

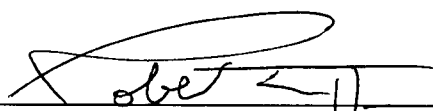
A VIABILIDADE DA INSERÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS NO CENÁRIO NACIONAL

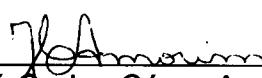
José Roberto Pires De Camargo

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS
EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:


Prof. Maurício Tiomno Tolmasquin, D.Sc.


Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.


Prof. José Carlos César Amorim, D.Ing.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2003

DE CAMARGO, JOSÉ ROBERTO PIRES

**A Viabilidade da Inserção das Pequenas
Centrais Hidrelétricas no Cenário Nacional.**

**VIII, 131, 9,7cm (COPPE/UFRJ,M.Sc.,
Planejamento Energético, 2003).**

**Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE**

1. Viabilidade das PCHs

2. Cenário Nacional

I. COPPE/UFRJ

II. Título (série)

*O êxito nas tarefas a que você se
propôs, depende da persistência com que
estão sendo levados avante seus
empreendimentos”*

Lauro Michielin

(Jacques Garnier)

AGRADECIMENTOS

“Todas as realizações não dispensam a participação das grandes e das aparentes pequenas contribuições, que em última análise lhe são fundamentais. A melhor engrenagem pode desarticular-se quando alui o modesto parafuso”.

Concordando integralmente com estas idéias é dever manifestar meus agradecimentos a todos aqueles que tornaram possível a realização deste trabalho.

Primeiramente agradeço a DEUS pela oportunidade dada a mim de poder aprender.

Aos meus pais Wedel Pires De Camargo e Nadir Honório Pires De Camargo, pela educação e exemplos de vida.

À minha esposa Andréia Morales Pires De Camargo, meus filhos Thiago, Thainá e Matheus pelo apoio e principalmente pela tolerância por todos os momentos em que não pude estar presente.

Ao Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim, D.Sc., orientador, pela postura serena, pela confiança depositada em meu trabalho e pela maneira cordial e esclarecedora que conduziu todas as etapas desta Tese.

Ao Prof. Dr. Roberto Schaeffer, meu primeiro contato no PPE, pela sua cordial receptividade na ocasião de meu ingresso no Programa.

Aos Majores Engenheiros Militares Moisés Roberto Lanner e Jorge Augusto Castedo Júnior, do Instituto Militar de Engenharia, pelo estímulo dispensado ao autor durante o desenvolvimento da tese.

Ao Prof. Dr. José Carlos César Amorim, do Instituto Militar de Engenharia, pela motivação quando da escolha do tema deste trabalho.

À Profa. Dra. Carla Liberal, do Instituto Militar de Engenharia, pelo apoio dado na fase final deste trabalho.

A todos os meus amigo(a)s e àqueles que direta ou indiretamente tenham colaborado com o meu trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

A VIABILIDADE DA INSERÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO CENÁRIO NACIONAL

José Roberto Pires De Camargo

Março/2003

Orientador: Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho apresenta o estudo da viabilidade da inserção de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs no Cenário Nacional, considerando as condicionantes de classificação quanto ao porte e localização dos empreendimentos.

As PCHs escolhidas para as análises foram as inventariadas pela ELETROBRÁS constante no Sipot 2002.

O desenvolvimento da dissertação é fruto de pesquisas realizadas junto aos órgãos, instituições e empresas que atuam na área, abordando aspectos da legislação, do potencial hídrico próprios para implementações de PCHs e avaliação dos custos de energia.

As conclusões deste trabalho apresentam um resultado favorável a implementação desta tecnologia, porém ressalta a importância de um estudo de viabilidade criterioso para cada empreendimento, tendo em vista a sensibilidade dos custos em função da variação dos parâmetros que os determinam.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE VIABILITY OF THE INSERTION OF THE SMALL HYDROELECTRIC POWER IN THE NATIONAL CONJUNCTURE

José Roberto Pires De Camargo

March/2003

Advisor: Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

This work presents the study of the viability of the introduction of Small Hydroelectric Power – SHP in the national scenario, taking into account the classification restrictions regarding scale and location of the projects.

The set of the SHPs chosen for analysis are part of the inventory provided by ELETROBRÁS – Sipot 2002.

The development of this dissertation is result of a research that included visits to the industries (public and private) working on the SHPP sector. The industries have provided discussion material comprising legislation aspects, hydro potential for SHPs implementation and energy cost evaluation.

This work concludes that the implementation of this alternative energy source is feasible. Nevertheless, it stresses the importance of a judicious study of viability for each project, in view of the cost sensibility with regard to its parameter variation.

ÍNDICE

1. CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	
1.1 - Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH.....	01
1.2 - Classificação das Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	02
1.3 - Situação das PCHs no Brasil.....	04
1.4 - Programas de Incentivos à Implementação de PCHs.....	05
1.5 - Desenvolvimento Sustentável.....	05
1.6 – Objetivo.....	06
2. CAPÍTULO 2 – LEGISLAÇÃO E PROGRAMAS	
2.1 – Introdução.....	08
2.2 - Aspectos Institucionais e Legais.....	08
2.3 - Conta Consumo de Combustível – CCC.....	10
2.4 - Evolução da Legislação.....	11
2.5 - Dispendio com Combustíveis para Geração de Energia Elétrica.....	12
2.6 - Estudo de Impacto Ambiental-EIA e Relatório de Impacto Ambiental-RIMA.....	14
2.6.1 - Área de Estudo.....	15
2.6.2 - Sistema Ambiental.....	15
2.6.3 - Componentes Síntese.....	16
2.6.4 - Avaliação dos Impactos Ambientais.....	16
2.7 - Comercialização de Energia.....	18
2.8 - Programa PCH-COM.....	20
2.9 - Formação da Carteira.....	21
2.10 - Política de Comercialização de Energia do Programa PCH-COM.....	22
2.11 - Funcionamento do Programa.....	24
2.12 - Condições de Desligamento.....	26
2.13 - Lei 10.438.....	26
3. CAPÍTULO 3 – INVENTÁRIO	
3.1 - Potencial Brasileiro de Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	33
3.2 - Custos para Implementação de Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	36
3.3 - Caracterização das Regiões e seus Mercados.....	38

4. CAPÍTULO 4 – AVALIAÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA	
4.1 - Considerações Gerais.....	41
4.2 - Avaliação do Local.....	43
4.3 - Metodologia para Estudo de Viabilidade.....	44
4.4 - Determinação do Custo de Energia.....	46
4.4.1 - Avaliação do Potencial do Local.....	46
4.4.2 - Operação e Manutenção – O&M.....	49
4.4.3 - Atratividade o Empreendimento.....	50
4.5 - Metodologia de Cálculo de Benefício da Sub-Rogação da CCC.....	52
4.5.1 - Aplicação da Fórmula do art 8 da resolução nº 245/99.....	53
4.5.2 - Prazo de Pagamento.....	53
4.6 - Aplicação do Método.....	54
5. CAPÍTULO 5 – CUSTO DA ENERGIA DAS PCHS INVENTARIADAS	
5.1 - Considerações Gerais.....	74
5.2 - Análise dos Resultados obtidos pela Metodologia Adotada.....	75
5.3 - Necessidades dos empreendimentos para cada região.....	79
5.4 - Parâmetros que determinam o Custo da energia.....	81
6. CAPÍTULO 6 – VARIAÇÕES DOS CUSTOS DA ENERGIA PARA AS PCHS INVENTARIADAS	
6.1 - Considerações Gerais.....	83
6.2 - Custos da Energia considerando a variação dos Custos de O&M.....	84
6.3 - Custos da Energia considerando o tempo de operação em horas ano.....	86
6.4 - Custos da Energia considerando a Taxa de Recuperação de Capital.....	87
6.5 - Variações Globais dos Custos da Energia.....	88
7. CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES.....	91
8. ANEXO – MEMÓRIA DE CÁLCULO.....	98
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	131

TABELAS

1. Tabela 01 - Classificação das PCHs.....	03
2. Tabela 02 - Situação das PCHs existentes no Brasil até 1997.....	04
3. Tabela 03 - Dispendio com Combustíveis para Geração de Energia Elétrica.....	12
4. Tabela 04 - Potencial Brasileiro de Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	35
5. Tabela 05 - Custos para construção de PCHs – R\$ por kW.....	37
6. Tabela 06 - Balanço de Potências destinados para cargas típicas.....	42
7. Tabela 07 - PCHs com Potências acima de 10 MW – Região Centro-Oeste.....	54
8. Tabela 08 - Custo Médio de Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC).....	76
9. Tabela 09 - Custo Médio de Energia – R\$/MWh (com recursos da CCC).....	78
10. Tabela 10 - Capital e Benefício de Sub-rogação necessários às regiões para implementação de PCHs com potências de 1 MW a 30 MW – em milhões de R\$. 80	
11. Tabela 11 - Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC) – Custo de O&M 10% abaixo do valor base.....	85
12. Tabela 12 - Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC) – Custo de O&M 10% acima do valor base.....	85
13. Tabela 13 - Variação do Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC)... 86	
14. Tabela 14 - Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC) – 75% do tempo máximo de operação.....	87
15. Tabela 15 - Rentabilidade de Investimentos de Pequenos Riscos.....	87
16. Tabela 16 - Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC) - 15% de taxa de retorno.....	88
17. Tabela 17 - Variação Global do Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC).....	89
18. Tabela 18 - Tarifas Médias por Região e Custo Médio da Energia para PCHs acima de 10MW – R\$/MWh (com recursos da CCC).....	93

GRÁFICOS

1. Gráfico 01 - Evolução das Sub-Contas CCC S-SE-CO e CCC N-NE.....	13
2. Gráfico 02 - Estimativa de Recursos da CCC ISOL.....	14
3. Gráfico 03 - Custo da energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC).....	77
4. Gráfico 04 - Comparação Percentual dos Custos da Energia sem o benefício da CCC.....	77
5. Gráfico 05 - Custo da energia – R\$/MWh (com recursos da CCC).....	78
6. Gráfico 06 - Comparação Percentual dos Custos da Energia com o benefício da CCC.....	90

FIGURAS

1. Figura 01 - Comercialização da Energia da Carteira do PCH-COM.....	24
2. Figura 02 - Sistemática de Funcionamento da Carteira do PCH-COM.....	25
3. Figura 03 - Fluxo de Caixa durante a vida útil da usina.....	46
4. Figura 04 - Valor Presente Líquido.....	47
5. Figura 05 - Necessidade de Capital e Benefício da CCC – em milhões de R\$.....	80
6. Figura 06 - Custo da Energia de PCHs acima de 1MW.....	84

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1- Pequenas Centrais Hidrelétricas

O homem tem usado diversas fontes de energia ao longo dos tempos, mas somente no século XIX passou a utilizar a energia elétrica. Nesta época surgiram as primeiras plantas de usinas hidrelétricas desenvolvidas em pequena escala, uma vez que visavam ao atendimento de pequenas localidades. Hoje, o sistema expandiu-se e, atrelado a este fato, surgiram as grandes usinas hidrelétricas, e aquelas usinas do século XIX estariam hoje, enquadradas como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

No Brasil as PCHs representam uma importante alternativa de produção de energia renovável de uso localizado, promovendo a ampliação da oferta de energia elétrica em áreas isoladas e em pequenos centros agrícolas e industriais.

A legislação atual sobre concessões, permissões e autorizações de serviços públicos criou facilidades para a implantação de centrais hidrelétricas de até 30 MW.

Os Sistemas Isolados, que correspondem hoje a mais de 300 localidades eletricamente isoladas umas das outras, dependendo de sua situação geográfica, podem representar oportunidade única para a implantação de PCHs , em substituição a sistemas térmicos obsoletos e ineficientes.

Cerca de 85% dos sistemas isolados estão na Região Norte (Estados do Amazonas, Roraima, Rondônia, Amapá, e Acre). Os 15% restantes da capacidade instalada total de sistemas isolados estão distribuídos pelos Estados do Pará, Maranhão, Tocantins, Pernambuco, Bahia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná, e Rio Grande do Sul (ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A./ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica).

Atualmente a utilização de fontes energéticas renováveis em unidades de pequeno e médio porte, atendendo principalmente consumidores em sistemas isolados, estão sendo motivos de estudos e pesquisas desde meados dos anos oitenta, até que a redução dos preços do petróleo desestimulou sua difusão. Entretanto, esta temática tem recebido novo impulso com a evolução da tecnologia, com maior reconhecimento de suas vantagens quanto à promoção do desenvolvimento sustentável, que aliado a importantes mudanças nos aspectos legais, constitui-se atualmente em uma área bastante promissora, neste sentido as Pequenas Centrais Hidrelétricas passaram a ter uma importância maior no cenário nacional como uma alternativa viável de oferta de energia (STERNBERG, R. Perspectivas Geográficas nos Sistemas Hidrelétricos. Revista Brasileira de Geografia).

1.2- Classificação das Pequenas Centrais hidrelétricas

Pequena Central Hidrelétrica é uma concepção diferente e mais simples de centrais hidrelétricas, o que faz com que as ações necessárias para a implementação de uma PCH seja diferente em relação as centrais convencionais. Dada a sua característica peculiar e sua importância no contexto energético, foram criados programas e mecanismos para tratar dos assuntos relacionados a sua implementação.

A portaria nº 136/87, de 06/10/87, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, define como Pequena Central Hidrelétrica, o aproveitamento hidrelétrico com potência instalada de, no máximo, 10.000 kW e potência máxima por unidade geradora de 5.000 kW.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL mudou o conceito de pequenas centrais hidrelétricas (Lei nº 9.648, de 27/05/98) que ampliou o potencial das plantas de 10 MW para 30 MW, autorizando a dispensa de licitações para empreendimentos hidrelétricos de até este limite, para Autoprodutor e Produtor Independente, desde que os empreendimentos mantenham as características de Pequena Central Hidrelétrica (Resolução nº 394 da ANEEL, de 04/12/98). A PCH, portanto, passa a ser definida como um empreendimento com capacidade entre 1 MW a 30 MW, desde que a área total do reservatório se limite a no máximo 3 km². Outros empreendimentos que se

limitarem a 30 MW de potência mas que excederem o limite da área alagada terão seus casos estudados isoladamente pela Agência. Na tabela 01 é apresentada a classificação das PCHs no Brasil.

Tabela 01. Classificação das PCHs

Classificação	Potência Instalada (kW)	Queda de Projeto (M)		
		Baixa	Média	Alta
Microcentrais Hidrelétricas	até 100	menos de 15	15 a 50	mais de 50
Minicentrais Hidrelétricas	100 a 1.000	menos de 20	20 a 100	mais de 100
Pequenas Centrais	1.000 a 30.000	menos de 25	25 a 130	mais de 130

Fonte: portaria 394 de 4/12/98 da ANEEL

Esta ampliação do limite em até 30 MW trouxe algumas vantagens imediatas, como:

- necessitam apenas autorização da aneel para implantação;
- redução de no mínimo 50% para as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição;
- garantida participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;
- isenção do pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos;

Além dessa classificação, as PCHs podem ser classificadas ainda quanto à capacidade de regularização do reservatório e quanto ao tipo de sistema de adução:

- quanto à capacidade de regularização:
 - Pequena Central Hidrelétrica a fio d'água (sem reservatório);
 - Pequena Central Hidrelétrica de acumulação (reservatório de regularização diária).
- quanto ao sistema de adução:
 - adução por canal + tubulação de alta pressão;
 - adução por tubulação de baixa pressão + tubulação de alta pressão.

1.3 – Situação das PCHs no Brasil

Novos projetos tem atraído o interesse de vários grupos privados e companhias públicas. Este interesse pelas PCHs no Brasil tem sido grande devido ao custo acessível, ao menor prazo de implementação e maturação do investimento, às facilidades oferecidas pela legislação e à disposição do setor elétrico de se criar um mecanismo de mercado de energia elétrica, a disponibilidade de tecnologias eficientes e, finalmente, uma reduzida despesa operacional.

Diante deste quadro, o Governo Federal, através da ANEEL, lança as Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas em 1999 com objetivo de orientar os investidores para as implementações de PCHs. O público alvo são as cooperativas rurais, fundos de investimentos, pequenas, médias e grandes empresas, proprietários rurais e outros profissionais com disponibilidade de capital para a realização de investimentos.

A situação das PCHs no Brasil até 2002 é mostrada na tabela 02, onde pode-se verificar que existiam em torno de 1.828 centrais em diversos estágios, o que representava um potência total de 17.277 MW.

