde:

- A "margem de operação aproximada" é a média ponderada das emissões (em tCO₂e/MWh) de todas as fontes de geração que atendem ao sistema, não incluindo as usinas com baixo custo operacional e operação obrigatória;
- A "margem de construção" é a média ponderada das emissões (em tCO₂e/MWh) de recentes adições de capacidade ao sistema. Essas adições são definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes das centrais existentes ou como as cinco centrais mais recentes (MCT/ACM0002, 2006).

Após determinada a linha de base, basta multiplicar o valor encontrado pelo preço de venda da tonelada do carbono equivalente, para se obter a receita que o empreendimento de repotenciação deverá receber pela implementação do projeto no âmbito do MDL.

O estudo de caso de repotenciação de uma PCH que é apresentado no Capítulo 5 demonstra como os benefícios obtidos com a comercialização de créditos de carbono podem ser incorporados no estudo de viabilidade econômica do empreendimento, reduzindo o tempo de amortização do capital a ser investido.

5 ESTUDO DE CASO – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA SODRÉ

O presente estudo de caso tem como objetivo reavaliar o potencial hidráulico do rio que alimenta a usina a fim de verificar a possibilidade de elevar sua capacidade de geração para, só então, realizar um estudo sobre a viabilidade econômica do projeto de repotenciação, levando em consideração tanto os aspectos técnico-econômicos, quantos os benefícios que o empreendimento pode adquirir no mercado de carbono.

5.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA PCH SODRÉ

A PCH Sodré localiza-se no município de Guaratinguetá/SP, no Bairro dos Pilões. O atual proprietário é a Empresa Metropolitana de águas e Energia S.A. (EMAE). O potencial hidráulico que alimenta a usina é proveniente do rio Piagüi, que pertence   Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul (CSPE, 2004).

O reservatório da barragem Sodré tem pequena capacidade de armazenamento, sendo esta de 4.500m^3 . Da usina até a captação, são 123 metros de altura. A Figura 5 apresenta o perfil longitudinal da usina Sodré:

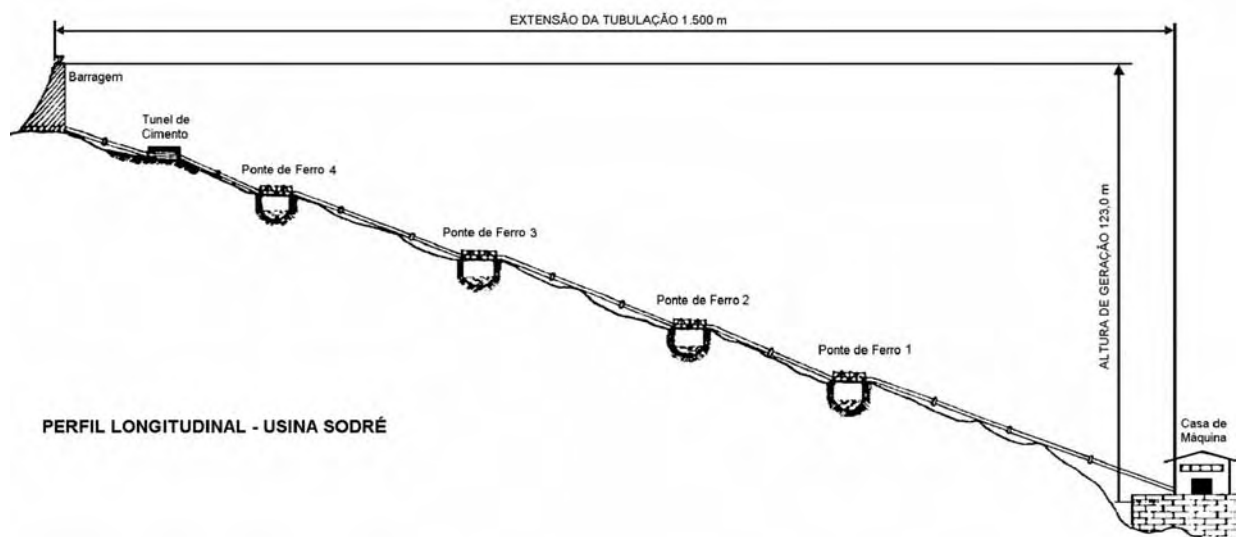


Figura 5: Perfil Longitudinal da PCH Sodré.

As encostas são ocupadas por vegetação da mata atlântica. Em sua margem direita, junto à ombreira da barragem, ocorre pequeno assoreamento.

A barragem foi construída de alvenaria de pedra, com comprimento total de 45 m e altura máxima de 7,5 m. Sua base tem 9 m e a altura no topo é de 1,4 m. Suas fundações estão em rocha gnáissicas de boa qualidade geotécnica. Na época de sua construção, sua estrutura foi considerada, apesar de seu porte, como de alto potencial de risco. Ela incorpora um vertedouro de fundo (comporta de 1,00 m x 0,80 m), e uma tomada d'água na ombreira esquerda. A barragem opera como soleira livre .

A tomada d'água é integrada a uma câmara de carga, que possui duas válvulas de controle: uma para regulagem adicional de vazão do reservatório e outra para controle do fluxo à tubulação adutora (CSPE, 2004).

A tubulação adutora, do tipo forçada, é constituída por um conduto em aço, de 1.500 m de comprimento e diâmetro externo de 0,925 m (diâmetro interno variável de 0,912 m a 0,919 m). Ao longo de sua extensão existem quatro pontes de ferro que a sustentam no ponto de transposição do rio Piagüi, como mostrado na Figura 5. Os apoios são em alvenaria de pedra e concreto. O conduto encontra-se com leves incrustações e deformações, vazamentos em alguns pontos, rompido e achatado em um trecho que chega a 200 m de comprimento. A Figura 6 mostra a parte mais prejudicada de toda a tubulação adutora:



Figura 6: Efeitos do Golpe de Aríete no Conduto Forçado – PCH Sodré.

Os vazamentos, rompimento e esmagamento do conduto forçado ocorreram devido um fenômeno denominado **golpe de aríete**⁶.

A casa de força foi construída em alvenaria de pedra e tijolos, com fundações assentadas em rochas graníticas. A usina possui três unidades geradoras de 200 kW cada uma. As unidades geradoras apresentam-se bem conservadas, como mostra a Figura 7:



Figura 7: Grupo Turbina-Gerador – PCH Sodré

O canal de fuga é constituído por duas saídas conjuntas e uma isolada, atendendo às descargas das três unidades. As condições de manutenção não são boas.

O projeto hidrelétrico não tem instrumentos de controle hidrométrico. Uma estação Pluviométrica acha-se preservada à entrada da Casa de Força.

A subestação localiza-se ao lado da Casa de Força. Suas condições de conservação são boas, assim como as de drenagem superficial (CSPE, 2004).

⁶ Por golpe de aríete se denominam as variações de pressão decorrentes de variações da vazão, causadas por alguma perturbação, voluntária ou involuntária, que se imponha ao fluxo de líquidos em condutos, tais como operações de abertura ou fechamento de válvulas, falhas mecânicas de dispositivos de proteção e controle, parada de turbinas hidráulicas e ainda de bombas causadas por queda de energia no motor, havendo, no entanto, outros tipos de causas. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Golpe_de_ar%C3%ADete.

A usina Sodré fornecia energia através de uma linha de 13,8 kV com a frequência de 60 Hz, para a cidade de Guaratinguetá.

A inauguração aconteceu em 1912 e a Sodré foi desativada pela primeira vez em 1982. De 1986 a 1990, passou por reforma, voltando a funcionar de 1990 até 1992. Após a explosão do trecho da tubulação, mostrado na Figura 6 e a empresa proprietária da usina optou pela sua desativação definitiva devido à pouca energia gerada pela mesma. O desinteresse pela Sodré era tanto que, em 2002, EMAE apresentou à ANEEL o pedido de desistência em continuar exercendo o direito de exploração da usina, segundo consta na Resolução da ANEEL nº. 390, de 17 jul. 2002.

5.2 AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO DA PCH SODRÉ

A avaliação do potencial hidráulico do Rio Piagüi é necessária para se verificar a real capacidade de geração de energia elétrica da usina Sodré. Para isso, é preciso determinar a máxima e mínima vazão que poderá ser regularizada no Rio Piagüi.

A Tabela 20 apresenta as Vazões Médias Mensais por Ano e as Vazões Médias Mensais do Período de 1971 a 2002, obtidas a partir das Vazões Médias Diárias registradas no Rio Piagüi, dadas em m³/s, e que encontram-se disponíveis no site do Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo (DAEE).

Tabela 20: Vazões Médias Mensais do Rio Piagüi (1971- 2002) (DAEE, 2007).

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1971	2,31	1,72	4,10	3,04	1,90	3,19	1,85	1,76	2,05	4,16	5,35	8,56
1972	5,68	5,94	5,31	4,85	3,42	2,06	1,92	2,27	1,99	2,92	5,64	4,84
1973	7,22	11,43	6,81	6,98	3,93	2,91	2,57	2,17	2,07	2,90	2,90	6,28
1974	7,68	4,04	7,15	5,00	3,14	2,85	2,03	1,77	1,33	1,49	1,33	4,57
1975	5,13	5,02	4,02	3,88	2,77	2,13	1,89	1,33	1,18	1,94	5,49	7,42
1976	5,14	9,62	9,06	6,15	5,16	3,91	5,39	3,34	5,32	4,20	6,45	7,17
1977	9,32	5,26	4,70	5,01	3,13	2,58	1,91	1,67	2,36	1,80	2,77	4,67
1978	7,17	4,44	6,83	3,35	2,75	2,49	2,02	1,56	1,18	1,34	3,28	5,34
1979	6,52	9,17	8,10	4,37	3,49	2,44	2,39	2,10	2,70	2,85	4,76	6,45
1980	7,73	6,47	4,16	7,23	3,32	2,66	1,92	1,89	1,67	2,32	5,49	5,50
1981	9,89	5,04	6,81	4,58	3,10	2,71	2,08	1,69	1,24	3,29	5,11	6,20
1982	9,75	5,26	13,48	8,10	4,18	3,40	2,71	2,50	1,69	2,79	1,99	5,53
1983	11,85	10,09	11,40	7,29	5,67	9,63	4,08	2,71	7,98	6,89	5,33	10,67

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1984	4,65	3,33	3,29	3,75	3,50	1,79	1,36	1,79	1,66	0,82	1,30	5,47
1985	15,89	16,03	15,58	6,65	3,72	2,95	1,87	1,32	2,23	1,19	3,81	6,61
1986	5,67	7,88	14,47	-	4,77	2,49	2,60	2,56	1,74	1,47	1,91	6,82
1987	8,09	4,84	4,26	7,96	5,17	4,15	2,74	2,19	2,66	3,00	2,07	8,30
1988	7,62	12,84	11,63	7,24	6,15	4,03	2,59	1,81	2,14	4,57	3,42	5,59
1989	9,24	10,92	13,69	5,00	3,57	3,22	2,64	2,00	1,94	1,60	9,85	9,75
1990	5,64	4,79	5,52	3,76	2,66	1,84	1,83	2,23	2,80	2,89	2,38	3,29
1991	19,67	10,67	15,90	9,79	4,81	3,48	2,43	2,18	1,67	5,36	2,55	3,07
1992	9,38	4,28	4,85	6,08	3,57	2,23	2,10	2,09	11,19	7,21	8,51	11,44
1993	5,82	18,33	13,16	3,25	3,14	2,53	1,82	1,53	2,52	2,70	1,44	4,32
1994	6,09	2,81	6,31	9,33	4,59	2,91	2,06	1,51	1,23	1,39	4,08	7,04
1995	9,22	14,86	8,73	2,98	3,48	2,93	2,85	1,44	2,10	10,82	6,28	6,27
1996	11,41	7,91	11,56	5,79	3,40	2,72	2,17	1,85	6,51	3,06	9,81	8,46
1997	7,32	5,42	8,42	4,41	2,58	4,18	1,91	1,20	1,33	2,01	6,90	4,19
1998	9,51	9,15	9,39	4,12	2,06	1,25	1,01	1,89	2,46	5,50	2,83	5,72
1999	20,89	14,69	14,90	8,99	4,28	4,65	3,92	3,38	3,14	2,55	3,83	9,47
2000	15,73	14,86	14,81	9,74	3,35	3,08	4,24	4,59	3,86	3,38	5,19	7,19
2001	14,54	8,44	6,19	7,23	3,01	1,94	-	-	4,13	4,50	4,62	13,25
2002	10,32	11,28	11,99	5,32	3,66	2,02	-	-	-	-	5,64	12,34
Qmed	9,13	8,34	8,96	5,85	3,67	3,04	2,43	2,08	2,84	3,32	4,45	6,93

Para se determinar a máxima e a mínima vazão que pode ser regularizada pelo rio Piagüi, é necessário determinar o ano cujos valores das vazões médias mensais mais se aproximam dos valores das médias aritméticas mensais do período analisado (1971 - 2002). Este ano é denominado **Ano Típico** e vem a ser aquele que apresenta o menor valor da somatória descrita na equação (11) (SOUZA, 1992):

$$\sum_{i=1}^{12} (Q_{mi} - Q_{med})^2 \quad (11)$$

Onde:

Q_{mi} : Vazão mensal registrada na Tabela 20, para cada ano do histórico;

Q_{med} : média aritmética das vazões mensais de todo o período (1971 - 2002).

A Tabela 21 apresenta o resultado da somatória descrita na equação (12), desde o ano 1971 a 2002.

Tabela 21: Resultados da Somatória (Qmi-Qmed)²

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Somatória
1971	46,48	43,80	23,58	7,87	3,13	0,02	0,34	0,10	0,63	0,71	0,82	2,65	130,13
1972	11,89	5,75	13,29	0,99	0,06	0,96	0,26	0,04	0,72	0,16	1,42	4,37	39,93
1973	3,64	9,56	4,60	1,29	0,07	0,02	0,02	0,01	0,59	0,18	2,39	0,42	22,79
1974	2,10	18,48	3,26	0,72	0,28	0,04	0,16	0,09	2,28	3,35	9,72	5,57	46,04
1975	15,98	11,01	24,36	3,86	0,81	0,83	0,29	0,56	2,76	1,90	1,09	0,24	63,70
1976	15,90	1,64	0,01	0,09	2,22	0,75	8,76	1,59	6,15	0,77	4,01	0,06	41,97
1977	0,04	9,48	18,11	0,70	0,29	0,21	0,27	0,17	0,23	2,31	2,81	5,11	39,73
1978	3,83	15,20	4,52	6,23	0,85	0,30	0,17	0,27	2,76	3,92	1,36	2,53	41,94
1979	6,80	0,69	0,73	2,18	0,03	0,36	0,00	0,00	0,02	0,22	0,10	0,23	11,37
1980	1,95	3,49	23,00	1,92	0,12	0,15	0,26	0,04	1,37	1,00	1,09	2,05	36,43
1981	0,58	10,88	4,60	1,60	0,32	0,11	0,12	0,15	2,56	0,00	0,44	0,53	21,91
1982	0,39	9,48	20,47	5,08	0,26	0,13	0,08	0,18	1,32	0,28	6,04	1,96	45,67
1983	7,41	3,07	5,97	2,09	4,00	43,40	2,72	0,40	26,41	12,75	0,78	13,98	122,98
1984	20,05	25,08	32,10	4,39	0,03	1,57	1,14	0,08	1,39	6,25	9,90	2,13	104,13
1985	45,73	59,16	43,88	0,65	0,00	0,01	0,31	0,57	0,37	4,54	0,41	0,10	155,73
1986	11,96	0,21	30,41	-	1,21	0,30	0,03	0,23	1,21	3,42	6,44	0,01	55,44
1987	1,08	12,24	22,05	4,47	2,25	1,23	0,10	0,01	0,03	0,10	5,65	1,87	51,08
1988	2,27	20,26	7,15	1,94	6,15	0,98	0,03	0,07	0,49	1,56	1,06	1,80	43,77
1989	0,01	6,66	22,41	0,72	0,01	0,03	0,04	0,01	0,81	2,96	29,19	7,95	70,80
1990	12,16	12,59	11,80	4,35	1,02	1,45	0,36	0,02	0,00	0,18	4,27	13,26	61,47
1991	111,14	5,44	48,22	15,56	1,30	0,19	0,00	0,01	1,37	4,16	3,60	14,91	205,90
1992	0,06	16,47	16,86	0,05	0,01	0,66	0,11	0,00	69,71	15,13	16,51	20,33	155,90
1993	10,94	99,83	17,68	6,74	0,28	0,26	0,37	0,30	0,10	0,38	9,04	6,82	152,75
1994	9,23	30,56	7,00	12,14	0,85	0,02	0,14	0,32	2,60	3,72	0,13	0,01	66,72
1995	0,01	42,53	0,05	8,21	0,04	0,01	0,18	0,41	0,55	56,25	3,36	0,44	112,03
1996	5,21	0,18	6,78	0,00	0,07	0,10	0,07	0,05	13,46	0,07	28,76	2,34	57,10
1997	3,27	8,52	0,29	2,06	1,19	1,29	0,27	0,77	2,28	1,72	6,02	7,51	35,18
1998	0,15	0,66	0,19	2,98	2,59	3,21	2,02	0,04	0,15	4,75	2,62	1,47	20,81
1999	138,35	40,34	35,34	9,89	0,37	2,59	2,22	1,70	0,09	0,59	0,38	6,45	238,30
2000	43,59	42,53	34,27	15,16	0,10	0,00	3,28	6,31	1,04	0,00	0,55	0,07	146,91
2001	29,29	0,01	7,65	1,92	0,44	1,21	-	-	1,66	1,39	0,03	39,93	83,53
2002	1,42	8,65	9,21	0,28	0,00	1,04	-	-	-	-	1,42	29,26	51,28