Tabela 02. Situação das PCHs existentes no Brasil até 2002

ESTÁGIOS	QTDE		Pot. Nominal	
	unidad.	%	MW	%
Remanescente	519	28,39	4768	27,60
Individualizado	415	22,70	3698	21,40
Inventário	707	38,68	6854	39,67
Viabilidade	18	0,98	199	1,15
Projeto Básico	144	7,88	1501	8,69
Em Construção	25	1,37	258	1,49
TOTAL	1.828	100,00	17.277	100,00

Fonte: Sistema de Informações sobre Potencial Hídrico - SIPOT- 2002

1.4- Programas de incentivos à implemetação de PCHs

O Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidreelétricas - PNCE surge com o propósito de dinamizar a implantação de pequenos empreendimentos para a expansão da oferta de energia elétrica a mercados atendidos ou não por concessionário. O programa prevê, ainda, a possibilidade de concessionárias de serviço público participarem dos investimentos em PCHs por intermédio de associações de empresas em forma de consórcio ou isoladamente. A natureza básica do programa é tratar os novos empreendimentos como oportunidades reais de negócios. A ELETROBRÁS está apoiando os interessados na obtenção dos recursos, no Brasil ou no exterior, mediante convênio com instituições financeiras e de créditos.

Com a utilização da Conta de Consumo de Combustível - CCC para a implementação de PCH (publicação do Diário Oficial da União de 13 de agosto de 1999, em resolução nº 266 da ANEEL), principalmente na substituição da geração termelétrica a partir do óleo diesel em sistemas isolados, cria um estímulo financeiro que evidencia ainda mais as PCHs no cenário energético nacional.

1.5- Desenvolvimeto Sustentável

Com o conceito de desenvolvimento sustentável, foram colocados em questão os métodos desenvolvimentistas baseados em um único objetivo, qual seja, a otimização econômica. De acordo com este novo conceito o desenvolvimento é um processo de mudança no qual a disponibilidade de recursos, o direcionamento de investimentos, a orientação do desenvolvimento tecnológico, e as mudanças institucionais, deverão estar em harmonia, de modo a propiciar o atendimento às necessidades e aspirações humanas do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atender suas próprias necessidades.

É nesta visão de sustentabilidade que o planejamento e a gestão integrada de recursos hídricos devem ser discutidos e analisados. O adjetivo integrado indica que os aspectos de qualidade e quantidade devem ser considerados em conjunto e que o

recurso hídrico é parte de um sistema regional onde outras interfaces de setores correlatos (por exemplo: transportes, saúde pública, defesa civil, agricultura e outros) devem ser adequadamente consideradas.

Dentro deste contexto verifica-se que a ocupação com finalidade energética não se traduz categoricamente em violação do meio ambiente, mas sim em algo a ser analisado, uma vez que, de um modo geral, esta ocupação pelos reservatórios de regularização de cursos d'água não alcança 0,6% do território útil brasileiro (Fonte:CERPCH). Por outro lado, a introdução da energia elétrica para estes locais desprovidos de toda a espécie de infra-estrutura, é um passo na direção das aspirações das comunidades locais.

1.6- Objetivo

As dimensões geográficas aliadas as condições hídricas favoráveis do território brasileiro favoreceram o largo emprego deste potencial para a produção de energia, levando a um maior investimento na implantação de hidrelétricas.

Atualmente a hidreletricidade é a base do suprimento de energia elétrica do Brasil. Produzido por usinas de grande porte, representa uma parcela significativa do potencial de energia elétrica do país. A maior parte dos recursos hídricos no Brasil situa-se na Região Amazônica, longe dos maiores centros consumidores - Sul e Sudeste - (STERNBERG, R. Perspectivas Geográficas nos Sistemas Hidrelétricos. Revista Brasileira de Geografia).

Embora os aproveitamentos hidrelétricos na Amazônia sejam grandes, faltam dados precisos referentes àqueles rios próprios para o aproveitamentos em Pequenas Centrais hidrelétricas, haja visto que são rios secundários. Esta falta de dados implica em uma etapa para estudos das características dos recursos hídricos, além de gerar incertezas que comprometem o gerenciamento destes recursos para outras atividades que não somente a geração de energia elétrica, mas também para sistemas de irrigação, abastecimento urbano, estudos de avaliação da qualidade das águas e outras.

A importância e as incertezas dos aproveitamentos dos recursos hídricos próprios para as implementações de Pequenas Centrais Hidrelétricas motivaram o presente trabalho, que tem por objetivo levantar a viabilidade da inserção das diversas classes de PCHs para cada região, de modo a possibilitar um mapeamento do custo de energia destes empreendimentos, considerando as condições geo-topográficas e grupos de consumidores, além dos parâmetros que determinam estes custos diretamente.

Para alcançar estes objetivos abordaram-se aspectos pertinentes a legislação e aos programas existentes, que visam incentivar a implementação das Pequenas Centrais Hidrelétricas. Os aproveitamentos hídricos utilizados para os estudos estão contantes no inventário elaborado pela ELETROBRÁS.

Foram realizadas as avaliações dos custos da energia dos recursos hídricos e posteriormente a consolidação de seus resultados, considerando as classes das PCHs envolvidas e suas localizações.

CAPÍTULO 2

LEGISLAÇÃO E PROGRAMAS

2.1 – Introdução

Este capítulo tem como objetivo a apresentação da legislação e programas pertinente às PCHs, ressaltando suas particularidades que diferenciam estes empreendimentos das hidrelétricas convencionais.

Os principais tópicos da legislação a serem abordados dizem respeito aos aspectos institucionais e legais, a criação da Conta Consumo de Combustíveis e da evolução da legislação que a regula, bem como a comercialização da energia.

No que se refere aos programas, especial atenção será dado ao Programa PCH-COM, abordando a formação da carteira e seu funcionamento e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, criado pela lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

2.2 - Aspectos Institucionais e Legais

Os aspectos institucionais e legais, de interesse à realização do Projeto Básico deverão ser considerados, desde o registro até a “aprovação do estudo” pela ANEEL e abrangem uma faixa ampla da legislação vigente, tendo como linhas mestras a “Constituição da República Federativa do Brasil”, de 1998, o “Código de Águas” – Decreto nº 24.263, de 10 de julho de 1934, Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996 que instituiu a ANEEL e a legislação complementar.

De acordo com a Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica constituem bens da União (Capítulo II, art. 20, inciso VIII).

De acordo, ainda, com a Constituição, compete à União explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos (Capítulo II, art. 21, inciso XII, alínea b).

Do ponto de vista legal e dentro do escopo das usinas hidrelétricas com potência instalada entre 1 MW e 30 MW e com reservatório igual ou inferior a 3 km² (Resolução ANEEL 394/98), o Projeto Básico representa a condição para a obtenção da autorização/concessão para exploração do aproveitamento hidrelétrico.

Para o desenvolvimento do Projeto Básico desse aproveitamento, o interessado deve encaminhar à ANEEL os documentos necessários ao registro dos estudos em conformidade com a Resolução ANEEL nº 395 de 04 de dezembro de 1998.

O Projeto Básico deve ser elaborado de acordo com as Normas da ANEEL e atender como escopo mínimo aos procedimentos indicados em suas diretrizes.

O Relatório Final do Projeto Básico deve ser submetido à aprovação da ANEEL para obtenção da autorização/concessão para exploração do aproveitamento hidrelétrico.

Os procedimentos recomendados têm caráter geral, não dependem do tipo de pessoa jurídica (empresa estatal, privada, etc.) que vai realizar o empreendimento hidrelétrico, e independem da destinação da energia a ser gerada pelo potencial (autoprodução, produção independente e serviço público).

No caso de impedimento de acesso aos locais dos levantamentos de campo, o interessado poderá obter, de acordo com a Lei 9427 de 26/12/96, autorização específica da ANEEL para elaboração destes serviços, sendo fixados os seguintes valores de caução:

- 5% do valor dos dispêndios com os Estudos de Inventário Hidrelétrico (Resolução 393/1998);
- 2% do valor dos dispêndios com os Estudos de Viabilidade (Resolução 395/1998).

O artigo 30 do Decreto 2003, de 10/09/96, prevê o requerimento justificado do interessado, a declaração de utilidade pública para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa de terreno e benfeitorias, de modo a possibilitar a realização de obras e serviços de implantação do aproveitamento hidráulico.

2.3 - Conta Consumo de Combustíveis - CCC

Por várias décadas, o setor elétrico brasileiro cumpriu com eficácia a função de subsidiar o desenvolvimento econômico e industrial do país.

A região Norte ou, mais precisamente, grandes áreas pertencentes à Amazônia Legal, permanecem, por questões de obstáculos naturais e barreiras logísticas, associadas a grandes extensões geográficas, dependentes de subsídio aos combustíveis fósseis (diesel e óleo combustível) para que a geração termelétrica descentralizada possa atender, com tarifas uniformizadas e compatíveis, os consumidores daquelas regiões.

A Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, inciso III, art.13, dispõe que os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis para atender às necessidades do sistema interligado ou por imposição do interesse nacional sejam rateados entre todas as empresas concessionárias, de acordo com critérios estabelecidos pelo Poder Executivo. O Decreto nº. 774, de 18 de março de 1993, que regulamentou a Lei nº. 8.631, de 4 de março do mesmo ano, dispõe, no art. 22, providências sobre o rateio do custo de consumo de combustíveis, que abrangem a totalidade dos distribuidores de energia elétrica através da Conta Consumo de Combustíveis - CCC, compondo reservas financeiras para cobertura desse custo. Com a vigência desse decreto, grande parte da capacidade instalada de geração termelétrica nacional passou a usufruir dos recursos da CCC.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro introduziu novos conceitos de competição na geração de energia elétrica. A ampliação de exigências voltadas para a sustentabilidade dos meios de geração em termos técnicos e ambientais - relacionadas com a redução de emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera - e a necessidade de universalizar o suprimento de energia elétrica para a população brasileira, sinaliza para a criação de incentivos ao desenvolvimento de alternativas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A sub-rogação dos recursos da CCC a empreendimentos de geração a partir dessas fontes favorece a substituição do consumo de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica.

2.4 - Evolução da Legislação

O Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, art.22, desdobrou a CCC em três sub-contas distintas (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro, Volumes I e II, março de 2001):

- CCC-S/SE/CO - Conta Consumo de Combustíveis destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração termelétrica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado do Sul, Sudeste e Centro-Oeste, tendo como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a esse sistema interligado;
- CCC- N/NE - Idem para os custos constantes no Plano de Operação do Sistema Interligado do Norte e Nordeste;
- CCC-ISOL - Idem para os custos constantes no Plano de Operação dos Sistemas Isolados, tendo como contribuintes todos os concessionários do país que atendam a consumidores finais.

O art.11 da lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, estabeleceu que as usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelo sistema elétrico interligado, cuja operação tenha-se iniciado a partir de 6 de fevereiro de 1998, não mais fariam jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis – CCC, prevista no inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. O mesmo artigo manteve, temporariamente, a sistemática de rateio para as termelétricas do sistema interligado, em operação em 6 de fevereiro de 1998, considerando prazos e condições de transição, definidos na Resolução ANEEL nº 261/98, a qual mantém o reembolso integral dos custos com combustível até 2002, sendo reduzidos gradualmente nos três anos subsequentes: 25% em 2003, 50% em 2004 e 75% em 2005, até a extinção do benefício para o sistema interligado, a partir de 2006 inclusive. Ressalta-se que a manutenção temporária da CCC, para as centrais termelétricas a carvão mineral, aplica-se exclusivamente àquelas que utilizam apenas produto de origem nacional.

A resolução nº 245 da ANEEL, considerando a aplicação da sistemática de rateio da CCC para geração de energia elétrica nos sistemas isolados até maio de 2013,

estabelece em seu Art. 1º que as condições para a sub-rogação dos benefícios da CCC a empreendimentos de geração elétrica que venham a ser implantados em sistemas elétricos isolados, em substituição, total ou parcial, de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou para atendimento a novas cargas, devido a expansão do mercado. No inciso I do Art. 2º expõe que as o aproveitamentos hidroelétricos de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, desde que mantidas as características de PCH, serão beneficiados desta conta.

2.5 - Dispendios com Combustíveis para Geração de Energia Elétrica

Os valores das cotas anuais referentes aos dispendios com combustíveis para a geração de energia elétrica para o período de janeiro a dezembro de 2000, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis pode ser resumida na tabela 03. Nela verificamos os valores do rateio das cotas desdobradas nas três sub-contas distintas:

Tabela 03 - Previsão de Dispendios da CCC de 2000 (milhões de R\$)

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

Regiões	Sistema interligado S/SE/CO	Sist. Interligado N/NE	Sist. Isolados	Total
Norte	0,0	20,1	44,9	64,9
Nordeste	0,0	55,7	93,4	148,9
Sudeste	934,1	0,0	378,3	1.312,2
Sul	250,2	0,0	101,6	352,0
Centro-Oeste	81,6	0,7	35,0	117,2
Total	1.265,9	76,5	653,2	1.995,2

Fonte: Elaboração própria a partir das Resoluções ANEEL nºs 204/98, 238/99 e 274/00

Os valores mostram que 32% do montante da CCC é destinado aos sistemas isolados.

Estimando a evolução das sub-contas CCC S-SE-CO e CCC N-NE, considerando que as novas demandas da geração termelétrica não mais serão incorporadas à sistemática de rateio de custos e ainda, por hipótese simplificadora, que os preço dos combustíveis fósseis se mantenham até 2004 nos níveis atuais, chegar-se-á no gráfico 01 que apresenta a evolução dos recursos das sub-contas do Sistema Interligado.

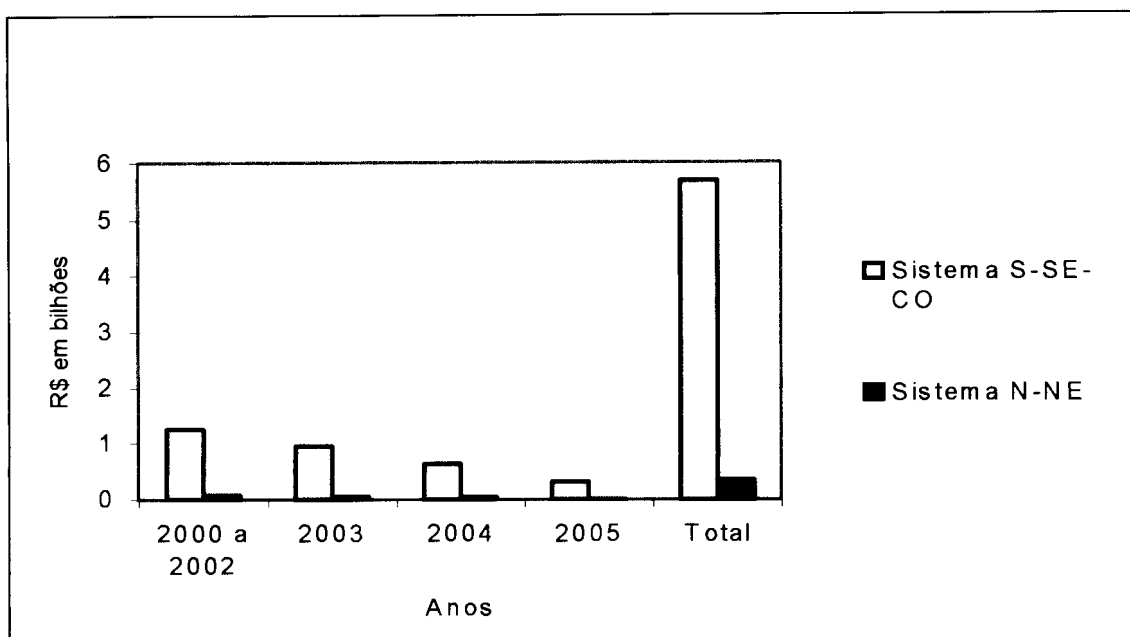


Gráfico 01 - Evolução das sub-contas CCC S-SE-CO e CCC N-NE
 Fonte: Guia para utilização de Recursos da CCC - ANEEL

Para se dispor de uma estimativa de montante de recursos a serem parcialmente redirecionados para o desenvolvimento das fontes de energia renováveis, foi simulado um cenário de evolução da sub-contas CCC-ISOL. Em anexo à Resolução da ANEEL - 274/00, de 19 de julho de 2000 - são fixados os valores revisados das quotas anuais referentes aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica a crédito na CCC - relativos ao exercício de 2000, contendo o rateio das cotas nos sistemas isolados no montante total, em milhões de R\$, de 653,2 (tabela 03). A sistemática de rateio com expansão da capacidade instalada até 2013 foi estimada para uma evolução da sub-conta CCC-ISOL. Nessa estimativa admitiu-se, por hipóteses simplificadoras, a manutenção do atual nível de preços dos combustíveis fósseis e um acréscimo da capacidade instalada que atenda um incremento anual de 8% ao ano na demanda por energia - taxa compatível com o crescimento populacional e o crescente cumprimento da meta de universalização dos serviços de energia. Dessa forma, o gráfico 02 apresenta uma estimativa dos recursos da sub-conta dos Sistemas Isolados e o valor acumulado de R\$ 15,82 bilhões, no horizonte de 2000 até 2013, a serem despendidos nos aportes a CCC-ISOL e passíveis de se reverter em incentivo econômico-financeiro ao desenvolvimento das fontes renováveis de energia no Brasil (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro, Volumes I e II, março de 2001).