Pode-se observar na Tabela 21, que o ano que apresenta o menor valor da somatória é 1979. Porém, neste trabalho, será considerado como sendo o Ano Típico o ano que apresenta o segundo menor valor da somatória descrita na equação (11), que conforme a Tabela 21, vem a ser o ano de 1998.

A escolha de 1998 ao invés de 1979 justifica-se por representar uma análise mais conservadora sobre os aspectos que envolvem este projeto de repotenciação. Considerando 1979 como sendo o Ano Típico, o estudo hidrológico apontaria uma capacidade de geração de usina Sodré três vezes maior que a atualmente instalada,

indicando que a repotenciação a ser adotada neste caso, seria do tipo reconstrução. Não seria possível manter a mesma infra-estrutura da usina no caso de se triplicar a potência instalada da mesma. Seria necessário substituir todas as máquinas, tubulação adutora, tomadas d'água, etc., ou seja, construir uma nova PCH. Esta opção implicaria em custos muito mais elevados, maior prazo de implementação do projeto e impactos ambientais que exigiria a elaboração de um novo EIA-RIMA para que a usina pudesse obter a Licença de Operação. Por estar totalmente na contramão do objetivo proposto neste trabalho, que é buscar obter ganhos de energia elétrica de forma sustentável, sem impactar o meio ambiente, é que se decidiu por considerar 1998 como sendo o Ano Típico e optar por uma repotenciação do tipo reabilitação ao invés de reconstrução.

O gráfico da Figura 8 apresenta a máxima vazão regularizada (média aritmética das vazões mensais no ano de 1998): $\bar{Q} = 4,57 \text{ m}^3/\text{s}$ e a vazão mínima (menor vazão registrada no ano de 1998): $Q_{Min} = 1,01 \text{ m}^3/\text{s}$.

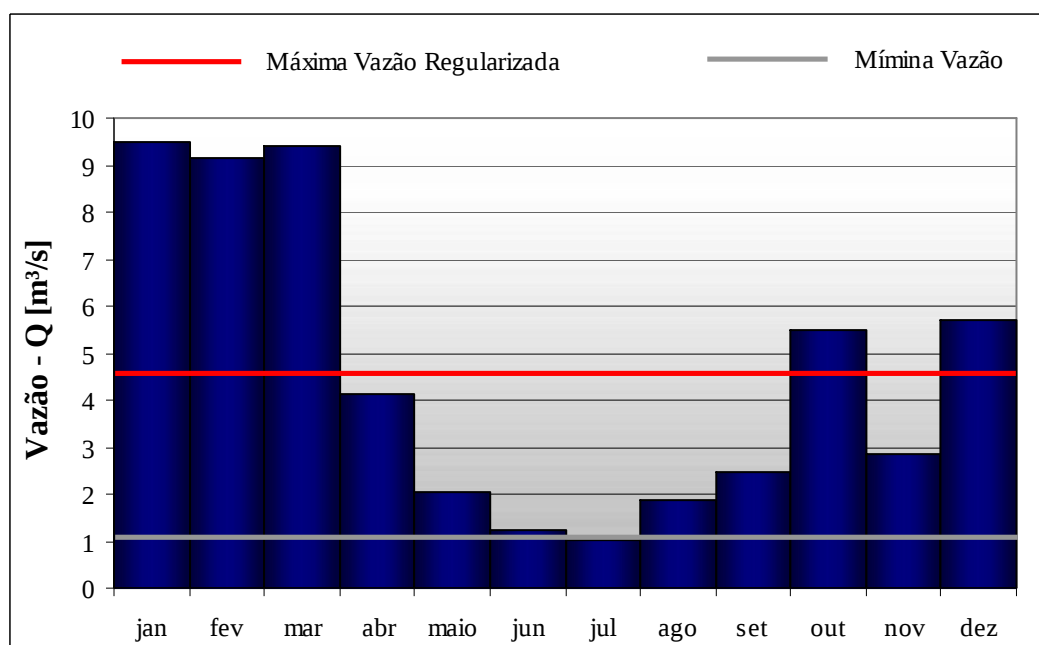


Figura 8: Vazões Médias Mensais no ano de 1998

A potência disponível considerando a máxima vazão regularizada é determinada pela equação (12) (SOUZA, 1992):

$$P = 9,81 \times \eta \times Q \times h \quad (12)$$

Sendo:

η : 0,90 – Rendimento

$\bar{Q}$: 4,57 m³/s – Vazão regularizada no ano de 1998

h : 123 m – Altura da queda d'água

$$P = 9,81 \times 0,9 \times 4,57 \times 123 = 4,96 \text{ MW}$$

Considerando a máxima vazão regularizada de 4,57 m³/s, o rendimento de 0,90 e a altura da usina até a captação de 123 m, a capacidade de geração da usina chegaria a aproximadamente 5 MW. Porém, torna-se inviável alcançar essa potência, pois o reservatório da usina Sodré é de apenas 4.500 m³ e seria necessário aumentar o volume do reservatório para 46.582 m³ (MALDONADO et al, 2005). Isso implicaria em impactos ambientais maiores, elevando os custos da repotenciação, entre outros aspectos negativos que inviabilizam esta opção.

A potência disponível considerando a PCH à fio d'água (vazão mínima) é determinada da seguinte maneira:

Vol : 4.500 m³ – Volume do reservatório

η : 0,85 – Rendimento

Q_{Min} : 1,01 m³/s – Vazão mínima no ano de 1998.

$$P = 9,81 \times 0,85 \times 1,01 \times 123 \cong 1,05 \text{ MW}$$

Verifica-se, então, que é possível fazer um melhor aproveitamento do potencial hidráulico do Rio Piagüi, aumentando a capacidade instalada da usina Sodré em até 75% da sua capacidade atual, considerando a usina a fio d'água. Sendo garantido este aumento na capacidade de geração, é possível realizar a repotenciação da usina, substituindo as máquinas geradoras por outras três de 350 kVA cada. Desta forma, devem ser trocados os reguladores de tensão e velocidade, os transformadores e outros equipamentos necessários para adaptar a usina às novas condições de geração de energia. Também se faz necessário o reparo dos 200 m da tubulação adutora que encontra-se danificada.

5.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DA PCH SODRÉ

Após realizado o levantamento dos dados em relação à capacidade de geração da PCH Sodré e dos componentes a serem substituídos no processo de repotenciação, é possível realizar a análise de viabilidade econômica do projeto, conforme apresentado no Capítulo 3. Como a usina encontra-se desativada e, neste caso, o fator de capacidade (FC) é desconhecido, são realizados três cenários de análise variando este parâmetro com o propósito de aumentar a confiabilidade do estudo de viabilidade econômica do projeto de repotenciação. Os cenários, apresentados a seguir, consideram valores típicos de fator de capacidade:

- Cenário de Referência $\rightarrow FC = 0,75$;
- Cenário Baixo $\rightarrow FC = 0,60$;
- Cenário Alto $\rightarrow FC = 0,90$.

5.3.1 Análise de Viabilidade Econômica – Cenário de Referência

O Cenário de Referência é considerado como o que apresenta a análise mais conservadora para o estudo da viabilidade econômica do projeto de repotenciação da usina Sodré.

A receita anual obtida com a comercialização da energia gerada (R_{EE}) e os parâmetros envolvidos neste cálculo, de acordo com a equação (3), são:

Fator de Capacidade (FC): **0,75**

Potência Instalada (P): **1,05 MW**

Tarifa de Comercialização de Energia Elétrica (T_E): **R\$ 79,29 /MWh** (Resolução da ANEEL n°. 488, de 29 ago. 2002)

Tarifa de Demanda de Energia Elétrica (T_D): **R\$ 5,30 /kW** (Resolução Homologatória da ANEEL n°. 139, de 27 jun. 2005)

$$R_{EE} = \text{R\$ } 552.547,07$$

A receita anual obtida com a comercialização dos créditos de carbono gerados (R_{CC}) e os parâmetros envolvidos neste cálculo, de acordo com a equação (4), são:

Tarifa de Comercialização de Créditos de Carbono (T_C): **R\$ 10,00/ tCO₂e**

Fator de emissão de CO₂e (FE): **0,2783 tCO₂e/MWh**, de acordo com a equação (5), sendo:

Fator de emissão de CO₂e na margem operacional (FE_{MO}): **0,4310 tCO₂e/MWh** (MCT/MDL_DCP, 2006)

Fator de emissão de CO₂e na margem construtiva (FE_{MC}): **0,1256 tCO₂e/MWh** (MCT/MDL_DCP, 2006)

$$R_{CC} = \text{R\$ } 19.198,53$$

A receita anual total (R_T) obtida, de acordo com a equação (2) é:

$$R_T = \text{R\$ } 571.745,59$$

O orçamento dos equipamentos eletromecânicos a serem substituídos, foi obtido através da WEG Indústrias S.A. e está apresentado na Tabela 22:

Tabela 22: Custos dos Equipamentos Eletromecânicos

Qtde	Componente	Custo [R\$]	
		Unitário	Total
3	Gerador de 350kVA	26.030,00	78.090,00
2	Transformador de 500kVA	17.960,00	35.920,00
3	Regulador de Tensão	1.500,00	4.500,00
3	Regulador de Velocidade	1.800,00	5.400,00
-	Demais Equipamentos	19.000,00	19.000,00
CUSTO TOTAL		R\$	142.910,00

Conforme a equação (6), para se calcular o custo total da obra de repotenciação foram considerados:

- Custo de Projeto (C_P): 7% do custo total da obra.
- Custo de Repotenciação dos Equipamentos Eletromecânicos (C_E) como sendo a soma dos seguintes valores:

Equipamentos: **R\$ 142.910,00**

Impostos: **R\$ 21.436,50**

Transporte e Seguro: **R\$ 7.145,50**

Montagem e Teste: **R\$ 14.291,00**

- Custo de Operação e Manutenção ($C_{O\&M}$): **R\$ 2,50/MWh.**
- Custo dos Tributos e Encargos (C_{TE}) como sendo a soma dos seguintes valores:

Programa de Integração Social (PIS): **R\$ 9.433,80**

Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS):
R\$ 43.452,66

Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF):
R\$ 2.172,63

Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):
R\$ 3.045,00 (Valor de referência: R\$ 2,90/kW – PCH Sodré)

Imposto de Renda (IR): **R\$ 142.936,40**

Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL): **R\$ 51.457,10**

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): **R\$ 14.900,76**

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): **R\$ 28.352,84**

Uso do Bem Público (UBP): **R\$ 0,00** (PCH - Isenta)

Projeto e Desenvolvimento (P&D): **R\$ 0,00** (Repotenciação - Isenta)

Contribuição Financeira para o Uso dos Recursos Hídricos (CFURH):
R\$ 0,00 (PCH - Isenta)

Os valores das TUST e TUSD foram considerados os utilizados no projeto da usina Cambuci, conforme apresentado no Capítulo 3, devido à falta desses dados para o caso específico da PCH Sodré.

- C_{LT} refere-se ao Custos das Perdas nas Linhas de Transmissão. O índice de perdas (k) considerado como sendo o padrão internacional é 6%, conforme mencionado no Capítulo 3. No caso da Sodré supõe-se neste trabalho um índice de 2% pelo fato da usina se localizar a apenas 10 Km do centro consumidor. Sendo assim, C_{LT} é calculado pela equação (13):

$$C_{LT} = 8760 \times P \times FC \times T_E \times \left(\frac{k}{100} \right) \quad (13)$$

$$C_{LT} = \mathbf{R\$ 10.939,64}$$

- O Custo com Obras Civas (C_C) refere-se ao custo de manutenção de 100 metros do conduto forçado que apresentam leves incrustações e deformações e da substituição de outros 100 metros que se encontram bastante danificados em função do golpe de aríete. De acordo com a Conta .12.19.34.23.23 das Diretrizes da Eletrobrás para Projetos de PCH, considera-se como custo de aquisição o valor de US\$2.500/tonelada de conduto forçado metálico. A quantidade deverá ser calculada com base na espessura da chapa, comprimento, diâmetro e peso de 0,00785 t/m² para cada milímetro de espessura. Adiciona-se ao valor total as mesmas porcentagens para impostos, transporte, seguro, montagem e teste utilizadas para os equipamentos eletromecânicos.

Deste modo, calcula-se o custo total (C_T) através da soma dos valores abaixo:

$$C_P = \mathbf{R\$ 45.015,38}$$

$$C_E = \mathbf{R\$ 185.783,00}$$

$$C_{O\&M} = \mathbf{R\$ 17.246,25}$$

$$C_{TE} = \text{R\$ } 295.751,20$$

$$C_{LT} = \text{R\$ } 10.939,64$$

$$C_C = \text{R\$ } 88.341,41$$

Custo de Indisponibilidade (C_I) = R\$ 0,00 (Usina Desativada)

Custos Ambientais (C_A) = R\$ 0,00 (Repotenciação do tipo Reabilitação)

$$C_T = \text{R\$ } 643.076,88$$

Considerando o Tempo de Amortização do Investimento (n) de **cinco anos**, uma Taxa de Juros (i) de **12% ao ano**, o Custo Anual Equivalente do projeto de repotenciação (A), a partir da equação (8), é:

$$A = \text{R\$ } 178.395,78$$

Desta forma, o Custo da Energia Produzida (CEP), de acordo com a equação (9), é de:

$$CEP = \text{R\$ } 25,86/\text{MWh}$$

A Receita por Energia Produzida (REP), conforme a equação (10), é:

$$REP = \text{R\$ } 82,88/\text{MWh}$$

Mesmo sendo verificada que a receita por energia produzida (REP) é maior do que o custo da energia produzida (CEP), ainda não é possível garantir que o projeto é economicamente viável considerando o tempo de retorno de cinco anos. Como o projeto de repotenciação refere-se a uma usina que se encontra desativada, como explicado no Capítulo 3, é preciso verificar se a parcela destinada para amortização do investimento não é maior do que a diferença entre a receita anual total e os custos associados ao funcionamento da usina em cada ano, ou seja:

$$[R_T - (C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT})] - A > 0$$

Sendo $X = [R_T - (C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT})] - A$, um Índice de Viabilidade Econômica, tem-se para este cenário:

$$X = \text{R\$ } 69.412,72$$

Este resultado indica que para o Cenário de Referência ($FC = 0,75$), a repotenciação é economicamente viável para um tempo de retorno de cinco anos.

Entretanto, como o Índice de Viabilidade Econômica X é um valor maior que zero, verifica-se a possibilidade de reduzir o tempo de retorno. Se for estimada uma reserva de capital de 10% do valor da receita anual total da usina para qualquer eventualidade, torna-se possível aumentar a parcela destinada para amortização do investimento para:

$$A = \text{R\$ } 190.633,94$$

Sendo assim, o Custo da Energia Produzida é de:

$$CEP = \text{R\$ } 27,63/\text{MWh}$$

De acordo com a equação (7) apresentada no Capítulo 3, o tempo de retorno passa a ser de **4 anos e 7 meses**, caracterizando o empreendimento como economicamente viável.