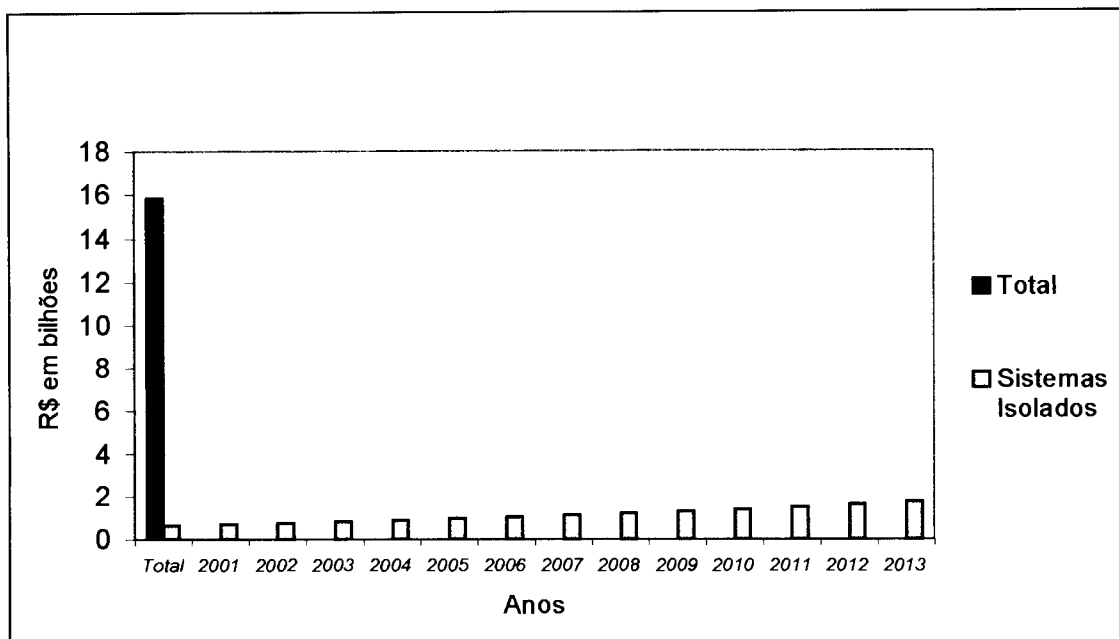


Gráfico 02 – Estimativa de Recursos da CCC - ISOL

Fonte: Guia para utilização de Recursos da CCC - ANEEL

2.6- Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de Impacto Ambiental – RIMA

Os critérios adotados para os estudos ambientais adequam os instrumentos metodológicos e procedimentos usuais de avaliação de impacto ambiental aos requisitos e especificidades dos estudos de inventário hidrelétrico. Esses critérios, a seguir apresentados, deverão orientar a sistematização do conhecimento sobre as principais questões ambientais, de modo a influenciar a concepção dos aproveitamentos e a formulação das alternativas de divisão de queda, fornecer informações para a estimativa dos custos do empreendimento e possibilitar a comparação e seleção das alternativas, dentro de um enfoque multiobjetivo.

Os estudos ambientais devem apontar, em seus resultados, as questões a serem melhor enfocadas durante a etapa de viabilidade.

2.6.1 - Área de Estudo

A área de estudo deverá ser delimitada de modo a possibilitar a análise dos processos ambientais inerentes à bacia hidrográfica inventariada, a qual deverá estar incluída em sua totalidade. Deve ainda possibilitar a identificação e avaliação dos processos impactantes gerados pelo desenvolvimento do seu potencial hidrelétrico.

Os limites da área de estudo deverão ser definidos na etapa de Planejamento, sendo passíveis de ajustes durante o desenvolvimento dos trabalhos. Na sua definição deverão ser respeitadas as especificidades dos processos ambientais contemplados, que, com frequência, não se restringem a limites fisiográficos (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas. 2a edição. Rio de Janeiro. Nov/1997).

2.6.2 - Sistema Ambiental

Entende-se por sistema ambiental o conjunto dos elementos existentes na área de estudo, incluindo seus atributos ou qualidades, as funções que exercem nos processos e suas interações (LA ROVERE, E. Hidroelétricas e Meio Ambiente na Amazônia. INESC, Instituto de Estudos sócio-econômicos, Brasília-DF, 1994).

A análise do sistema ambiental requer a consideração dos seus processos físico-bióticos, sociais, culturais, econômicos e políticos, bem como das suas inter-relações e de seus rebatimentos espaciais, o que requer um enfoque multi e interdisciplinar.

2.6.3 - Componentes-Síntese

Para representação do sistema ambiental adota-se uma estrutura analítica composta por seis componentes, aqui denominados componentes-síntese: Ecossistemas Aquáticos, Ecossistemas Terrestres, Modos de Vida, Organização Territorial, Base Econômica e População Indígena.

Estes componentes-síntese são estruturados a partir da inter-relação entre vários elementos do sistema ambiental. Sua definição conceitual e a estruturação de seu conteúdo analítico têm como premissas:

- possibilitar a compreensão da globalidade dos processos segundo os quais os elementos ambientais interagem;
- colocar em evidência as questões de maior relevância que emergem das interações aproveitamento hidrelétrico/alternativa-área de estudo;
- conferir seletividade ou poder de diferenciação na comparação entre alternativas de divisão de queda.

O termo "síntese" é utilizado com a finalidade de expressar o grau de articulação entre os diversos elementos ambientais que constituem um componente-síntese, aqui denominados elementos de caracterização, proporcionando uma noção de conjunto dos processos envolvidos em seu campo de análise. Destaca-se, nesse sentido, que existem elementos de caracterização que estão presentes em mais de um componente, assumindo diferentes funções nos processos inerentes a cada um deles.

2.6.4 - Avaliação dos Impactos Ambientais

Qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultantes das atividades do homem que afetam a saúde, a segurança, o bem estar da população, as

atividades sociais e econômicas, a biota, as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e a qualidade dos recursos ambientais são impactos ambientais.

Desta forma, os projetos necessitam de um Estudo de Impacto Ambiental – EIA e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente e do IBAMA, para posteriormente serem implementados.

A avaliação dos impactos ambientais tem por objetivo subsidiar a comparação e seleção das alternativas de divisão de queda.

Os critérios adotados para orientar a avaliação dos impactos e a obtenção dos índices ambientais, para fins dos estudos propostos, estão indicados a seguir.

- impacto ambiental: alteração potencialmente desfavorável causada por um aproveitamento ou conjunto de aproveitamentos sobre um componente-síntese ou sobre o sistema ambiental, tendo-se como referência a situação atual da área de estudo e suas tendências evolutivas;
- a avaliação dos impactos ambientais deve contemplar a identificação das alterações desfavoráveis e a identificação das ações que evitem a ocorrência total ou parcial dos impactos (controle), das ações que reduzam as consequências dos impactos (mitigação) e das ações que compensem os impactos quando a reparação é impossível (compensação). Essas ações serão traduzidas em custos a serem efetivamente internalizados no custo de implantação do aproveitamento (custos ambientais). Os impactos ambientais sobre os quais não é possível haver controle, ou os impactos residuais quando da existência de controle, compensação ou mitigação (custos de degradação), serão avaliados e traduzidos em índices ambientais, que serão associados ao objetivo “minimizar os impactos ambientais”;
- por se tratar de uma avaliação setorial, onde o benefício contemplado é a maximização da eficiência econômico-energética, todas as outras possíveis alterações que possam vir a gerar benefícios potenciais (impactos positivos) não estão sendo consideradas na análise;
- as alterações causadas pelo meio ambiente sobre os aproveitamentos (impactos do meio ambiente sobre os aproveitamentos deverão sempre que possível ser identificadas para subsidiar o projeto de engenharia. Entretanto, observa-se que não serão consideradas para a composição dos índices ambientais;
- na análise dos impactos ambientais de uma alternativa de divisão de queda, consideram-se todos os aproveitamentos implantados simultaneamente;

- processo impactante: consiste em um conjunto de alterações potencialmente desencadeadas por um aproveitamento ou conjunto de aproveitamentos sobre os processos naturais e sociais pré-existentes na área de estudo; a um determinado processo impactante, vinculam-se impactos ambientais inter-relacionados ao nível de componente-síntese.

Face a necessidade de agilidade no processo de avaliações de impactos ambientais, a legislação ambiental evoluiu, com o estabelecimento de regras e normas mais adaptadas à realidade brasileira. Dessa forma, a Resolução CONAMA nº 01/86, de 23.01.86, que exigia a elaboração de estudos detalhados, em forma de EIA – Estudos de Impacto Ambiental e RIMA – Relatório de Impacto Ambiental, para usinas de geração de eletricidade acima de 10 MW (inciso XI do Artigo 2º), sofreu mudanças em 19.12.97, pela Resolução CONAMA 237/97, que, em seus Artigos 2º, 3º e 12º, deixa a critério do órgão ambiental licenciador a decisão quanto aos casos em que serão necessários estudos detalhados ou simplificados.

Para as usinas hidrelétricas, não há mais, portanto, o limite de 10 MW para a isenção de apresentação de EIA/RIMA, mas, sim, a consideração, a ser feita pelo órgão ambiental, de que o empreendimento é ou não “potencialmente causador de significativa degradação ao meio ambiente”, podendo “ser estabelecidos procedimentos simplificados para as atividades e empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental”.

Desta forma, de acordo com a legislação vigente, existem dois tipos de PCH: as que exigirão estudos simplificados e as que demandarão os convencionais e detalhados EIA/RIMA. Numa etapa posterior, o PBA – Projeto Básico Ambiental pode ser exigido em um ou outro tipo, a critério do órgão ambiental.

2.7- Comercialização da Energia

Os concessionários de serviço público de eletricidade ficam autorizados a adquirir energia excedente de Autoprodutores gerada com a utilização de fontes energéticas que não empreguem combustível derivado de petróleo (Dec. Lei nº 1.872, de 21.05.81)

e a efetuar investimentos em aproveitamento hidrelétrico objeto de concessão a outro concessionário, a serem dados em arrendamento ao titular da concessão (Decreto nº 1.348, de 28.12.94).

Também é assegurada a formação de consórcios entre os concessionários de Serviço Público, e entre esses e os Autoprodutores de energia elétrica para exploração de aproveitamentos hidrelétricos (Decreto nº 915, de 06.09.93);

O Produtor Independente e o Autoprodutor terão assegurados o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido (Decreto nº 2.003, de 10.09.96).

Produtor Independente de Energia Elétrica é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (Decreto nº 2.003, de 10.09.96), enquanto Autoprodutor de Energia Elétrica, é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (Decreto nº 2.003, de 10.09.96).

As PCHs de potência superior a 1MW e inferior a 30MW, destinadas a Produção Independente ou Autoprodução poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500kW (Lei nº 9.468, Art. 26, parágrafo 5º). Estas PCHs contam ainda com redução mínima de 50%, para as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. As novas PCHs estão também isentas do pagamento da compensação financeira, aos Estados e Municípios, pelo uso dos recursos hídricos. No caso de sistemas isolados elas contam ainda com a possibilidade de uso dos recursos da CCC, quando promoverem a substituição da geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo.

A Lei 9.468 e as Resoluções ANEEL 393, 394 e 395 definem, ainda, restrições e/ou facilidades em termos de condições determinadas para concessão, permissão ou autorização de exploração, em função da natureza do empreendimento e da faixa de potência conforme resumido a seguir:

- serviço público: hidrelétrica - até 1 MW: - somente registro; acima de 1 MW - concessão por licitação.

- autoprodutor independente: hidrelétrica - até 1 MW: - somente registro; de 1 MW até 30 MW, com área inundada menor ou igual a 3 km² - autorização; acima de 30 MW - concessão por licitação.

Para o registro de realização de estudos para o Projeto Básico de uma PCH, o interessado deverá apresentar, dentre outras, informação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico realizados, adotados como referência para as características do aproveitamento, além do relatório de reconhecimento do sítio onde se localiza o potencial. Os Estudos de Inventário em bacias hidrográficas com vocação hidrenergética para aproveitamentos de, no máximo, 50 MW, poderão ser realizados de forma simplificada, desde que existam condições específicas que indiquem potencial de aproveitamentos até aquele limite ou imponham a segmentação natural da bacia em sub-bacias cujos aproveitamentos estejam dentro do citado limite de 50 MW. Deverá ser apresentado à ANEEL relatório de reconhecimento da bacia ou sub-bacia, justificando a simplificação adotada para os Estudos de Inventário.

Os empreendedores de aproveitamentos hidrelétricos deverão se articular junto aos órgão de recursos hídricos para regularizar sua situação quanto ao uso da água para geração hidrelétrica.

2.8 - Programa PCH-COM

O PCH-COM é um programa criado para viabilizar a implantação ou revitalização de pequenas centrais hidrelétricas, onde a ELETROBRÁS garante a compra de energia da usina e o BNDES oferece seu financiamento para o empreendimento.

Destina a empreendedores privados interessados em construir ou revitalizar PCHs, conectadas ao Sistema Interligado Brasileiro, que necessitem de uma garantia de compra da energia e de financiamento para implantação de seu empreendimento.

O PCH-COM pretende solucionar uma das principais dificuldades encontradas pelos empreendedores de PCHs no que se refere à obtenção de financiamento.

A obtenção de crédito para os empreendimentos junto aos agentes financeiros está vinculada à existência de uma garantia de venda da energia da usina, através de contratos de longo prazo. Participando do PCH-COM o empreendedor terá sua energia contratada pela ELETROBRÁS, garantindo dessa maneira o financiamento do BNDES.

A concepção do Programa está apoiada na idéia de prover garantia de receita aos empreendedores das PCHs para sustentação dos financiamentos.

Sob o enfoque do empreendimento o PCH-COM, oferece as seguintes vantagens:

- garantia de receita para a sustentação do financiamento do BNDES;
- possibilidade de comercialização imediata da energia produzida da PCH;
- redução de custos, devido a ELETROBRÁS atuar como representante do empreendedor no MAE;
- participação no rateio dos excedentes financeiros da Carteira do PCH-COM;
- implantação do Projeto com o acompanhamento da ELETROBRÁS;
- operação e manutenção da PCH com acompanhamento da ELETROBRÁS;
- garantia pela ELETROBRÁS da qualidade do projeto em relação à engenharia e meio ambiente;
- opção de desligamento do Programa e comercialização de sua própria energia.

2.9 - Formação da Carteira

A ELETROBRÁS, através de contratos de compra de energia firmados com os empreendedores, fará a aquisição das energias das PCHs.

O somatório destas energias constituirá o montante de energia a ser comercializado pela Agência Eletrobrás de Comercialização de Energia.

A meta do Programa é selecionar até 1.200 MW num período de 3 anos, distribuídos em módulos de 400 MW por ano. A Agência atuará como representante dos empreendedores das PCHs no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, eliminando a necessidade de criação e manutenção, por parte dos

empreendedores, de estruturas organizacionais para realizar a comercialização de suas energias.

Com o objetivo de reduzir os riscos financeiros da operação de comercialização de energia e de incentivar a participação de empreendimentos de todos os portes, o PCH-COM procurará diversificar os projetos que constituirão a carteira, estabelecendo os seguintes limites em sua formação:

- até 20% por investidor, equivalentes a 240 MW no triênio;
- até 25% por unidade federativa, equivalentes a 300 MW no triênio;
- até 30% por sub-bacia, equivalentes a 360 MW no triênio;
- até 45% por sub-mercado, equivalentes a 540 MW no triênio;
- até 40% por faixa de potência (as faixas de potência adotadas são: (I) entre 1 e 10 MW; (II) maiores que 10 até 20 MW e (III) maiores que 20 até 30 MW).

2.10 - Política de Comercialização de Energia do Programa PCH-COM

A política de comercialização de energia da carteira contemplará duas modalidades de negócio:

- na primeira, a comercialização se dará na forma de leilões de venda, onde serão firmados contratos bilaterais com prazos diferenciados (2, 3, 5 ou até mesmo 10 anos);
- na segunda, a comercialização se dará através de negociação dos ativos da carteira no Mercado Spot.

Adicionalmente a estas duas modalidades de negociação da carteira, o PCH-COM admitirá a alternativa de um empreendedor comercializar sua própria energia, permanecendo ainda na carteira. Neste caso o empreendedor deverá solicitar à ELETROBRÁS que disponibilize um montante a ser por ele comercializado com um terceiro interessado. Para que a operação seja efetuada, será necessário:

- aprovação pela ELETROBRÁS da capacidade de pagamento do terceiro interessado;
- capacidade do PCH-COM em disponibilizar o montante de energia desejado pelo empreendedor;
- pagamento das taxas de administração da carteira.