Para o Cenário de Referência é evitada a emissão de **1.919,85 tCO₂e** que seriam provenientes de fontes de geração na região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Se os créditos de carbono não fossem computados na análise de viabilidade econômica, o tempo de retorno de amortização do investimento seria de **4 anos e 9 meses**, ou seja, 3,6% a mais do tempo que leva em consideração os benefícios ambientais.

5.3.2 Análise de Viabilidade Econômica – Cenário Baixo

O Cenário Baixo representa uma análise menos otimista do estudo da viabilidade econômica do projeto de repotenciação da usina Sodré.

Considerando que no Cenário de Referência são apresentados todas as variáveis e seus respectivos valores, e que todos os cálculos são detalhados, nesta análise são apresentados apenas os valores mais importante e que sofrem modificação devido à variação do fator de capacidade para 0,60. Sendo assim, tem-se:

- Receitas:

$R_{EE} = \text{R\$ } 443.150,65$ (Comercialização da energia elétrica)

$R_{CC} = \text{R\$ } 15.385,82$ (Comercialização dos créditos de carbono)

$R_T = \text{R\$ } 458.509,47$ (Receita Anual Total)

- Custos:

$C_P = \text{R\$ } 40.221,30$ (Custo de projeto)

$C_E = \text{R\$ } 185.783,00$ (Custo dos equipamentos eletromecânicos)

$C_{O\&M} = \text{R\$ } 13.797,00$ (Custo de operação e manutenção)

$C_{TE} = \text{R\$ } 237.695,56$ (Custo de tributos e encargos)

$C_{LT} = \text{R\$ } 8.751,71$ (Custo das perdas em linhas de transmissão)

$C_C = \text{R\$ } 88.341,41$ (Custo de obras civis)

$C_T = \text{R\$ } 574.589,98$

Considerando o Tempo de Amortização do Investimento (n) de **cinco anos**, uma Taxa de Juros (i) de **12% ao ano**, o Custo Anual Equivalente do projeto de repotenciação (A), a partir da equação (8), é:

$A = \text{R\$ } 159.396,85$

Desta forma, o Custo da Energia Produzida, de acordo com a equação (9), é de:

$$CEP = \text{R\$ } 28,88/\text{MWh}$$

A Receita por Energia Produzida, conforme a equação (10), é:

$$REP = \text{R\$ } 83,08/\text{MWh}$$

O índice de viabilidade econômica do projeto para um tempo de retorno de cinco anos é:

$$X = [R_T - (C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT})] - A > 0$$

$$X = \text{R\$ } 38.868,35$$

Este resultado indica que para o Cenário Baixo ($FC = 0,60$), a repotenciação é economicamente viável para um tempo de retorno de cinco anos. Porém só é possível reservar 8,5% da receita total anual para qualquer eventualidade, sendo que, para o Cenário de Referência ($FC = 0,75$) é possível reservar 10% e reduzir o tempo de retorno em 8,3% referente aos cinco anos considerados como sendo o tempo de retorno máximo ideal para indicar a viabilidade do projeto.

Para o Cenário Baixo, para manter a reserva de 10%, o tempo de retorno seria de **5 anos e 4 meses**, o que já pode levar à uma análise mais crítica e cautelosa sobre a determinação da viabilidade do projeto. Todavia, a reserva de 10% é um valor estimado e, sendo assim, o projeto não deixa de ser viável se a reserva for de 8,5%, apenas não é aconselhável diminuir ainda mais esse valor para reduzir o tempo de retorno do investimento.

Para o Cenário Baixo é evitada a emissão de **1.535,88 tCO₂e** que seriam provenientes de fontes de geração na região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Sem considerar os créditos de carbono na análise de viabilidade econômica, o tempo de retorno de amortização do investimento seria de **5 anos e 3 meses**, ou seja, 5% a mais do que o tempo considerado como sendo o limite ideal para projetos de repotenciação de PCHs. Isso porque foi mantida a reserva de 8,5%, pois se fosse considerada uma reserva de 10%, o tempo de retorno passaria a ser **5 anos e 7 meses**.

5.3.3 Análise de Viabilidade Econômica – Cenário Alto

O Cenário Alto representa uma análise mais otimista do estudo da viabilidade econômica do projeto de repotenciação da PCH Sodré.

Os valores principais referentes à esta análise que considera o fator de capacidade como sendo 0,90 são:

- Receitas:

$$R_{EE} = \text{R\$ } 661.943,48 \text{ (Comercialização da energia elétrica)}$$

$$R_{CC} = \text{R\$ } 23.038,23 \text{ (Comercialização dos créditos de carbono)}$$

$$R_T = \text{R\$ } 684.981,71 \text{ (Receita Anual Total)}$$

- Custos:

$$C_P = \text{R\$ } 49.809,46$$

$$C_E = \text{R\$ } 185.783,00$$

$$C_{O\&M} = \text{R\$ } 20.695,50$$

$$C_{TE} = \text{R\$ } 353.806,83$$

$$C_{LT} = \text{R\$ } 13.127,57$$

$$C_C = \text{R\$ } 88.341,41$$

$$C_T = \text{R\$ } 711.563,77$$

Considerando o Tempo de Amortização do Investimento (n) de **cinco anos**, uma Taxa de Juros (i) de **12% ao ano**, o Custo Anual Equivalente do projeto de repotenciação (A), a partir da equação (8), é:

$$A = \text{R\$ } 197.394,72$$

Desta forma, o Custo da Energia Produzida, de acordo com a equação (9), é de:

$$CEP = \text{R\$ } 23,85/\text{MWh}$$

A Receita por Energia Produzida, conforme a equação (10), é:

$$REP = \text{R\$ } 82,75/\text{MWh}$$

O índice de viabilidade econômica do projeto para um tempo de retorno de cinco anos é:

$$X = [R_T - (C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT})] - A > 0$$

$$X = \text{R\$ } 99.957,09$$

Este resultado indica que para o Cenário Alto ($FC = 0,90$), a repotenciação é economicamente viável para um tempo de retorno de cinco anos.

Se for considerada uma reserva de capital de 10% do valor da receita anual total da usina para qualquer eventualidade, torna-se possível aumentar a parcela destinada para amortização do investimento para:

$$A = \text{R\$ } 228.835,63$$

Sendo assim, o custo da energia é de:

$$CEP = \text{R\$ } 27,65/\text{MWh}$$

De acordo com a equação (7) apresentada no Capítulo 3, o tempo de retorno passa a ser de **4 anos e 1 mês**, aumentando a atratividade do empreendimento.

Para o Cenário de Referência é evitada a emissão de **2.303,82 tCO₂e** que seriam provenientes de fontes de geração na região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Se os créditos de carbono não fossem computados na análise de viabilidade econômica, o tempo de retorno de amortização do investimento seria de **4 anos e 4 meses**, ou seja, 6,1% a mais do tempo que leva em consideração os benefícios ambientais.

5.3.4 Análise dos Resultados do Estudo de Caso de Repotenciação: PCH Sodré

A Tabela 23 apresenta um resumo dos principais resultados da análise de viabilidade econômica da repotenciação da PCH Sodré para os três cenários considerados:

Tabela 23: Repotenciação da PCH Sodré: Resultados da Análise Econômica

	CENÁRIO		
	Baixo	Referência	Alto
Fator de Capacidade - FC [R\$]	0,60	0,75	0,90
Receita Total - R_T [R\$]	458.509,47	571.745,59	684.981,71
Custo Total - C_T [R\$]	574.589,98	643.076,88	711.563,77
Custo Anual do Projeto - A [R\$]	159.396,85	190.633,94	228.853,63
Custo da Energia Produzida - CEP [R\$]	28,88	27,63	27,65
Receita por Energia Produzida - REP [R\$]	83,08	82,88	82,75
Tempo de Retorno - n [ano] c/ C.C.(*)	5,0	4,6	4,1
Tempo de Retorno - n [ano] s/ C.C.(*)	5,3	4,8	4,3
Emissão de GEE(**) Evitada [tCO ₂ e]	1.535,88	1.919,85	2.303,82

(*) Crédito de Carbono

(**) Gases de Efeito Estufa

Pode-se observar que o tempo de amortização apresenta uma diferença de um ano entre os cenários Alto e Baixo quando a análise de viabilidade econômica não considera os créditos de carbono. Isto porque para o Cenário Baixo, foi considerada uma porcentagem de reserva de capital de 8,5% da receita anual total, enquanto nos demais cenários este percentual se manteve em 10%. A diferença no tempo de retorno seria 30% maior se fosse considerado o percentual de 10% para o todos os cenários. Nesta condição, tem-se que para um fator de capacidade abaixo de **0,65**, o tempo de amortização ultrapassa os cinco anos considerado como sendo o limite ideal para se obter o retorno do investimento em repotenciação de PCHs.