A receita total de comercialização da energia da carteira será a soma das parcelas da liquidação financeira das energias negociadas em contratos bilaterais e no mercado de curto prazo. Os custos da carteira estão associados às despesas operacionais, compras de energia, cobertura de riscos financeiros e impostos. O resultado da comercialização é obtido pela diferença entre a receita total e os custos. O excedente financeiro do resultado da comercialização, acumulado até o final de um trimestre, será distribuído para os empreendedores como uma receita adicional.

A carteira de comercialização de energia do PCH-COM terá como referência a alocação de 85% de seus ativos em contratos bilaterais e os 15% restantes no mercado Spot. Contudo, a gestão da carteira buscará agregar valor, através de variações nestes percentuais do mix contratos bilaterais/mercado Spot, em função de avaliações do potencial de retorno/risco de cada parcela do mix, que terão por base análises de cenários macroeconômicos e de oferta e demanda de energia elétrica.

A política de comercialização será avaliada por um Conselho Consultivo eleito anualmente pelos participantes da carteira e constituído de um representante dos empreendedores por sub-mercado, um representante da ELETROBRÁS e um representante do BNDES. O Conselho terá reuniões trimestrais para apuração dos resultados da carteira, seu desempenho e ajustes necessários. Na Figura 01 é apresentado o diagrama de comercialização de energia da Carteira do PCH-COM.

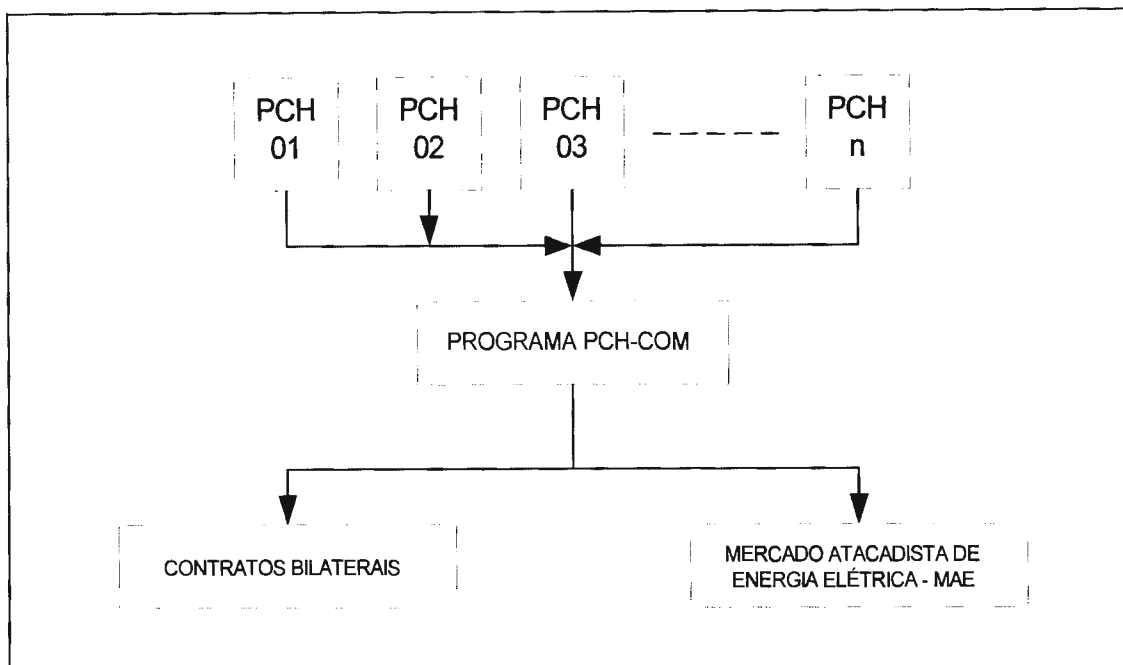


Figura 01 - Comercialização de Energia da Carteira do PCH-COM
 Fonte: Programa PCH-COM - ELETROBRÁS

2.11 - Funcionamento do Programa

O processo de funcionamento do PCH-COM se dará da seguinte forma:

- a ELETROBRÁS promoverá uma chamada pública, para que os investidores apresentem seus pedidos de habilitação de projetos;
- com base nos pedidos apresentados, o BNDES fará a análise do conceito cadastral dos sócios de cada SPE - Sociedade de Propósito Específico (será dispensada a classificação de risco - "rating") e definição do "spread de risco", enviando à ELETROBRÁS seu parecer;
- com a recomendação do conceito cadastral dos empreendimentos, a ELETROBRÁS inicia a fase de análises técnico-orçamentárias dos projetos, verificando se os mesmos atendem aos critérios de qualidade de projeto constante do Manual "Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas" da ELETROBRÁS;
- aprovada a viabilidade técnico-orçamentária de um projeto, pela ELETROBRÁS, o BNDES inicia a fase de estudo de sua viabilidade econômico-financeira. Nesta etapa será definido o valor do financiamento e analisada a capacidade de aporte de

recursos próprios requeridos pelo projeto, bem como a capacidade de pagamento, além do esquema proposto de garantias para o financiamento pleiteado;

- a decisão final para apoio ao projeto será tomada em conjunto entre o BNDES e a ELETROBRÁS. Tendo sido aprovado, serão assinados os contratos de compra de energia com a ELETROBRÁS e de financiamento com o BNDES.
- na hipótese de aprovação conjunta do projeto, a ELETROBRÁS fará o acompanhamento da obra e fiscalização através de auditoria do controle de qualidade da obra, encaminhando ao BNDES relatórios trimestrais de acompanhamento do projeto, com base nos quais o Banco promoverá as liberações trimestrais, conforme o quadro de usos e fontes do projeto.
- após a entrada em operação e durante o período de vigência do contrato de compra de energia, a ELETROBRÁS fará o acompanhamento da qualidade da operação e manutenção das usinas participantes do PCH-COM.

A Figura 02 apresenta a sistemática do funcionamento do Programa.

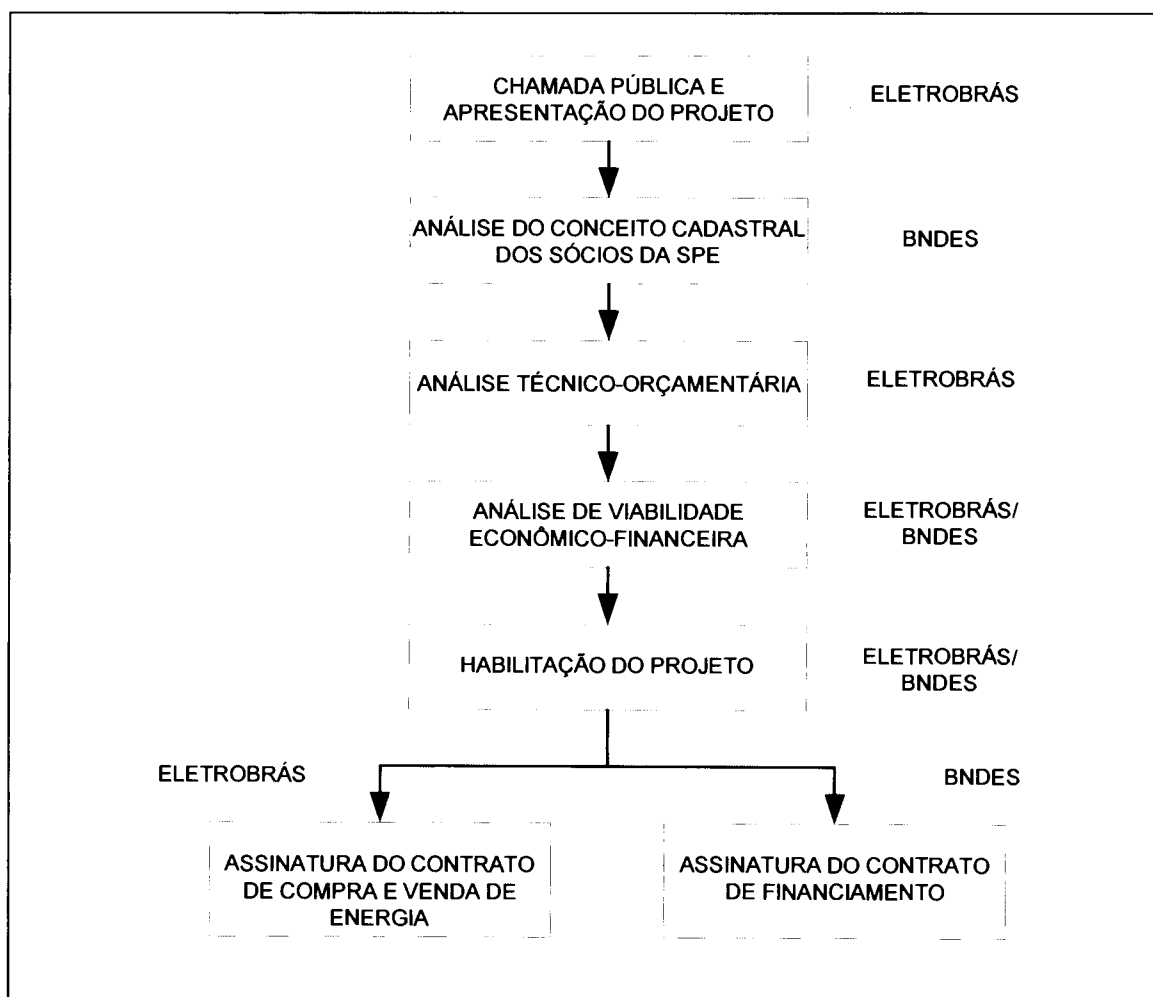


Figura 02 - Sistemática de Funcionamento da Carteira do PCH-COM
Fonte: Programa PCH-COM - ELETROBRÁS

2.12 - Condições de Desligamento

O empreendedor poderá solicitar seu desligamento do PCH-COM desde que atendidas as condições estabelecidas pela ELETROBRÁS e pelo BNDES.

Em relação à carteira de comercialização da ELETROBRÁS é necessário que a solicitação de desligamento ocorra anteriormente à data de realização de um leilão de venda de energia da carteira, observando-se os prazos estabelecidos por ocasião do planejamento dos leilões. Ocorrendo o desligamento, o empreendedor deverá cobrir os custos incorridos pela ELETROBRÁS devido a sua participação no PCH-COM. O desligamento implicará na rescisão do contrato de compra de energia.

Em relação ao BNDES, o empreendedor se obrigará a renegociar seu contrato de financiamento, apresentando inclusive novas garantias para avaliação e aprovação do Banco.

2.13 – Lei 10.438

A lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em seu artigo terceiro, institui o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante os seguintes procedimentos:

I - na primeira etapa do programa:

a) os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS em até 24 (vinte e quatro) meses da publicação desta Lei, para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de

dezembro de 2006, assegurando a compra da energia a ser produzida, na situação de disponibilidade de recursos por parte da ELETROBRÁS, durante o período de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observando o valor piso definido na alínea “b”;

b) a contratação a que se refere a alínea “a” deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final;

c) o valor pago pela energia elétrica adquirida segundo a alínea “b” e os custos administrativos incorridos pela ELETROBRÁS na contratação serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo individual verificado;

d) a contratação das instalações de que trata este inciso far-se-á mediante chamada pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, primeiramente as que já tiverem a Licença Ambiental de Instalação – LI e posteriormente as que tiverem a Licença Prévia Ambiental – LP;

e) no caso de existirem instalações com LI e LP em número maior do que a disponibilidade de contratação pela ELETROBRÁS, serão contratadas aquelas cujas licenças ambientais possuam menores prazos de validade remanescentes;

f) será admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) em valor.

II - na segunda etapa do programa:

a) atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a

10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado até o ano de 2022, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa;

b) os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS, com prazo de duração de 15 (quinze) anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente a geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30 MW e centrais termelétricas a gás natural, calculado pelo Poder Executivo;

c) a aquisição far-se-á mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% (quinze por cento) do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre o previsto e realizado de cada exercício, no subsequente;

d) o produtor de energia alternativa fará jus a um crédito complementar a ser mensalmente satisfeito com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo e a tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final, ponderada entre as usinas convencionais (hidro e térmicas);

e) até o dia 30 de janeiro de cada exercício, os produtores emitirão um Certificado de Energia Renovável – CER, em que conste, no mínimo, a qualificação jurídica do agente produtor, o tipo da fonte de energia primária utilizada e a quantidade de energia elétrica efetivamente comercializada no exercício anterior, a ser apresentado à ANEEL para fiscalização e controle das metas anuais;

f) o Poder Executivo regulamentará os procedimentos e a ELETROBRÁS diligenciará no sentido de que a satisfação dos créditos complementares de que trata a alínea “d” não ultrapasse 30 (trinta) dias da requisição de pagamento feita pelo agente produtor;

g) na ordenação da contratação, que será precedida de Chamada Pública para conhecimento dos interessados, a ELETROBRÁS aplicará os critérios constantes do inciso I, alíneas “d” , “e” e “f” , observando, ainda, o prazo mínimo de 24 (vinte e

quatro) meses entre a assinatura do contrato e o início de funcionamento das instalações;

h) a contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do Programa, podendo o Poder Executivo, a cada 5 (cinco) anos de implantação dessa segunda etapa, transferir para as outras fontes o saldo de capacidade de qualquer uma delas, não contratada por motivo de falta de oferta dos agentes interessados;

i) o valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos incorridos pela ELETROBRÁS na contratação serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado.

§ 1º Produtor Independente Autônomo é aquele cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum.

§ 2º Poderá o Poder Executivo autorizar a ELETROBRÁS a realizar contratações com Produtores Independentes que não atendam os requisitos do § 1º, desde que o total contratado não ultrapasse a 25% (vinte e cinco por cento) da programação anual e dessas contratações não resulte preterição de oferta de Produtor Independente Autônomo, observando-se, no caso de energia eólica, que na primeira etapa do Programa o total das contratações pode alcançar até 50% (cinquenta por cento).

O Art. 13. cria a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, destinadas às seguintes utilizações:

I - para a cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos que utilizem apenas carvão mineral nacional, em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º, do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, situados nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados e do custo das

instalações de transporte de gás natural a serem implantados para os Estados onde, até o final de 2002, não exista o fornecimento de gás natural canalizado, observadas as seguintes limitações:

a) no pagamento do custo das instalações de transporte de gás natural, devem ser deduzidos os valores que forem pagos a título de aplicação do § 7º deste artigo;

b) para garantir 75% (setenta e cinco por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se, os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 11 da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, podendo a Aneel ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível;

II - para pagamento ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, cujos empreendimentos entrem em operação a partir da publicação desta Lei, da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, quando a compra e venda se fizer com consumidor final;

III - para pagamento do crédito de que trata a alínea d do inciso II do art. 3º;

IV - até 15% (quinze por cento) do montante previsto no § 2º, para pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa, de instalações que entrarem em operação a partir de 2003, e o valor econômico correspondente a energia competitiva.

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final.

§ 2º As quotas a que se refere o § 1º terão valor idêntico às quotas estipuladas para o ano de 2001 mediante aplicação do mecanismo estabelecido no § 1º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, deduzidas em 2003, 2004 e 2005, dos valores a serem recolhidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas, situadas nas regiões atendidas pelos sistemas elétricos interligados.

§ 3º As quotas de que trata o § 1º serão reajustadas anualmente, a partir do ano de 2002, na proporção do crescimento do mercado de cada agente, até o limite que não cause incremento tarifário para o consumidor.

§ 4º A nenhuma das fontes eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, gás natural e carvão mineral nacional, poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse a 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, junto à ELETROBRÁS, de disponibilidade de recursos.

§ 5º Os empreendimentos a gás natural referidos no inciso I do caput e a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa que iniciarem a operação comercial até o final de 2006, poderão solicitar que os recursos do CDE sejam antecipados para os 5 (cinco) primeiros anos de funcionamento, observando-se que o atendimento do pleito ficará condicionado à existência de saldos positivos em cada exercício da CDE e à não cumulatividade com os programas Proinfa e PPT.

§ 6º A CDE terá a duração de 25 (vinte e cinco) anos, será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRÁS.

§ 7º Para fins de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, considerar-se-á integrante da rede básica de que trata o art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, as instalações de transporte de gás natural necessárias ao suprimento de centrais termelétricas nos Estados onde, até o final de 2002, não exista fornecimento de gás natural canalizado, até o limite do investimento em subestações e linhas de transmissão equivalentes que seria necessário construir para transportar, do campo de produção de gás ou da fronteira internacional até a localização da central, a mesma energia que ela é capaz de produzir no centro de carga, na forma da regulamentação da Aneel.

§ 8º Os recursos provenientes do pagamento pelo uso de bem público e das multas impostas aos agentes do Setor serão aplicados, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.

No Capítulo 3 serão abordados aspectos referentes ao inventário no que concerne ao potencial próprio para PCHs e seus respectivos custos para as implementações de usinas utilizando este tipo de tecnologia para geração, além da caracterização das regiões consideradas.

CAPÍTULO 3

INVENTÁRIO

3.1 – Potencial Brasileiro de Pequenas Centrais Hidrelétricas

A exploração de um determinado potencial hidrelétrico é uma atividade sujeita a uma série de regulamentações de ordem institucional, ambiental e comercial. Durante o processo de implantação do empreendimento, atividades multidisciplinares permeiam-se entre si, constituindo os aspectos legais de todo o projeto.

Antes de iniciarem-se as atividades de estudos e projetos de uma PCH, é necessário verificar se a avaliação do potencial hidrelétrico pretendido, está em conformidade com o que preconiza a legislação em termos de otimização de aproveitamento do bem público.

Caso o potencial do local não tenha sido definido, faz-se necessário o desenvolvimento destes estudos que, segundo o artigo 4 da Resolução 393 da ANEEL, as bacias hidrográficas com vocação hidroenergética para aproveitamentos de no máximo 50 MW poderão ser realizados de forma simplificada, desde que existam condições específicas que imponham a segmentação natural da bacia, cabendo nestes casos ao interessado, a obrigação de submeter à ANEEL um relatório de reconhecimento fundamentando tecnicamente tal simplificação.

A apresentação do potencial brasileiro de PCH propicia uma visão da distribuição por regiões desta potencialidade, além de identificar a melhor alternativa de divisão de quedas para aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia estudada através de avaliações e análises baseadas nos benefícios energéticos oriundos da sua implementação, tendo seus estudos realizados em três fases.

O Planejamento do Estudo é a fase inicial, onde se planejam e se organizam as atividades do estudo de inventário, discriminando os levantamentos e estudos

necessários e estimando a sua duração e o seu custo. O produto final é um relatório gerencial contendo o programa de trabalho a executar.

Os Estudos Preliminares propõem alternativas de divisão de queda para o aproveitamento do potencial hidrelétrico, avalia-se preliminarmente esse potencial e estimam-se os custos e impactos ambientais associados à sua utilização, tudo de forma expedita e com ênfase em dados secundários. Os estudos preliminares visam selecionar as alternativas mais atraentes sob os pontos de vista ambiental, energético e econômico, a fim de possibilitar uma concentração de esforços na fase subsequente.

Finalmente, nos Estudos Finais de inventário determina-se um conjunto de obras e instalações que corresponda ao desenvolvimento integral do potencial hidrelétrico ambiental e economicamente aproveitável da bacia.

Esta fase é caracterizada pelo aprofundamento dos estudos e pela realização de levantamentos de campo complementares para os aproveitamentos constantes das alternativas de divisão de queda selecionadas na fase anterior.

Assim sendo, o inventário dos recursos hídricos tem objetivos bem determinados, quais sejam:

- identificar a melhor alternativa de divisão de quedas para aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia estudada através de avaliações e análises baseadas nos benefícios energéticos oriundos da sua implementação, nos custos de construção e operação dos empreendimentos, no uso múltiplo da água e nos efeitos sobre o meio-ambiente na bacia;
- caracterizar um elenco de aproveitamentos que possam ser incluídos nos planos de investimento de médio prazo e programas de estudos de viabilidade do setor de energia elétrica;
- constituir documento hábil que defina tecnicamente a alternativa de partição de queda escolhida para efeito da definição do objeto de licitações de concessão de aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 10MW na bacia estudada;
- constituir documento de apoio aos Estudos de Viabilidade de empreendimentos hidrelétricos na bacia estudada;
- constituir documento de apoio a ações junto a órgãos públicos e privados, visando otimizar de forma ordenada e racional, o aproveitamento dos recursos naturais na bacia estudada.

Na tabela 04 é apresentado um resumo das potências de um total de 615 PCHs. As informações são referentes aos estudos de inventário, viabilidade e projeto básico de PCHs em trâmite na Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos da ANEEL.

Tabela 04 - Potencial Brasileiro de Pequenas Centrais Hidrelétricas

Regiões	Registros Ativos
Norte	41,10
Nordeste	48,40
Centro-Oeste	344,62
Sudeste	223,35
Sul	290,30
Total	947,77
Regiões	Projetos em Análise
Norte	9,80
Nordeste	41,24
Centro-Oeste	429,06
Sudeste	531,15
Sul	484,88
Total	1.496,13
Regiões	Projetos Aprovados
Norte	145,66
Nordeste	20,45
Centro-Oeste	660,56
Sudeste	509,75
Sul	286,38
Total	1.622,80
Regiões	Para Autorização
Norte	64,83
Nordeste	120,20
Centro-Oeste	896,03
Sudeste	1.254,81
Sul	766,80
Total	3.102,67
Total Geral	7.169,37

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (PCHs em trâmite na Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos da ANEEL – Situação: 14/02/2003)

Ao se comparar as tabelas 02 e 04, percebe-se uma grande diferença no potencial total de PCHs. Esta diferença deve-se ao fato de que na primeira foram

considerados todos os empreendimentos inventariados pela ELETROBRAS/SIPOT e na segunda somente as que estão tramitando na ANEEL.

3.2 – Custos para Implementação de Pequenas Centrais Hidrelétricas

O dimensionamento das estruturas e equipamentos, assim como a determinação de custos dos aproveitamentos das alternativas de divisão de queda em estudo são efetuados em nível de estudos preliminares e finais (Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas, 1999).

Na etapa de estudos preliminares são levantados os custos globais ou unitários de obras, serviços ou equipamentos. O objetivo é o de se obterem os custos de obras civis e equipamentos em grandes blocos para montagem rápida e simples do orçamento do aproveitamento. Nos estudos finais o dimensionamento das estruturas e equipamentos é efetuado com maiores detalhes.

Deverão ser estimados os custos ambientais que serão efetivamente internalizados no custo de implantação dos aproveitamentos, e incorporados nos índices custo-benefício, quais sejam:

- custos de controle (incorridos para evitar a ocorrência, total ou parcial, dos impactos ambientais de um aproveitamento);
- custos de mitigação (relativos às ações para redução das conseqüências dos impactos ambientais);
- custos de compensação (relativos às ações que compensam os impactos ambientais provocados por um aproveitamento nas situações em que a reparação é impossível);
- custos de monitoramento (relativos às ações de acompanhamento e avaliação dos impactos e programas ambientais);
- custos institucionais (relativos à elaboração dos estudos ambientais para as diferentes etapas do aproveitamento, à elaboração dos estudos requeridos pelos órgãos ambientais - EIA/RIMA e PBA, à obtenção das licenças ambientais e realização de audiências públicas).

As PCHs possuem um custo de implementação que varia de acordo com a potência e localidade. A tabela 05 mostra um resumo destes custos.

Cabe salientar que nos valores constantes nesta tabela estão incluídos os custos com os Estudos de Impactos Ambientais – EIA e com os Relatórios de Impactos Ambientais – RIMA. Para as micro e mini centrais estes custos não foram considerados, pois foi admitido neste trabalho a não obrigatoriedade da realização desta avaliação.

Tabela 05 - Custos para construção de PCHs - R\$ por kW

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	6.000,00	5.500,00	5.500,00	3.000,00	3.000,00
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	5.500,00	4.800,00	4.500,00	3.000,00	3.000,00
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	4.000,00	3.500,00	3.500,00	2.800,00	2.800,00
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	4.000,00	3.500,00	3.500,00	3.000,00	2.800,00

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados levantados junto às empresas do setor

Verifica-se que para Região Amazônica/Isolados, o custo para a implementação das PCHs é bastante superior às outras regiões. Isto deve-se a dificuldade inerentes a construção nestas localidades, além do custo de transporte, tanto de material para obras civis como também dos equipamentos. No que diz respeito ao porte das usinas, o custo também possui grandes diferenças. As PCHs de pequeno porte (micro e mini-centrais) apresentam os maiores custos por kW instalado, pelo fato de que o custo com a mobilização da empresa responsável pela construção, transporte de material, equipamentos e outros, não é pouco diluído no custo do projeto (CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Critérios de Projeto e CESP – Companhia Energética de São Paulo. Critérios de Projeto).

- a evolução da conservação de energia elétrica, pelo potencial de deslocamento de consumo que oferece.

Da mesma forma, os fluxos migratórios internos, aliados ao aumento da expectativa de vida da população e à diminuição da taxa de fecundidade, tornam a elaboração de cenários demográficos uma tarefa complexa.

Além de abordar os grandes agregados macroeconômicos e aspectos demográficos, as premissas passam a compreender parâmetros diretamente relacionados com as previsões de mercado, tais como a taxa de atendimento, medida pelo número de consumidores residenciais e população, intensidade elétrica, relação consumo comercial com o consumo residencial, entre outros.

Em termos regionais, o cenário demográfico adotado não aponta alterações significativas na distribuição espacial da população. Observa-se uma pequena redução na participação do Sudeste, de 42,3 para 40,8% entre 1998 e 2008, compensada por ligeiros ganhos de participação das demais regiões.

Entre os diversos setores nos quais se segmenta a indústria brasileira, destacam-se sete pela sua expressiva participação no consumo de energia elétrica do País. São eles: alumínio, siderurgia, papel e celulose, ferroligas, soda-cloro, cimento e petroquímica. Juntos, esses setores respondem por aproximadamente 47% de toda a energia elétrica demandada pela indústria às concessionárias e por mais de 20% do total do consumo faturado do País.

Atualmente, cerca de 20% da demanda por energia elétrica desses setores é atendida através de autoprodução. As perspectivas de expansão da economia e as mudanças institucionais em curso no Setor Elétrico configuram, por certo, um quadro de estímulo ao aumento dessa autoprodução. Nesse sentido, um grande número de projetos já tem despertado o interesse dos consumidores que têm se envolvido, isoladamente ou mediante algum tipo de associação com outros consumidores ou mesmo com concessionárias, em vários empreendimentos de geração de energia elétrica em andamento.

Associados aos aspectos de ordem legal, como a introdução de uma legislação mais flexível e com regras mais claras, fatores de relevância macroeconômica vêm criando as condições propícias para a ampliação da autoprodução no Brasil. Dentre estes fatores, destacam-se:

- a busca constante por maior eficiência e por menor custo de produção, no intuito de obter melhores condições de competitividade;
- a expectativa de recuperação do nível tarifário no suprimento de energia elétrica (vendas em grosso), com reflexos, principalmente, sobre o grupo de consumidores atendidos em alta tensão;
- a flexibilização da legislação sobre autoprodução e das regras que definem as atividades da indústria de eletricidade;
- a maior penetração de outros energéticos, especialmente do gás natural, aumentando a potencialidade da cogeração.

Neste novo cenário, indústrias que até então colocavam-se apenas como consumidores de energia ou que atuavam modestamente na atividade de geração própria de energia elétrica, vêm manifestando intenção de investir e/ou já iniciaram seus empreendimentos em autoprodução, abrindo um espaço muito promissor para as PCHs.

No Capítulo 4 serão abordados os aspectos que influenciam na viabilidade e a metodologia de avaliação dos empreendimentos.

CAPÍTULO 4

AVALIAÇÃO DOS CUSTOS DA ENERGIA

4.1 – Considerações Gerais

Seja qual for a importância do projeto, grande ou pequena barragem, o processo de avaliação é o mesmo. O essencial consiste em fazer um estudo de viabilidade que se traduz pela avaliação objetiva e equilibrada de três elementos fundamentais: Recurso Hidráulico; Transporte de Energia Elétrica e Destino da Energia (Níveis de Estudo para Projetos de PCH's. Comentários e Sugestões. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro, 1993; BRUEL, L. R. D. Sistemática para Cadastramento de PCH's. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro, 1993).

Um recurso hidráulico é definido principalmente por uma queda e um regime de vazão (caudal). Para o aproveitamento deste recurso, os seguintes critérios essenciais devem ser considerados:

- condições naturais: localização, meios de acesso, geologia, relevo, tipo de instalação projetada;
- disponibilidade: efeitos da barragem a montante e a jusante, considerando aspectos associados à irrigação e à navegação;
- regularidade e flutuação: variações periódicas ou sazonais da vazão do rio, hidrologia, climatologia, estiagem regime de enchentes anuais, etc.;
- comportamento em casos excepcionais: grandes enchentes, amplitude de sismo, etc.

Para o projeto de uma pequena central hidrelétrica, o custo do transporte da energia deve ser considerado, entretanto a localização do ponto de geração deve encontrar-se na medida do possível, perto do ponto de consumo potencial ou de uma linha de transmissão existente, a fim de reduzir os custos de transporte de energia.

Um estudo prévio deve, portanto, levar em conta:

- necessidades a serem atendidas;
- situação energética do local;
- conexões disponíveis e as obras existentes;
- evoluções previsíveis do consumo de energia;
- casos-limites de utilização;
- rentabilidade esperada de um tal dispositivo.

A destinação prevista para a energia gerada pela PCH, em termos de consumo, constitui um elemento determinante na escolha desta instalação e do investimento correspondente. Nesse contexto, uma pequena central pode:

- atender as necessidades de uma condição existente: cidade ou grupo de aldeias e povoados.
- servir, em locais pré-determinados, de pólo de desenvolvimento da demanda: pequenas fábricas e indústrias.

Como exemplo, a tabela 06 apresenta a tipicidade do consumidor em relação as suas necessidades de potência.

Tabela 06 – Balanço de potências destinadas cargas típicas

Potência	Uso final da energia
50 kW	Iluminação e força motriz para uma pequena fábrica
500 kW	Iluminação e força motriz para uma vila com 200 famílias
5.000 kW	Alimentação de uma rede local

Fonte : CERPCH

Nesses casos, o estudo das necessidades, projetado a longo prazo, permite determinar os limites-objetivos de uma instalação.

Uma central hidrelétrica é considerada PCH em função de sua pequena potência instalada (até 30 MW) sem que isso implique em que ela seja de pequeno porte (obras civis e equipamentos) ou de pequeno custo, ao contrário, é de se esperar que os custos por KW instalado sejam mais altos do que os grandes empreendimentos.

O custo acumulado das obras civis, dos equipamentos elétricos e mecânicos e despesas de funcionamento nas PCHs e nas Centrais Diesel são diretamente comparáveis.

Embora o custo das obras civis e equipamentos sejam sempre fatores preponderante no estudo econômico do projeto, o custo operacional deve também ser objeto de uma análise precisa (ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A./ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos. Rio de Janeiro, 1997).

O agrupamento de projetos, num mesmo programa, conduz à redução dos custos de estudo, de fabricação e, muitas vezes, de infra-estrutura das obras civis e de montagem.

Este agrupamento permite também ao investidor, a obtenção de financiamentos mais interessantes sob o ponto de vista da duração e das taxas de juros.

A parte mais importante do investimento global cabe à obra civil. Seu custo depende das técnicas utilizadas e dos meios empregados, e deve ser mantido a um nível compatível com a dimensão dos projetos. Em consequência, a configuração da instalação, a existência de obras de irrigação, de barragens ou obras intermediárias são fatores essenciais para a implementação de pequenas centrais hidrelétricas.

A operação a menor custo de um recurso hidráulico é outra parte significativa da avaliação econômica do projeto. Os grupos devem ter um fator operacional elevado e funcionar o mais freqüentemente possível em plena carga. No entanto, o custo operacional pode ainda ser reduzido em função de outros fatores, tais como:

- utilização de automação combinada ou não, com um sistema de telecomando;
- operação agrupada de várias usinas.

4.2 – Avaliação do Local

O melhor local para a implantação de uma PCH deve ser feita considerando-se os Estudos de Inventário de toda a bacia hidrográfica em foco.

Esse estudo, de acordo com a orientação do Setor Elétrico, deve ser realizado, obrigatoriamente, antes de qualquer Estudo de Viabilidade, segundo metodologia preconizada no Manual de Inventário da ANEEL/ELETROBRÁS.

Entretanto, muitas vezes os estudos de inventário não consideram locais com pequenos potenciais, deixando de levantar sítios atraentes para PCH. Em outras situações, existem grandes potenciais aproveitáveis com previsão de implantação em um horizonte distante, tendo em vista seus custos ou mesmo mercado e, conseqüentemente, o interesse de empreendedores. O trecho de interesse pode ser a cabeceira de uma bacia ou segmento da bacia, cuja realidade físico-ambiental indica o aproveitamento do seu potencial hidrelétrico através de PCH. Nestes casos, convém a realização de um inventário hidrelétrico simplificado para levantar os melhores sítios aproveitáveis.