Para investidores que possuem capital próprio para investir na repotenciação da usina Sodré, sem que haja a necessidade de se submeter aos juros de empréstimos, o tempo de retorno seria calculado pela equação (14):

$$n = \frac{C_T}{A} \quad (14)$$

Nestas condições, o tempo de retorno para cada cenário considerando os créditos de carbono incorporados na análise econômica são:

- Cenário Baixo $\rightarrow n = 3$ anos e 7 meses
- Cenário de Referência $\rightarrow n = 3$ anos e 4 meses
- Cenário Alto $\rightarrow n = 3$ anos e 1 mês

Sendo que em cada caso, as reduções percentuais no tempo de retorno são de:

- Cenário Baixo $\rightarrow 28,3\%$
- Cenário de Referência $\rightarrow 27,3\%$
- Cenário Alto $\rightarrow 24,5\%$

Esses números mostram que para investidores privados este empreendimento pode representar uma interessante oportunidade de negócio, a não ser que fosse possível investir esse capital em aplicações financeiras que resultassem em um rendimento anual superior a 12%.

Em todos os cenários analisados, os créditos de carbono representaram uma pequena redução no tempo de amortização do investimento, chegando a um valor máximo de 6,1% no caso do Cenário Alto. Entretanto, deve ser levado em consideração que a repotenciação da PCH Sodré não causa impacto nenhum ao meio ambiente e que, sem dúvida, se comparada à construção de uma nova usina hidrelétrica, os custos ambientais e civis aumentariam significativamente o tempo de retorno de capital e os 6,1% representariam um ganho absoluto muito maior.

Quanto aos aspectos sociais, a repotenciação de PCHs desativadas pode incentivar o turismo, o comércio, gerar novos empregos, afetando de forma positiva a economia da região onde estão inseridas. Nas usinas podem ser desenvolvidos projetos educacionais para a comunidade, abordando temas como: piscicultura, agricultura,

preservação do meio ambiente, preservação das espécies em extinção, uso racional de energia elétrica, uso racional da água, entre outros.

Neste contexto surge a questão: “Como traduzir todos os benefícios sociais e ambientais em valores a serem deduzidos do custo da repotenciação?”

Neste trabalho, foi incorporado na análise econômica do projeto de repotenciação apenas o benefício ambiental adquirido com os créditos de carbono. Porém, se todos os outros benefícios sócio-ambientais fossem quantificados, sem dúvida, o investimento em repotenciação de usinas hidrelétricas, destacando o caso de PCHs desativadas, tornar-se-ia muito mais atrativo. Este desafio será deixado como proposta para a elaboração de trabalhos futuros nesta área.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho realizou um estudo de caso de repotenciação da PCH Sodré, desativada desde 1992, verificando através do estudo hidrológico a possibilidade de se elevar em 75% a capacidade instalada da usina. O estudo de viabilidade econômica, além dos custos da obra e preços de mercado da energia elétrica, considera os benefícios adquiridos com a comercialização dos créditos de carbono que podem ser gerados por este empreendimento.

Verificou-se que a repotenciação da PCH Sodré é economicamente viável, apresentando um tempo de amortização do investimento de até cinco anos para os três cenários de estudo realizados com o fator de carga variando de 0,60 a 0,90. Para fator de carga abaixo de 0,60, a repotenciação passa a perder sua atratividade, podendo não ser mais considerada um empreendimento economicamente viável.

Destacam-se, além dos aspectos econômicos e ambientais, os diversos benefícios sociais que a repotenciação de PCHs desativadas podem proporcionar, como por exemplo: incentivar o turismo, o comércio, gerar novos empregos, promover projetos educacionais para a comunidade em que estão inseridas as usinas, exercendo um papel social fundamental na formação de cidadãos conscientes quanto às questões energéticas e ambientais que contribuem para o desenvolvimento sustentável.

A partir da intensa pesquisa bibliográfica realizada para a execução deste trabalho e apresentada no decorrer dos capítulos, algumas considerações importantes associadas à repotenciação de usinas hidrelétricas devem ser destacadas.

O crescimento anual do consumo de energia elétrica no Brasil previsto para os próximos anos é de 5%, superando a taxa de crescimento do PIB, que fica em torno de 4% ao ano. O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (2006-2015) planeja um aumento da capacidade instalada de 41% para hidrelétricas e de 45% para termelétricas, representando um ganho na capacidade instalada no parque gerador nacional de 42% neste período. Do total proposto para a expansão, 30% se refere à construção das grandes usinas hidrelétricas no rio Madeira: Jirau (3.300 MW) e Santo Antônio (3.150 MW) e da hidrelétrica Belo Monte (5.682 MW), que ao final do período, representarão 10% da capacidade total instalada do Sistema Interligado

Nacional (SIN). Entretanto, a questão ambiental representa uma importante barreira que provocou o atraso da obtenção da Licença Prévia dessas usinas devido aos graves impactos ambientais que podem provocar. O atraso na licitação dessas usinas não estava previsto no plano de expansão, aumentando os riscos de uma crise energética nos próximos anos.

Nesse contexto, a repotenciação de usinas hidrelétricas surge como uma importante alternativa para se obter ganhos de potência, pois, conforme demonstrado neste trabalho, além de não provocar impactos sócio-ambientais, ainda é capaz de gerar créditos de carbono que podem ser incorporados à análise de viabilidade econômica, tornando o empreendimento mais atrativo aos investidores e à sociedade.

No Brasil, das 158 usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW, 67 existem há mais de vinte anos, representando 34.734,7 MW passíveis de repotenciação. O ganho de energia que pode ser obtido com a repotenciação dessas usinas pode chegar a 8.600 MW, representando 21% do que está previsto para ser expandido no sistema elétrico até 2015. Neste caso, a repotenciação pode contribuir significativamente para aumentar a oferta de energia elétrica do parque gerador nacional, sendo um mecanismo sustentável, de baixo custo e curto prazo de implementação.

Os investimentos previstos no Plano Decenal (2006-2015) são de R\$ 75 bilhões para elevar a capacidade do sistema em 41.000 MW. Porém, somente as obras das usinas do rio Madeira já estão estimadas em R\$ 43 bilhões, levando a crer que os investimentos destinados à expansão do setor ultrapassarão os valores programados.

Com a repotenciação das usinas hidrelétricas no Brasil, estima-se um investimento de R\$ 26 bilhões necessário para se expandir a capacidade instalada em 8.600 MW. Se comparado às usinas do rio Madeira, isto representaria uma economia de 40% no orçamento para agregar ao sistema elétrico 30% a mais de potência instalada.

Se for considerado o potencial referente às Pequenas Centrais Hidrelétricas existentes no Brasil, esses números são também muito atrativos para a repotenciação. Estima-se que é possível adicionar 680 MW de capacidade ao parque gerador apenas

com a repotenciação e reativação das PCHs existentes no Brasil, ou seja, aumentar em 41% a oferta atual de energia elétrica proveniente deste tipo de aproveitamento.

Apesar de representar um potencial pequeno, quando comparado aos resultados que podem ser obtidos com a repotenciação de grandes centrais hidrelétricas, deve-se considerar que as PCHs são empreendimentos de baixo custo, de curto prazo de implementação, que encontram-se próximas aos centros consumidores, possuem diversos incentivos governamentais e causam menor impacto ambiental, encontrando menos barreiras na obtenção dos licenciamentos necessários para entrar em operação. O Plano Decenal, fazendo uma análise somente na região sudeste, prevê que até 2015 as PCHs serão responsáveis por um acréscimo de 267 MW no parque gerador, praticamente um centésimo do potencial estimado para este tipo de aproveitamento hidrelétrico no Brasil.