Um local adequado para a implantação de uma PCH deve atender aos seguintes requisitos (CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Critérios de Projeto):

- de preferência, deve existir no local uma queda natural acentuada que, aliada à altura da barragem, nestes casos normalmente baixa, proporcionará a queda bruta aproveitável;
- no local devem existir, naturalmente, ombreiras e boas condições de fundação;
- deverão existir no local, de preferência, ou na região, jazidas naturais de materiais de construção em quantidade e com qualidade adequada, que minimizem as distâncias de transporte até o local das obras.

Os aspectos ambientais do sítio devem ser avaliados simplificada e nesta fase, de forma a permitir a caracterização dos possíveis impactos sobre o empreendimento.

4.3 – Metodologias para Estudo de Viabilidade

A implantação de uma usina hidrelétrica, no caso uma PCH, importa em custos que, evidentemente, devem gerar benefícios econômicos e ambientais que compensem os investimentos a serem realizados.

Os benefícios econômicos significam recompensar financeiramente os investimentos realizados, garantindo ao investidor o retorno do capital aplicado. Ressalta-se que, do ponto de vista de política macroeconômica, no Brasil, a

implantação de uma usina hidrelétrica, que utiliza um recurso renovável e abundante como “combustível”, no caso a água, substitui, com algumas vantagens, incluindo os aspectos ambientais, a implantação de usinas que utilizam outros combustíveis (óleo, carvão, gás, etc.).

Os benefícios ambientais significam as melhorias no padrão de vida da população que usufruirá da energia a ser produzida, principalmente nos casos em que a PCH for implantada em região pouco desenvolvida. Os reflexos sobre todos os setores da economia regional são imediatos, incluindo também os associados às condições de saúde da população (Meio Ambiente e a Escolha Energética para a Sociedade: O Caso das Pequenas Hidrelétricas. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro, 1993).

As melhorias, em alguns casos, são quantificáveis através de previsões, como, por exemplo, o aumento da produção agrícola e industrial e, ainda, na oferta de empregos locais, diretos e indiretos. Em outros casos, a quantificação das melhorias é difícil, como, por exemplo, as relacionadas com a saúde, lazer e bem estar da população, advindas da iluminação pública e doméstica, bem como as possibilidades de recreação em torno do reservatório.

A análise financeira do empreendimento deverá ser feita considerando o resultado dos Estudos Finais realizados, incluindo todos os Custos para implantação da PCH.

Com base em todos os custos estimados, monta-se o diagrama de fluxo de caixa do empreendimento (DFC), considerando-se as receitas e despesas.

A avaliação da economicidade de um empreendimento desta natureza pode ser efetuada com diversos graus de profundidade e de diferentes maneiras.

Todos os métodos devem permitir a avaliação da viabilidade financeira do empreendimento, no período ou horizonte determinado (prazo de autorização, vida útil do empreendimento ou outro período escolhido), considerando-se as entradas e saídas de capital (fluxo de caixa) no referido período. A análise financeira do ponto de vista do investidor deverá levar ainda em conta não só a remuneração requerida de seu capital (capital próprio) mas também a do capital de terceiros (empréstimos, ou outras formas de participação de terceiros).

De posse dos custos aproximados de implantação da obra, deverá ser feito um estudo econômico, comparando-se a implantação da PCH com outras alternativas de

atendimento ao mercado, que não seja ela. Neste estágio, não é necessário que seja avaliado o benefício econômico gerado pela PCH, pois a comparação se dá especificadamente entre o custo de implantação da PCH e o custo de atendimento pela outra alternativa (custo evitado). Na Figura 03 é representado o fluxo de caixa, onde o custo associado à implantação da PCH é composto pelo investimento inicial e as despesas de O&M durante a vida útil da usina.

O benefício econômico da PCH, a ser considerado neste fluxo de caixa, é representado pelo custo de implantação e respectivas despesas de O&M da outra alternativa de atendimento com a qual a PCH está sendo comparada, durante o mesmo período de análise. O fluxo de caixa descontado deve fornecer um valor presente líquido (VPL) positivo, conforme é apresentado na Figura 04, indicando que o valor presente da implantação da PCH é menor que o da alternativa de comparação.

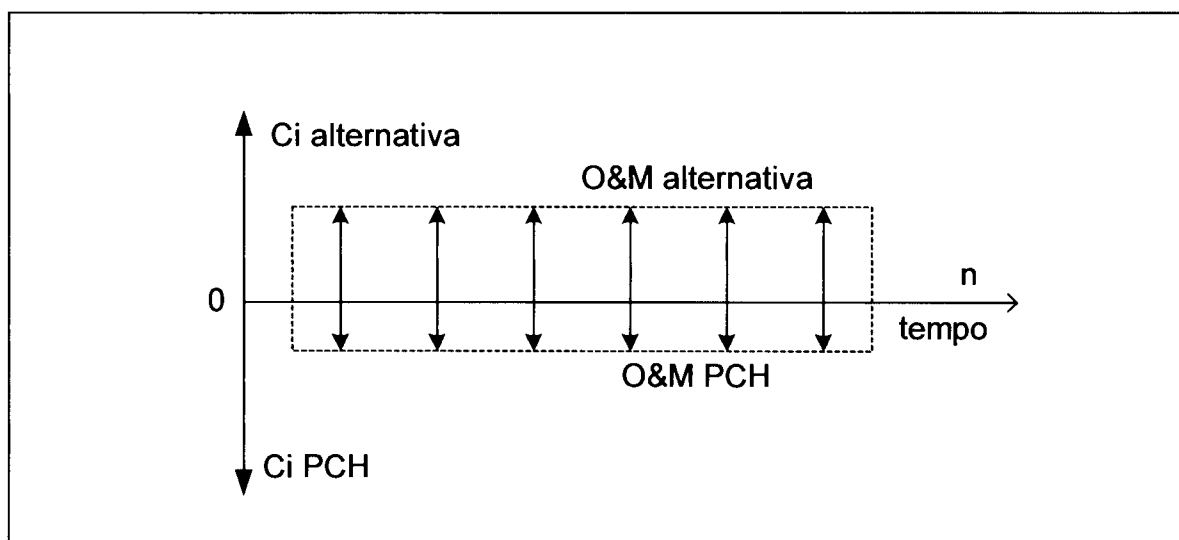


Figura 03 – Fluxo de Caixa durante a vida útil da usina

Fonte : Guia do Empreendedor de Energia Hidroelétrica – ELETROBRÁS

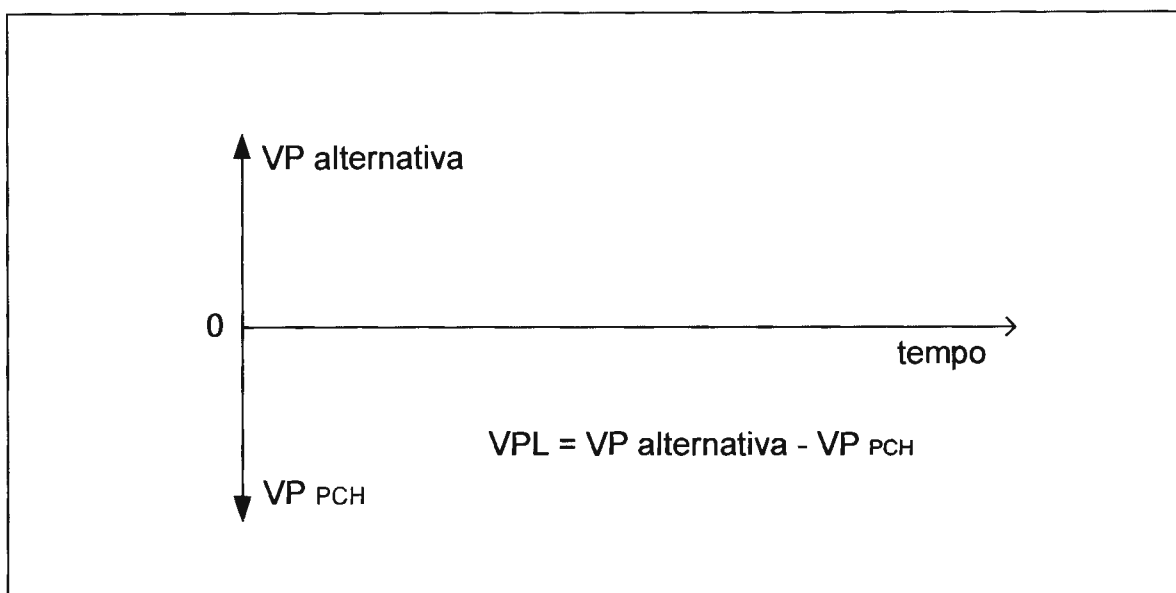


Figura 04 – Valor Presente Líquido

Fonte : Guia do Empreendedor de Energia Hidroelétrica - ELETROBRÁS

Na análise a ser feita sugere-se determinar a tarifa de equilíbrio do empreendimento, utilizando o método mencionado ou outro semelhante.

A tarifa de equilíbrio do empreendimento será, aquela que representa o valor mínimo, pelo qual a energia vendida, durante o período ou horizonte determinado, equilibra todos os custos envolvidos.

4.4 – Determinação do Custo da Energia

4.4.1 - Avaliação do potencial do local

Os estudos e os critérios de projetos recomendados levam à elaboração de um arranjo de aproveitamento hidrelétrico considerado como o mais adequado tanto tecnologicamente quanto do ponto de vista econômico.

Por serem as obras para implantação de PCHs, de porte bem menor que as das UHEs convencionais, não é recomendada a utilização de curvas de custos, obtidos na implantação de grandes obras, como as apresentadas nos Manuais de Inventário Hidrelétrico e de Viabilidade, para a elaboração da Estimativa de Custos destes empreendimentos. A quantidade de Serviços e Obras deverão ser obtidas através do levantamento direto dos desenhos de projeto e daí proceder-se a Estimativa de Custos.

Para o início da avaliação, deverá ser estimada a energia firme (EF_e) e a potência a ser instalada no aproveitamento (Pot), utilizando-se as seguintes fórmulas:

$$EF_e = \frac{\mu \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_{liq}}{1000} \cdot \Delta t \quad (01)$$

ou

$$EF_e = 0,0084 \cdot Q \cdot H_{liq} \quad (02)$$

Onde:

- EF_e → energia firme estimada em MW médios, considerando-se Q e H_{liq} constantes durante o funcionamento da usina (1 MW médio = 8.760 MWh por ano, durante a vida útil da usina);
- μ → rendimento do conjunto turbina gerador, sugerindo-se o valor final de 0,86, considerando-se os rendimentos da turbina (0,93), do gerador (0,97) e do circuito turbina/gerador (0,95);
- Δt → intervalo de tempo igual a 1 segundo;
- Q → vazão mínima medida no local, ou $Q_{95\%}$, ou ainda, a vazão média ($\bar{Q}$) ao longo do período crítico do sistema interligado (m^3/s);
- H_{liq} → queda líquida (m).

A vazão Q para o local deverá ser estimada a partir de dados de postos hidrométricos da bacia/região.

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

Na falta dos dados acima, pode-se calcular a Energia Firme através do Fator de Capacidade estimado para a usina. Assim tem-se:

$$EF_c = F_c \cdot Pot \quad (03)$$

Daí:

$$Pot = \frac{EF_e}{F_c} \quad (04)$$

Onde:

- Pot → potência instalada (MW);
- F_c → fator de capacidade (valor adotado nesta fase de 0,55).

4.4.2 - Operação e Manutenção – O&M:

Conceitualmente, a operação de qualquer usina hidrelétrica deve ser realizada obedecendo-se, rigorosamente, às regras operativas constantes dos manuais elaborados especificamente para esse fim, com vistas a garantir o funcionamento adequado e o desempenho satisfatório das diversas estruturas e equipamentos existentes.

Além disso, deve ser feito o acompanhamento ambiental das condições do reservatório, com vistas a renovação da Licença de Operação (LO) a cada 5 a 10 anos.

No que diz respeito às obras civis da usina, de uma maneira geral, deve-se destacar a necessidade de que sejam respeitadas as regras de operação do vertedouro, se o mesmo possuir comportas. Cabe registrar que, no caso específico de uma PCH, uma vez que o reservatório é normalmente pequeno, e, portanto, a fio d'água, o vertedouro não possui comportas na grande maioria dos casos.

Com relação aos equipamentos, devem ser observadas as regras de operação e de manutenção, com vistas às garantias, constantes dos manuais fornecidos pelos fabricantes.

Cabe registrar que, no Brasil, ainda não foi completamente implantada a tecnologia de usinas totalmente automatizadas e operadas remotamente. Essa

tecnologia, largamente utilizada em outros países, vem sendo incorporada gradativamente, porém, ainda de forma lenta e tímida.

A manutenção programada das obras e equipamentos de qualquer usina hidrelétrica é fundamental, com vistas a garantir, além do desempenho, a segurança do empreendimento. Os serviços de inspeção e manutenção são realizados, periodicamente, segundo “check-lists” padronizados. A periodicidade varia, para cada obra e equipamento da usina, em função da idade da usina e de critérios e normas específicos, que variam em função da cultura de cada proprietário.

4.4.3 - Atratividade do empreendimento

A implantação de uma usina hidrelétrica, no caso uma PCH, importa em custos que, evidentemente, devem gerar benefícios econômicos e ambientais que compensem os investimentos a serem realizados.

Os benefícios econômicos significam recompensar financeiramente os investimentos realizados, garantindo ao investidor o retorno do capital aplicado.

A atratividade do empreendimento será estimada a partir da análise do custo da energia (CE) gerada pelo empreendimento isoladamente, uma vez que para a análise globalizada dos empreendimentos que compartilham o mesmo recurso hídrico seria um estudo específico (estudo de caso), que não é o objetivo deste trabalho.

Do que foi supracitado, pode-se avaliar a atratividade do empreendimento pela expressão a seguir.

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_c} \quad (05)$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

onde:

- CE: custo da energia (R\$/MWh), incluindo os custos ambientais estimados;
- CE*: custo da energia (R\$/MWh. MW), incluindo os custos ambientais estimados;
- C_i: investimento (R\$) na data zero (primeiro ano): início da operação da usina:

Sem recursos da CCC:

$$C_i = \frac{Pot.C_{inst}}{n} \quad (07)$$

Com recursos da CCC:

$$C_i = \frac{(Pot.C_{inst}) - V_{concebido}}{n} \quad (08)$$

onde:

C_i: investimento (R\$) na data zero (primeiro ano): início da operação da usina;

Pot: Potência da PCH

C_{inst}: Custo do MW instalado

n: período igual ao tempo de duração da concessão

V_{concebido}: Valor concebido pela CCC (item 4.5.1- Aplicação da fórmula do art. 8 da Resolução nº 245/99)

- hano = 8.760 (número médio de horas ano);
- Pot: potência da usina considerada;
- EF_e: Energia firme estimada da usina (MW médios);
- FRC: fator de recuperação do capital, dado pela fórmula abaixo:

$$FRC(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (09)$$

onde:

i : taxa de recuperação de capital, que varia de investidor para investidor;

n: período igual ao tempo de duração da concessão;

- O&M: Representa os custos de operação e manutenção da usina e de todo o pessoal administrativo durante o período de análise, na moeda escolhida.

O custo de operação e manutenção deverá ser baseado na composição de custos, grau de automação, etc. Na falta destes dados, a avaliação destes custos devem ser realizado tomando por base as experiências anteriores.

Registra-se que o custo da energia de referência do Setor Elétrico é calculado para $i = 10\%$ a.a. e $n = 50$ anos.

O custo da energia representativo de cada região é dada pela fórmula:

$$CE_{\text{médio}} = \frac{[(\sum CE^*) \times (\sum Pot)]}{n^2} \quad (10)$$

onde:

- $CE_{\text{médio}}$: (R\$/MWh – custo médio da energia gerada sem ou com recursos da CCC, dependendo do caso)
- CE^* : (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado para cada empreendimento, sem ou com recursos da CCC, dependendo do caso)
- Pot: potência das PCHs
- n: número de PCHs da região considerada

4.5 –Metodologia de Cálculo de Benefícios da Sub-Rogação da CCC

A metodologia utilizada para se calcular o valor mensal dos benefícios da sub-rogação da CCC consta na resolução 245 de 11 de agosto de 1999 da ANEEL. As PCHs que venham a ser constituídas em substituição a geração térmica a combustível fóssil ou que venham a atender a expansão do mercado em área fora do sistema interligado podem ser beneficiadas com este subsídio. Abaixo é apresentada as fórmulas que permitem determinar os valores mensais do benefício.

4.5.1 - Aplicação da fórmula do art. 8 da resolução nº 245/99:

$$V_i = E_{Ci} \cdot K \cdot (1000 \cdot \rho \cdot PC_i - TEH) \quad (11)$$

E_{Ci} = Energia mensal, considerando que a energia verificada mensalmente.

Será sempre igual ou superior à energia de Referência = 5110 MWh/mês;

K = 0,9 - início de operação anterior a 2007;

ρ = 0,3 l/kWh;

PC_i = preço do óleo diesel substituído mensalmente - R\$/l;

TEH = Tarifa de Equivalente Hidráulica publicada pela ANEEL = 25,12 R\$/MWh;

V_i = Valor mensal do benefício a ser pago ao empreendedor com os recursos da CCC-ISOL.

$V_{concebido}$: Valor total concebido previsto na Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro, Volume II, março de 2001, extraído para o item 4.5.2 – Prazo de Pagamento desta dissertação.

4.5.2 – Prazo de Pagamento:

Os benefícios serão pagos durante 72 meses consecutivos para os aproveitamentos hidrelétricos definidos no inciso I do art. 2º (aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1MW e igual ou inferior a 30 MW) e 96 meses para os empreendimentos definidos no inciso II (empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis) do mesmo artigo, sendo que o primeiro pagamento, em ambos os casos, ocorrerá no mês subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento e os demais até o dia 20 do mês subsequente ao da operação (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro, Volume II, março de 2001).

O número de parcelas a serem pagas com recursos da CCC poderá ser inferior ao estipulado quando :

- Findar o prazo de vigência da sistemática de rateio da CCC, em maio de 2013;

- O valor dos pagamentos previstos com recursos da CCC, na data de abertura do processo atingir 75% (setenta e cinco por cento) do custo de implantação definido no projeto aprovado.

4.6 – Aplicação do Método

Para exemplificar a aplicação da metodologia, serão tomadas as PCHs acima de 10 MW da região Centro-Oeste, conforme mostra a tabela 07.

Tabela 07 – PCHs com Potência acima de 10 MW – Região Centro-Oeste

Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)
VERDE 6	VERDE	MS	Inventário Final	11,00
SÃO DOMINGOS III	SÃO DOMINGOS	MS	Inventário Final	12,00
SÃO DOMINGOS	SÃO DOMINGOS	GO	Operação	12,00
SETE QUEDAS II	IGUATEMI	MS	Inventário Final	14,00
COSTA RICA	SUCURIÚ	MS	Operação	16,00
ÁGUA ENTERRADA	CORRENTES	MS/MT	Inventário Final	16,00
MUTUM	PEIXE	GO	Inventário Preliminar	16,00
CACHOEIRA DA PIRANHA	PIRANHA	GO	Inventário Preliminar	16,48
JARAGUÁ	ALMAS	GO	Inventário Preliminar	17,00
JENIPAPO	PEIXE	GO	Inventário Preliminar	18,00
JOGUÍ	IGUATEMI	MS	Inventário Final	19,00
PARANOÁ	PARANOÁ	DF	Operação	19,00
RANCHINHO	CORRENTE	GO	Inventário Final	24,40
PARAÍSO I	PARAÍSO	MS	Inventário Final	25,00
IRARA	CLARO	GO	Inventário Final	26,00
COLINAS	TOCANTINZINHO	GO	Inventário Preliminar	28,00
MOQUÊM	BAGAGEM	GO	Inventário Preliminar	29,00
ASSIS CHATEUBRIAND	PARDO	MS	Operação	29,50

Fonte: Elaboração Própria

4.6.1 – PCH VERDE 6 – Rio Verde – MS

- Cálculo da Energia Firme

Por não se dispor todas as informações referentes a cada empreendimento, tendo em vista que algumas delas somente se apresentarão após o projeto, será utilizada a fórmula que se segue:

$$EF_e = F_c \cdot Pot \quad (03)$$

Como:

$$F_c = 0,55$$

$$Pot = 11MW$$

$$EF_e = 0,55 \times 11$$

$$EF_e = 6,0500MWmédios$$

Onde:

EF_e : energia firme estimada em MW médios

Pot: potência instalada (MW)

F_c : fator de capacidade

- Cálculo do Valor do Benefício de Subrogação da CCC

$$V_1 = EC_i \cdot K_i \cdot [(1000 \cdot \rho \cdot PC)_i - TEH] \quad (11)$$

$$EC_i = \max\{[(EF_e \cdot 8760) / 12] [5110]\}$$

$$EC_i = \max\{[(6,0500 \times 8760) / 12] [5110]\}$$

$$EC_i = 5110MWh / mês$$

$$V_1 = 5110 \times 0,9 [(1000 \times 0,3 \times 0,6) - 25,12]$$

$$V_1 = R\$712.293,12$$

$$V_{ano} = R\$712.293,12 \times 12$$

$$V_{ano} = R\$8.547.517,44$$

$$V_{até 2013} = R\$85.475.174,40$$

O valor concebido ao empreendimento será o menor entre o somatório das parcelas até 2013 e 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = \min[85.475.174,40; (75\% \times 38.500.000,00)]$$

$$V_{Concebido} = \min[85.475.174,40; 28.875.000,00]$$

Prevaleceu o Valor correspondente aos 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado

$$V_{Concebido} = R\$28.875.000,00$$

onde:

V_1 : Benefício mensal da CCC

V_{ano} : Benefício anual da CCC

$V_{até 2013}$: Benefício até 2013 da CCC

$V_{Concebido}$: Benefício concebido da CCC

ECi: Energia mensal, considerando que a energia verificada mensalmente será sempre igual ou superior à energia de Referência = 5110 MWh/mês

K = 0,9 - início de operação anterior a 2007

$\rho = 0,3$ l/kWh

PCi: preço do óleo diesel substituído mensalmente = 0,6 R\$/l

TEH: Tarifa de Equivalente Hidráulica publicada pela ANEEL = 25,12 R\$/MWh

C_{PCH} : Custo de implantação da PCH (para PCH VERDE 6 é igual a R\$ 38.500.000,00)

- Cálculo do investimento (R\$) na data zero (primeiro ano)

Sem os recursos da CCC

$$C_i = \frac{Pot.C_{inst}}{n} \quad (07)$$

$$C_i = \frac{11 \times 3.500.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$770.000,00$$

Com os recursos da CCC

$$C_i = \frac{(Pot.C_{inst}) - V_{Concebido}}{n} \quad (08)$$

$$C_i = \frac{(11 \times 3.500.000,00) - 28.875.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$192.500,00$$

onde:

C_i : investimento (R\$) na data zero (primeiro ano): início da operação da usina;

Pot: Potência da PCH

C_{inst} : Custo do MW instalado (tabela 05)

n: período igual ao tempo de duração da concessão (50 anos)

- Cálculo do fator de recuperação do capital

$$FRC(i,n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (09)$$

$$FRC(i,n) = \frac{0,1(1+0,1)^{50}}{(1+0,1)^{50} - 1}$$

$$FRC(i,n) = 0,10$$

onde:

FRC: fator de recuperação do capital

i : taxa de recuperação de capital, que varia de investidor para investidor (10%)

n: período igual ao tempo de duração da concessão (50 anos)

- Cálculo do custo da Energia gerada por cada MW instalado

Sem os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(770.000,00 \times 0,10) + (38.500.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 6,0500}$$

$$CE = 59,57 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{59,57}{11}$$

$CE^* = 5,42$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

Com os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(192.500,00 \times 0,10) + (38.500.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 6,0500}$$

$$CE = 58,48 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{58,48}{11}$$

$CE^* = 5,32$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

onde:

CE: custo da energia (R\$/MWh), incluindo os custos ambientais estimados

CE*: custo da energia (R\$/MWhxMW), incluindo os custos ambientais estimados

C_i: investimento (R\$) na data zero (primeiro ano): início da operação da usina

hano = 8760 (número médio de horas ano)

EF_e: Energia firme estimada da usina (MW médios)

FRC: fator de recuperação do capital

4.6.2 – PCH SÃO DOMINGOS III – Rio São Domingos – MS

- Cálculo da Energia Firme

$$EF_e = F_c.Pot \quad (03)$$

$$EF_e = 0,55 \times 12$$

Como:

$$F_c = 0,55$$

$$Pot = 12 \text{ MW}$$

$$EF_e = 6,6000 \text{ MW médios}$$

- Cálculo do Valor do Benefício de Subrogação da CCC

$$V_1 = EC_i.K_i[(1000.\rho.PC)_i - TEH] \quad (11)$$

$$EC_i = \max\{[(EF_e.8760)/12]\}[5110]\}$$

$$EC_i = \max\{[(6,6000 \times 8760)/12]\}[5110]\}$$

$$EC_i = 5110 \text{ MWh/mês}$$

$$V_1 = 5110 \times 0,9[(1000 \times 0,3 \times 0,6) - 25,12]$$

$$V_1 = R\$712.293,12$$

$$V_{ano} = R\$712.293,12 \times 12$$

$$V_{ano} = R\$8.547.517,44$$

$$V_{até\ 2013} = R\$85.475.174,40$$

O valor concebido ao empreendimento será o menor entre o somatório das parcelas até 2013 e 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = \min[85.475.174,40; (75\% \times 42.000.000,00)]$$

$$V_{Concebido} = \min[85.475.174,40; 31.500.000,00]$$

Prevaleceu o Valor correspondente aos 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = R\$31.500.000,00$$

- Cálculo do investimento (R\$) na data zero (primeiro ano)

Sem os recursos da CCC

$$C_i = \frac{Pot.C_{inst}}{n} \quad (07)$$

$$C_i = \frac{12 \times 3.500.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$840.000,00$$

Com os recursos da CCC

$$C_i = \frac{(Pot.C_{inst}) - V_{Concebido}}{n} \quad (08)$$

$$C_i = \frac{(12 \times 3.500.000,00) - 31.500.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$210.000,00$$

- Cálculo do fator de recuperação do capital

$$FRC(i,n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (09)$$

$$FRC(i,n) = \frac{0,1(1+0,1)^{50}}{(1+0,1)^{50} - 1}$$

$$FRC(i,n) = 0,10$$

- Cálculo do custo da Energia gerada por cada MW instalado

Sem os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(840.000,00 \times 0,10) + (42.000.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 6,6000}$$

$$CE = 59,57 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{59,57}{12}$$

$CE^* = 4,97 \text{ (R\$/MWhxMW)}$ - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

Com os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(210.000,00 \times 0,10) + (42.000.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 6.6000}$$

$$CE = 58,47 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{58,47}{12}$$

$CE^* = 4,87 \text{ (R\$/MWhxMW)}$ - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.3 – PCH SÃO DOMINGOS – Rio São Domingos – GO

- Cálculo da Energia Firme

$$EF_e = F_c.Pot \quad (03)$$

Como:

$$F_c = 0,55$$

$$Pot = 12 \text{ MW}$$

$$EF_e = 0,55 \times 12$$

$$EF_e = 6,6000 \text{ MW médios}$$

- Cálculo do Valor do Benefício de Subrogação da CCC

$$V_1 = EC_i.K[(1000.\rho.PC)_i - TEH] \quad (11)$$

$$EC_i = \max\left\{\left(\frac{EF_e \cdot 8760}{12}\right); [5110]\right\}$$

$$EC_i = \max\left\{\left(\frac{6,6000 \times 8760}{12}\right); [5110]\right\}$$

$$EC_i = 5110 \text{ MWh/mês}$$

$$V_1 = 5110 \times 0,9[(1000 \times 0,3 \times 0,6) - 25,12]$$

$$V_1 = R\$712.293,12$$

$$V_{ano} = R\$712.293,12 \times 12$$

$$V_{ano} = R\$8.547.517,44$$

$$V_{até2013} = R\$85.475.174,40$$

O valor concebido ao empreendimento será o menor entre o somatório das parcelas até 2013 e 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = \min[85.475.174,40; (75\% \times 42.000.000,00)]$$

$$V_{Concebido} = \min[85.475.174,40; 31.500.000,00]$$

Prevaleceu o Valor correspondente aos 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = R\$31.500.000,00$$

- Cálculo do investimento (R\$) na data zero (primeiro ano)

Sem os recursos da CCC

$$C_i = \frac{Pot.C_{inst}}{n} \quad (07)$$

$$C_i = \frac{12 \times 3.500.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$840.000,00$$

Com os recursos da CCC

$$C_i = \frac{(Pot.C_{inst}) - V_{Concebido}}{n} \quad (08)$$

$$C_i = \frac{(12 \times 3.500.000,00) - 31.500.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$210.000,00$$

- Cálculo do fator de recuperação do capital

$$FRC(i,n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (09)$$

$$FRC(i,n) = \frac{0,1(1+0,1)^{50}}{(1+0,1)^{50} - 1}$$

$$FRC(i,n) = 0,10$$

- Cálculo do custo da Energia gerada por cada MW instalado

Sem os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(840.000,00 \times 0,10) + (42.000.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 6.6000}$$

$$CE = 59,57 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{59,57}{12}$$

$CE^* = 4,97 \text{ (R\$/MWhxMW)}$ - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

Com os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(210.000,00 \times 0,10) + (42.000.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 6.6000}$$

$$CE = 58,47 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{58,47}{12}$$

$CE^* = 4,87$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.4 – PCH SETE QUEDAS II – Rio Iguatemi – MS

- Cálculo da Energia Firme

$$EF_e = F_c.Pot \quad (03)$$

Como:

$$F_c = 0,55$$

$$Pot = 14 \text{ MW}$$

$$EF_e = 0,55 \times 14$$

$$EF_e = 7,7000 \text{ MW médios}$$

- Cálculo do Valor do Benefício de Subrogação da CCC

$$V_1 = EC_i.K[(1000.\rho.PC)_i - TEH] \quad (11)$$

$$EC_i = \max\left\{\left(\frac{EF_e \cdot 8760}{12}\right), [5110]\right\}$$

$$EC_i = \max\left\{\left(\frac{7,7000 \times 8760}{12}\right), [5110]\right\}$$

$$EC_i = 5621 \text{ MWh/mês}$$

Cabe ressaltar que, diferentemente das PCHs anteriormente analisadas, esta possui a energia mensal verificada superior à energia de referência (5110 MWh/mês).

$$V_1 = 5621 \times 0,9[(1000 \times 0,3 \times 0,6) - 25,12]$$

$$V_1 = R\$783.522,43$$

$$V_{ano} = R\$783.522,43 \times 12$$

$$V_{ano} = R\$9.402.269,16$$

$$V_{até2013} = R\$94.022.691,60$$

O valor concebido ao empreendimento será o menor entre o somatório das parcelas até 2013 e 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = \min[94.022.691,60; (75\% \times 49.000.000,00)]$$

$$V_{Concebido} = \min[94.022.691,60; 36.750.000,00]$$

Prevaleceu o Valor correspondente aos 75% do custo de implantação definido no projeto aprovado.

$$V_{Concebido} = R\$36.750.000,00$$

- Cálculo do investimento (R\$) na data zero (primeiro ano)

Sem os recursos da CCC

$$C_i = \frac{Pot.C_{inst}}{n} \quad (07)$$

$$C_i = \frac{14 \times 3.500.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$980.000,00$$

Com os recursos da CCC

$$C_i = \frac{(Pot.C_{inst}) - V_{Concebido}}{n} \quad (08)$$

$$C_i = \frac{(14 \times 3.500.000,00) - 36.750.000,00}{50}$$

$$C_i = R\$245.000,00$$

- Cálculo do fator de recuperação do capital

$$FRC(i,n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (09)$$

$$FRC(i,n) = \frac{0,1(1+0,1)^{50}}{(1+0,1)^{50} - 1}$$

$$FRC(i,n) = 0,10$$

- Cálculo do custo da Energia gerada por cada MW instalado

Sem os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(980.000,00 \times 0,10) + (49.000.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 7,7000}$$

$$CE = 59,57 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{59,57}{14}$$

$CE^* = 4,26$ (R\\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

Com os recursos da CCC

$$CE = \frac{C_i FRC + O \& M}{hano.EF_e} \quad (05)$$

$$CE = \frac{(245.000,00 \times 0,10) + (49.000.000,00 \times 0,08)}{8.760 \times 7,7000}$$

$$CE = 58,48 \text{ (R\$/MWh)}$$

$$CE^* = \frac{CE}{Pot} \quad (06)$$

$$CE^* = \frac{58,48}{14}$$

$CE^* = 4,18$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.5 – PCH COSTA RICA – Rio Sucuriú – MS

Tendo em vista que os empreendimentos a partir de Costa Rica não possuem nenhuma particularidade diferente das PCHs já analisadas, somente serão apresentados os valores necessários para que posteriormente se calcule o custo médio da energia gerada dos empreendimentos acima de 10 MW de potência, cuja localização é a região Centro-Oeste.

$$Pot = 16,00MW$$

$CE^* = 3,72$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,66$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.6 – PCH ÁGUA ENTERRADA – Rio dasCorrentes – MS/MT

$$Pot = 16,00MW$$

$CE^* = 3,72$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,66$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.7 – PCH MUTUM – Rio do Peixe – GO

$$Pot = 16,00MW$$

$CE^* = 3,72$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,66$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.8 – PCH CACHOEIRA DA PIRANHA – Rio da Piranha – GO

$$Pot = 16,48MW$$

$CE^* = 3,62$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,55$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.9 – PCH JARAGUÁ – Rio das Almas – GO

$$Pot = 17,00MW$$

$CE^* = 3,50$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,44$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.10 – PCH JENIPAPO – Rio do Peixe – GO

$$Pot = 18,00MW$$

$CE^* = 3,31$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,25$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.11 – PCH JOGUÍ – Rio Iguatemi – MS