Diante de todas as considerações aqui apresentadas e dos resultados positivos alcançados através do estudo de caso da PCH Sodré, principalmente quanto à inserção ambiental, pode-se afirmar que a repotenciação é uma alternativa viável para se elevar a capacidade instalada do parque gerador nacional. Entretanto, tornar-se-ia muito mais atrativa se todos os benefícios sócio-ambientais proporcionados por este tipo de empreendimento fossem quantificados e incorporados ao estudo de viabilidade econômica do projeto. Uma sugestão seria quantificar e incluir na análise econômica os ganhos obtidos no desempenho do Sistema Elétrico Interligado atual com a repotenciação e reativação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos quanto à: redução dos custos e das perdas na transmissão de energia elétrica; melhoria na confiabilidade do sistema e economia na expansão da geração para atender a demanda futura. Estes desafios serão deixados como proposta para a elaboração de futuros trabalhos associados ao planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Banco de Informações da Geração, Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 29 abr. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução nº 023, de 5 fev. 1999.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bRES1999023.PDF>>. Acesso em: 01 maio 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução nº 390, de 17 jul. 2002.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002390.pdf>>. Acesso em: 26 abr. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução nº 488, de 29 ago. 2002.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002488.pdf>>. Acesso em: 13 jan. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução nº 652, de 9 dez. 2003.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Homologatória nº 139, de 27 jun. 2005.** Disponível em: <ftp://ftp.sp.gov.br/ftpmae/FTPpdf/financas/resolucoes_tarifarias/res_04072005.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2006.

ARAUJO, M. S. M. **Relatório de Análise do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. 2. ed. Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais. 2000. 73p. Disponível em: <<http://www.ivig.coppe.ufrj.br/doc/r1parte2d.pdf>>. Acesso em: 26 abr. 2006.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Manual da Taxa de Juros de Longo Prazo**. Editado em 24 abr. 2007. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/produtos/download/tjlp.pdf>>. Acesso em: 02 maio 2007.

BARBOSA, R. Mercado de créditos de carbono no Brasil. **O Estado de São Paulo**, 26 jul. 2005. Disponível em: < http://www.e-agora.org.br/conteudo.php?id=2037_0_3_0_C15>. Acesso em: 12 jan. 2006.

BERMANN, C. et al. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**, WWF-Brasil, 2004. Disponível em: <<http://assets.panda.org/downloads/repotenciacaouheportugues.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2004.

BIANCHI, I.; SOUZA, T. M. Recapacitação e Repotencialização de Pequenas Centrais Hidrelétricas Desativadas ou em Operação no Estado de São Paulo. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS: ELECTRICITY, GENERATION AND TRANSMISSION, 5., 2003, São Pedro. **Anais...** Guaratinguetá, José Luz Silveira, 2003. v.1. p. 20-25

BIZZOTTO, M. UE quer ter 20% de energia renovável em 2020. **BBCBrasil.com**, 09 mar. 2007. Disponível em: < http://www.bbc.co.uk/portuguese/reporterbbc/story/2007/03/070309_clima_bizotto_pu.shtml>. Acesso em: 23 maio 2007.

CANAZIO, A. PCHs têm potencial para gerar investimentos de R\$ 28 bilhões. **Agência Canal Energia**, 16 maio 2007. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=59217>>. Acesso em: 22 maio 2007.

CANAZIO, A. Rio Madeira: Cemig só entra no projeto se agregar valor e tiver forte governança corporativa. **Agência Canal Energia**, 11 maio 2007. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=59129>>. Acesso em: 22 maio 2007.

CANAZIO, A. Rio Madeira: técnicos descrevem EIA como insuficiente e sugerem negar LP. **Agência Canal Energia**, 24 abr. 2007. Disponível em: < <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=58849>>. Acesso em: 02 maio 2007.

CARDOSO, E. M. **Programa de Integração CNEN – Módulo Informação Técnica**. Comissão Nacional de Energia Nuclear. Disponível em: <<http://www.cnen.gov.br/ensino/apostilas/PIC.pdf>>. Acesso em: 02 jul. 2007

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA – CSPE. **Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo**. 2. ed. São Paulo: Páginas & Letras Editora e Gráfica, 2004. 337p.

COMITÊ COORDENADOR DAS ATIVIDADES DE MEIO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO – COMASE. **Legislação Ambiental de Interesse do Setor Elétrico: nível federal**. 3. ed. Rio de Janeiro: Eletrobrás, Departamento de Meio Ambiente, 2007. 198p. Disponível em < http://www.eletrobras.gov.br/downloads/EM_MeioAmbiente/LAISE_25_04_2007.pdf >. Acesso em: 01 maio 2007.

DAINESE, I. CPFL investe em créditos de carbono. **Gazeta Mercantil**. 16 maio 2007. Disponível em:< <http://www.abrage.com.br/noticias/n031605.htm>>. Acesso em: 23 maio 2007.

DARZÉ, A. S. S. P. **A Questão Ambiental como Fator de Desestímulo ao Investimento no Setor Privado de Geração de Energia Hidrelétrica no Brasil**. 2002, 135f. Dissertação (Mestrado Profissional em Administração) – Escola de Administração da Universidade Federal da Bahia - EAUFBA, Salvador, 2002. Disponível em: < <http://www.adm.ufba.br/pub/publicacao/5/MPA/2002/174/darze2.pdf> >. Acesso em: 9 out. 2005

DEPARTAMENTO DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DAEE. **Registro das Vazões Médias Diárias do Rio Piagüi**. Disponível em: <<http://www.sigrh.sp.gov.br/cgi-bin/bdhtm.exe/flu>>. Acesso em: 13 jan. 2005.

ELETROBRÁS. **Fundo de Financiamento da Eletrobrás – FINEL**, 2007. Disponível em: < <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID=%7B2D8C1F41-9CA2-49F1-9771-0821A7253A16%7D&ServiceInstUID=%7B60A76E01-6EB7-4BC5-ADA4-52B61CBE28DB%7D>>. Acesso em: 01 maio 2007.

ELETROBRÁS. **PCH-COM, Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**, 2007. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/downloads/EM_Programas_PCH-COM/anexo03_pch.zip>. Acesso em: 01 maio 2007.

ELETROBRÁS. **Programas e Linhas de Financiamento – PROINFA**, 2007. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com.br/elb/portal/main.asp?View={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}>>. Acesso em: 01 maio 2007.

FILIPPIN, C. G.; LIRA, A. T. Análise Estrutural de Rotores de Turbinas Hidráulicas para Estudo da Incidência de Trincas e Desempenho à Vida de Fadiga. In: CONGRESSO de INOVAÇÃO TECNOLÓGICA em ENERGIA ELÉTRICA, 1., 2001, Brasília. **Anais...** ANEEL, 2001. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Citenel2001/Abertura.htm>>. Acesso em: 20 maio 2007.

FÓRUM BRASILEIRO DE ONGS E MOVIMENTOS SOCIAIS PARA O MEIO AMBIENTE E O DESENVOLVIMENTO – FBOMS. **Comentários da GT Energia sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**, 28 abr. 2006. Disponível em: <<http://www.fboms.org.br/files/comentariosGT EnergiaPDEE2006-2015.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2007.

GLASS, V. Alternativa econômica a novas hidrelétricas, repotenciação tem prazo. **Agência Carta Maior**, 08 maio 2007. Disponível em: <http://www.agenciartamaior.com.br/templates/materiaMostrar.cfm?materia_id=14062>. Acesso em: 22 maio 2007.

HADDAD, J. **Programa de Eficientização Industrial; Módulo: Análise Econômica de Investimentos**. São Paulo: ELETROBRÁS, 2005. 39p.

INATOMI, T. A. H.; UDAETA, M. E. M. Análise dos Impactos Ambientais na Produção de Energia dentro do Planejamento Integrado de Recursos. In: WORKSHOP BRASIL-JAPÃO EM ENERGIA, MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL, 3., 2005, Campinas. **Anais...** Campinas, Meio digital, 2005. p. 1-14. Disponível em: <<http://www.cori.rei.unicamp.br/BrasilJapao3/Trabalhos2005/Trabalhos%20Completos/Analise%20dos%20impactos%20ambientais%20na%20producao%20de%20energia%20den.pdf>>. Acesso em: 29 maio 2007.

LOCKWOOD, M. Guia geral para o comércio de carbono. **UOL Mídia Global**, 08 fev. 2007. Disponível em: <<http://noticias.uol.com.br/midiaglobal/prospect/2007/02/08/ult2678u69.jhtm>>. Acesso em: 26 mar. 2007.

LUNA, D. Novas "Itaipus" acirram debate sobre matriz energética. **Instituto de Estudos Socioeconômicos - INESC**, 18 maio 2007. Disponível em: <<http://www.inesc.org.br/equipe/jairb/noticias-do-inesc/maio-2007/novas-itaipus-acirram-debate-sobre-matriz-energetica/>>. Acesso em: 13 maio 2007.

MACEDO, I. C. **Estado da Arte e Tendências Tecnológicas para Energia**. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2003. Disponível em:

<http://www.finep.gov.br/fundos_setoriais/ct_energ/documentos/ct-energ03estado_arte.pdf>. Acesso em: 12 out. 2005.

MALDONADO, O. A.; SILVEIRA, J. L.; PANUNZIO, P. A.; GYORI, D. F. S. Repowering Small Hydroelectric Power Plants: Case Study. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS: ELECTRICITY, GENERATION AND TRANSMISSION, 6., 2005, Mar del Plata. **Anais...** Guaratinguetá, José Luz Silveira, 2005. v.1. p. 66-71.

MALDONADO, O. A.; SILVEIRA, J. L.; PANUNZIO, P. A.; GYORI, D. F. S. Technique-economical Viability of Repowering of Small Hydroelectric Power Plant considering the Social and Environmental Insert. In: THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 4., 2006, Palma de Mallorca. **Proceding...** ICREPQ'06, 2006. v.1. p. 50-55. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq06/293-maldonado.pdf>>

MANUAL para a Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – PACDEE, Sugestões e Propostas da CPFL, Audiência Pública nº. 003, 2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/ap003/CPFL.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2004.

MANUAL para a Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – PACDEE, Sugestões e Propostas da ELEKTRO, Audiência Pública nº. 003, 2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/ap003/Elektro.pdf>. Acesso em: 25 out. 2006.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **CT-ENERG – Fundo Setorial de Energia**. FINEP, 2006. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/fundos_setoriais/ct_energ/ct_energ_ini.asp>. Acesso em: 13 maio 2007.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **Formulário do Documento de Concepção de Projeto (MDL_DCP) - Repotenciação de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) no Estado de São Paulo, Brasil**. 16 out. 2006. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0010/10625.pdf>. Acesso em: 23 mar 2007.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **Metodologia Consolidada de Linha de Base para a Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis – ACM0002/Versão 6**. 2006. Disponível em:

<http://www.mct.gov.br/UserFiles//Clima/ACM0002_v6%20-%20port.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2007.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **Status Atual das Atividades de Projeto no Âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no Mundo**. 26 maio 2007. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0014/14996.pdf>. Acesso em: 01 jun. 2007.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudos para a Licitação da Expansão da Geração – Aproveitamento Hidrelétrico Cambuci**, Brasília, 2006. 46p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA52006/Attachments/15/RelatorioTecnicoCambuci.pdf>>. Acesso em: 22 maio 2007.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**, Brasília, 2006. 304p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8684>. Acesso em: 22 mar. 2007.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Nacional de Energia 2030 – Hidrelétricas e demais fontes renováveis**, Brasília, 2006. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213>. Acesso em: 20 ago. 2007.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA**, Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=877>. Acesso em: 02 maio 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Histórico da Operação, Geração de Energia**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 02 maio 2007.

PELLEGRINI, C. de C.; SCOLA, L. A. **Geração de Potência**. 2. ed., São João Del-Rei: Departamento de Ciências Térmicas e dos Fluidos, Universidade Federal de São João Del-Rei. 2005. 138p. Disponível em: <http://www.eletrica.ufsj.edu.br/pub/gth/Geracao_de_Potencia.pdf>. Acesso em: 02 maio 2007.

PROCURADORIA GERAL DA REPÚBLICA. MPF/PA ajuíza nova ação contra a hidrelétrica de Belo Monte. **Notícias do Ministério Público Federal**, 16 abr. 2007. Disponível em: <<http://noticias.pgr.mpf.gov.br/noticias-do-site/meio-ambiente-e-patrimonio-cultural/mpf-ajuiza-nova-acao-contra-a-hidreletrica-de-belo-monte/>>. Acesso em: 13 maio 2007.

PROCURADORIA GERAL DA REPÚBLICA. MPF/RO pede nulidade do licenciamento das usinas do Rio Madeira. **Notícias do Ministério Público Federal**, 15 mar. 2007. Disponível em: <<http://noticias.pgr.mpf.gov.br/noticias-do-site/meio-ambiente-e-patrimonio-cultural/mpf-ajuiza-nova-acao-contra-a-hidreletrica-de-belo-monte/>>. Acesso em: 13 maio 2007.

REIS, M. de M. **Custos Ambientais Associados à Geração Elétrica: Hidrelétricas X Termelétricas a Gás Natural**. 2001. 200f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/mmiranda.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2007.

REIS, T. V. M. **Emissões de Gases de Efeito Estufa no Sistema Interligado Nacional Metodologia para Definição da Linha de Base e Avaliação do Potencial de Redução da Emissões do Proinfa**. 2002. 254f. Dissertação (Mestrado Profissional em Regulação da Indústria de Energia – Energia e Meio Ambiente) – Universidade de Salvador – UNIFACS, Salvador, 2002. Disponível em: <http://www.energia.unifacs.br/dissertacoes/tereza_mousinho.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2006.

ROCHA, M. T. **Aquecimento Global e o Mercado de Carbono: Uma Aplicação do Modelo Cert**. 2003. 196f. Tese (Doutorado em Agronomia – Fitopatologia) – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo – USP, Piracicaba, 2003. Disponível em: <<http://www.ambiente.sp.gov.br/proaong/SiteCarbono/5/Aquecimento%20global.pdf>>. Acesso em: 02 maio 2007.

SANTOS, R. R. R. **Análise dos Vínculos entre os Certificados Verdes e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – A Perspectiva de Aplicação de Certificados Verdes no Brasil**. 2005. 121f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/rrsantos.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2007.

SOUSA JUNIOR, W. C.; REID, J.; LEITÃO, N. C. S. **Custos e Benefícios do Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Uma Abordagem Econômico-Ambiental**. 4. ed. Conservação Estratégica, 2006. Disponível em: <http://www.iieb.org.br/arquivos/public_belo_monte.pdf>. Acesso em: 15 maio 2007.

SOUSA, W. L. **Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de duas Abordagens**. 2000. 154f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/wlemgruber.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2007.

SOUZA, Z. **Centrais Hidrelétricas, Dimensionamento de Componentes**. 1. ed. São Paulo: Editora Edgar Blücher, 1992. 197p.

TIAGO Filho, G. L. et al. Um Panorama das Pequenas Centrais no Brasil. In: SIMPÓSIO DE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 5, 2006, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis, Artigo Científico, 2006. Disponível em: <http://www.artigocientifico.com.br/uploads/artc_1151321784_80.doc>. Acesso em: 21 abr. 2007

VEIGA, J. R. C. **Oportunidade de Negócios com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais**. 2001. 119f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf>. Acesso em: 26 abr. 2006.

VICTER, W. O Mercado de Créditos de Carbono, o Protocolo de Kyoto e o Estado do Rio de Janeiro. **O Globo Online**. 15 ago. 2005. Disponível em: < http://oglobo.globo.com/blogs/wagner/post.asp?cod_Post=6315>. Acesso em: 13 jan. 2006.

WWF-BRASIL, **Agenda Elétrica Sustentável 2020: Estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente, Seguro e Competitivo**, Brasília, 2006. 80p. v.12. Disponível em: <http://assets.wwf.org.br/downloads/wwf_energia_ebook.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2007.