$Pot = 19,00 MW$

$CE^* = 3,14$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,08$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.12 – PCH PARANOÁ – Rio Paranoá – DF

$Pot = 19,00 MW$

$CE^* = 3,14$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 3,08$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.13 – PCH RANCHINHO – Rio das Correntes – GO

$Pot = 24,40 MW$

$CE^* = 2,44$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 2,40$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.14 – PCH PARAÍSO I – Rio Paraíso – MS

$$Pot = 25,00MW$$

$CE^* = 2,38$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 2,34$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.15 – PCH IRARA – Rio Claro – GO

$$Pot = 26,00MW$$

$CE^* = 2,29$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 2,25$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.16 – PCH COLINAS – Rio Tocantinzinho – GO

$$Pot = 28,00MW$$

$CE^* = 2,13$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 2,09$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.17 – PCH MOQUÉM – Rio Bagagem – GO

$$Pot = 29,00MW$$

$CE^* = 2,05$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 2,02$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.18 – PCH ASSIS CHATEUBRIAND – Rio Pardo - MS

$Pot = 29,50 MW$

$CE^* = 2,02$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem recursos da CCC)

$CE^* = 1,98$ (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado com recursos da CCC)

4.6.19 – Cálculo do custo médio da energia do conjunto das PCHs da Região Centro-Oeste

O custo médio da energia que das PCHs com potência acima de 10 MW localizadas na região Centro-Oeste é dada pelo fórmula:

$$CE_{\text{médio}} = \frac{[(\sum CE^*) \times (\sum Pot)]}{n^2}$$

onde:

$CE_{\text{médio}}$: (R\$/MWh – custo médio da energia gerada sem ou com recursos da CCC, dependendo do caso)

CE^* : (R\$/MWhxMW - custo da energia gerada por cada MW instalado sem ou com recursos da CCC, dependendo do caso)

Pot: potência das PCHs

n: número de PCHs

- Cálculo do custo médio da energia sem recursos da CCC

$$CE_{\text{médio}} = \frac{[(\sum CE^*) \times (\sum Pot)]}{n^2} \quad (10)$$

$$CE_{\text{médio}} = \frac{60,79 \times 348,38}{18^2}$$

$$CE_{\text{médio}} = R\$65,37$$

- Cálculo do custo médio da energia sem recursos da CCC

$$CE_{\text{médio}} = \frac{[(\sum CE^*) \times (\sum Pot)]}{n^2} \quad (10)$$

$$CE_{\text{médio}} = \frac{59,67 \times 348,38}{18^2}$$

$$CE_{\text{médio}} = R\$64,16$$

Esta metodologia foi aplicada para todas as classes de PCHs consoante a cada região, estando os seus resultados apresentados no Anexo – Memória de Cálculo.

No Capítulo 5 os custos das 709 PCHs serão consolidados por região e por classe. O resultado da consolidação será analisado segundo os parâmetros determinantes destes custos.

CAPÍTULO 5

CUSTOS DA ENERGIA DAS PCHs INVENTARIADAS

5.1 – Considerações Gerais

A metodologia de avaliação dos custos da energia abordados foi aplicada nos empreendimentos inventariados, o que permitiu a consolidação dos resultados, considerado a classe das usinas e as divisões regionais; quais sejam:

- Região Norte e Sistemas Isolados;
- Região Nordeste;
- Região Centro-Oeste;
- Região Sudeste;
- Região Sul.

Estas regiões foram escolhidas inicialmente pelo fato das localidades em cada uma delas apresentarem características semelhantes no que tange aos parâmetros que determinam a avaliação dos custos da energia, além de ser factível o levantamento dos dados necessários para cada uma delas.

No que se refere a classe das PCHs, foram analisadas separadamente as Pequenas Centrais de 1MW a 10 MW das de 10 MW a 30 MW, por terem os custos do MW instalado e de manutenção e operação diferentes, o que implicaria em uma avaliação distorcida se fosse considerada toda a faixa de potência desta classificação de PCH.

É importante salientar que o estudo em questão não diz respeito a nenhuma PCH, mas sim uma análise da viabilidade considerando aspectos determinantes que podem direcionar a uma expectativa favorável ou não de um empreendimento, para tanto foram objetos de estudos as Pequenas Centrais Hidrelétricas Inventariadas pela ELETROBRAS.

5.2 – Análise dos Resultados obtidos pela Metodologia Adotada

Embasado na consolidação das avaliações dos custos de energia para os empreendimentos inventariados, pode-se proceder as análises destes resultados.

Conforme se verifica na tabela 08, que apresenta os custos de energia de cada MW instalado sem os benefícios da sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para todas as classificações de PCHs, a Região Norte/Sistemas Isolados possui o maior custo de energia. Este resultado era de se esperar, tendo em vista que a mobilização para se construir um empreendimento que envolve a construção civil e aquisição equipamentos possui um custo bastante elevado se comparado às demais regiões. As regiões Nordeste e Centro-Oeste possuem custos semelhantes, o mesmo acontecendo com as regiões Sudeste e Sul, porém com valores menores.

No que diz respeito aos tipos de PCHs verifica-se que as micro-centrais apresentam altos custos por serem empreendimentos que possuem uma capacidade de geração anual muito baixa (MWh/ano), além de não serem adequadas à conexão com um sistema.

Entretanto as micro-centrais vem ganhando espaço, tendo em vista a possibilidade de se atender pequenas comunidades e também na possibilidade de se utilizar equipamentos mais simples, porém muito menos dispendiosos, para o atendimento aos consumidores que não requeiram uma qualidade de energia nos padrões estabelecidos pela ANEEL.

As Mini-Centraís apresentam o comportamento semelhantes às micro-centrais, porém com os custos da energia menores. Estas usinas são construídas para a subsistência do empreendedor, o que na maior parte das vezes, assim como as micro-centrais não requeiram uma qualidade de energia nos padrões da energia comercializada. Também por se tratar de usinas de pequeno porte, o nível de incerteza, principalmente no que diz respeito a continuidade de serviço é grande, o que implica em uma certa reserva na análise dos custos.

As ressalvas feitas às micro e mini-centrais devem-se principalmente ao fato de que estes empreendimentos não são próprios para a comercialização, mas sim à

subsistência o que, em função da baixa potência, implica em usinas mais simples do ponto de vista operacional e com menor requinte no que tange a qualidade de energia. Além destes fatores, normalmente não há uma preocupação em se manter uma continuidade de geração nos padrões das usinas destinadas a comercialização de energia, uma vez que sendo estas apenas para a subsistência, existe a opção da rede da concessionária local ou então uma maior tolerância por parte dos consumidores diante da falta de energia.

As Pequenas Centrais de até 10 MW de potência possuem para Região Norte/Sistemas isolados custos bastante elevados, devido aos custos de implantação, operação e manutenção serem bastante superiores em relação as outras regiões. Entretanto para os empreendimentos de 10 a 30 MW verifica-se uma considerável redução dos custos, sinalizando favoravelmente ao investimento deste tipo de PCH nesta região.

Tabela 08 – Custo Médio da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC)

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	122,57	102,31	102,31	102,31	82,05
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	116,06	86,17	89,01	79,08	76,46
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	106,64	82,48	76,21	71,67	74,51
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	77,15	64,33	65,37	56,18	51,22

Fonte: Elaboração Própria

O gráfico 03 apresenta a variação dos custos das PCHs sem os recursos da CCC apresentados na tabela 08. Nele observa-se claramente a grande diferença existente entre o custo médio da energia das diversas classificações de PCH, apontando a Região Norte/Sistemas Isolados com os maiores custos, principalmente para PCHs de pequeno porte, e as Regiões Sudeste e Sul com os menores.

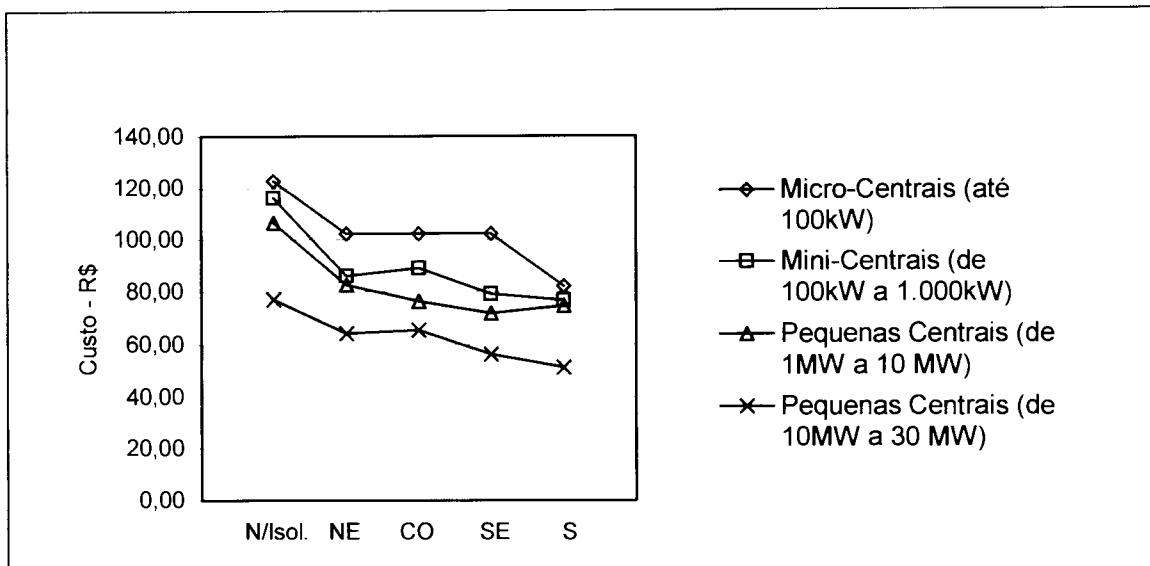


Gráfico 03 – Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC)
 Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados da Tabela 08

O gráfico 04 compara percentualmente os custos da energia considerando o porte da usina e a região onde está inserida. Pode-se constatar a existência de uma diferença significativa entre a Região Norte/Sistemas Isolados em relação as demais regiões.

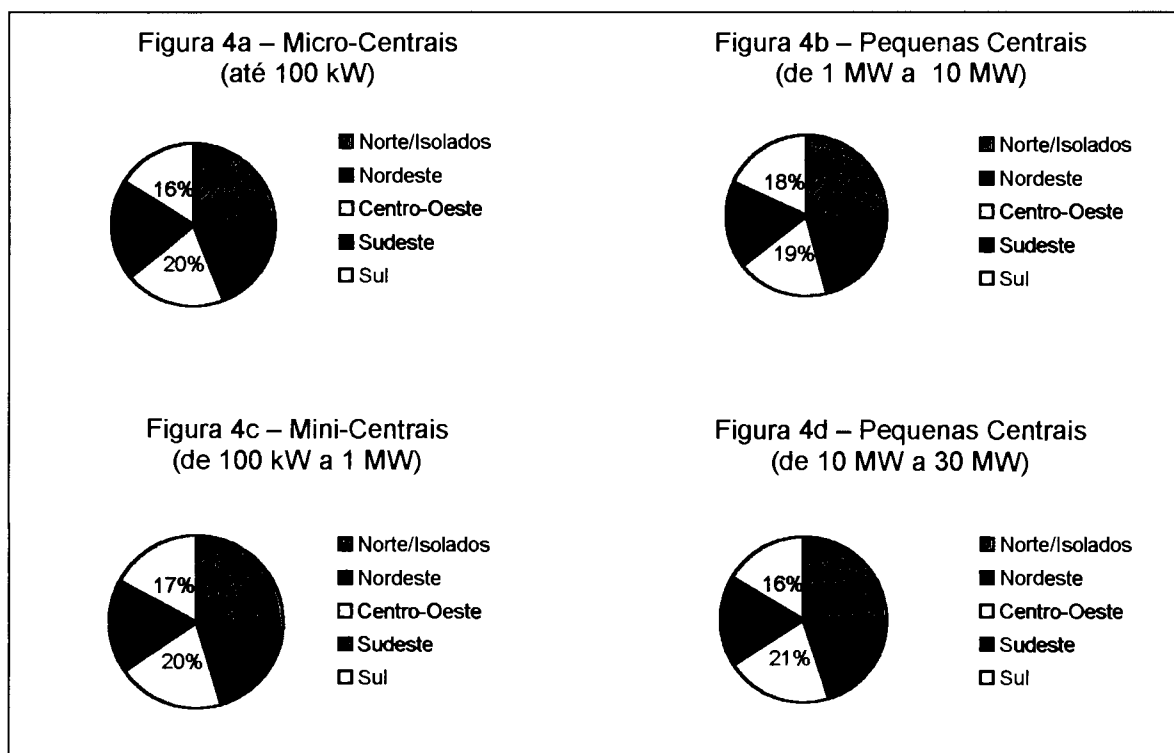


Gráfico 04 - Comparação percentual dos custos da energia sem o benefício da CCC
 Fonte: Elaboração Própria

A tabela 09 apresenta a mesma consolidação de dados feita anteriormente, porém considerando os benefícios da sub-rogação da CCC. Observa-se que para as micro e mini-centrais não houve alteração dos valores dos custos da energia, uma vez que estas não são beneficiadas com os recursos da CCC, entretanto os custos da energia das Pequenas Centrais foram reduzidos.

Tabela 09 – Custo Médio da Energia – R\$/MWh (com recursos da CCC)

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	122,57	102,31	102,31	102,31	82,05
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	116,06	86,17	89,01	79,08	76,46
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	104,67	80,96	74,81	70,35	73,14
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	75,72	63,14	64,16	55,15	50,27

Fonte: Elaboração Própria

O gráfico 05 evidencia o mesmo comportamento dos custos, isto é, o custo médio da energia para a Região Norte/Sistemas Isolados continua maiores e as Regiões Sudeste e Sul menores. Constata-se ainda que a redução devido aos recursos da CCC são discretos.

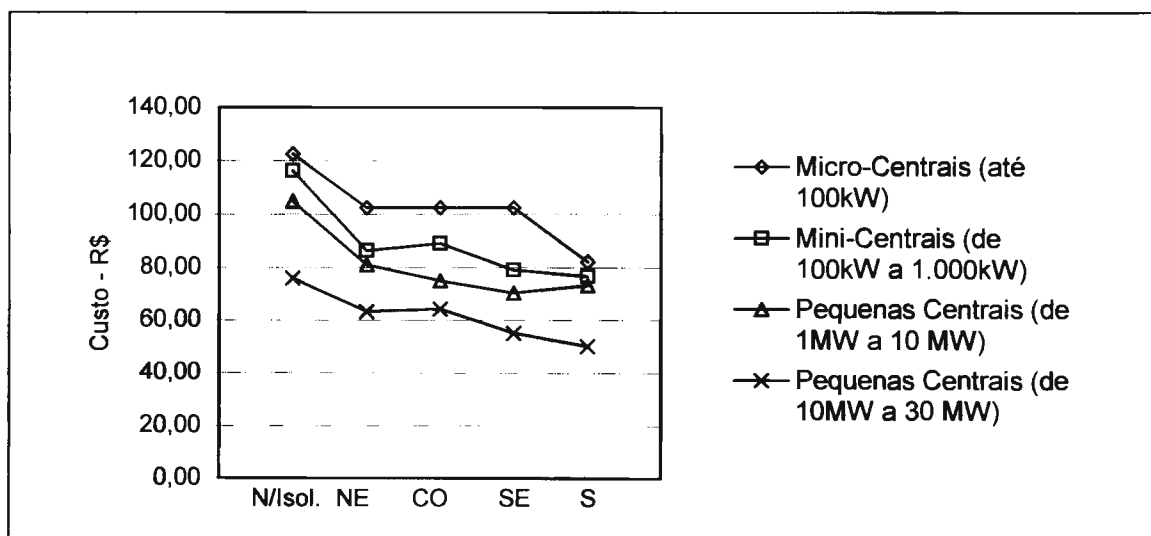


Gráfico 05 - Custo da Energia - R\$/MWh (com recursos da CCC)

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados da Tabela 09

Nota-se no Gráfico 06 verifica-se que a divisão percentual dos custos de energia considerando o porte da usina e a região onde está inserida é exatamente igual com o verificado nos empreendimentos sem a utilização dos recursos da CCC (Gráfico 04), esta igualdade é decorrente da não diferenciação da metodologia que determina os

benefícios, mesmo constatando-se a maior necessidade de subsídios para a Região Norte/Sistemas Isolados.

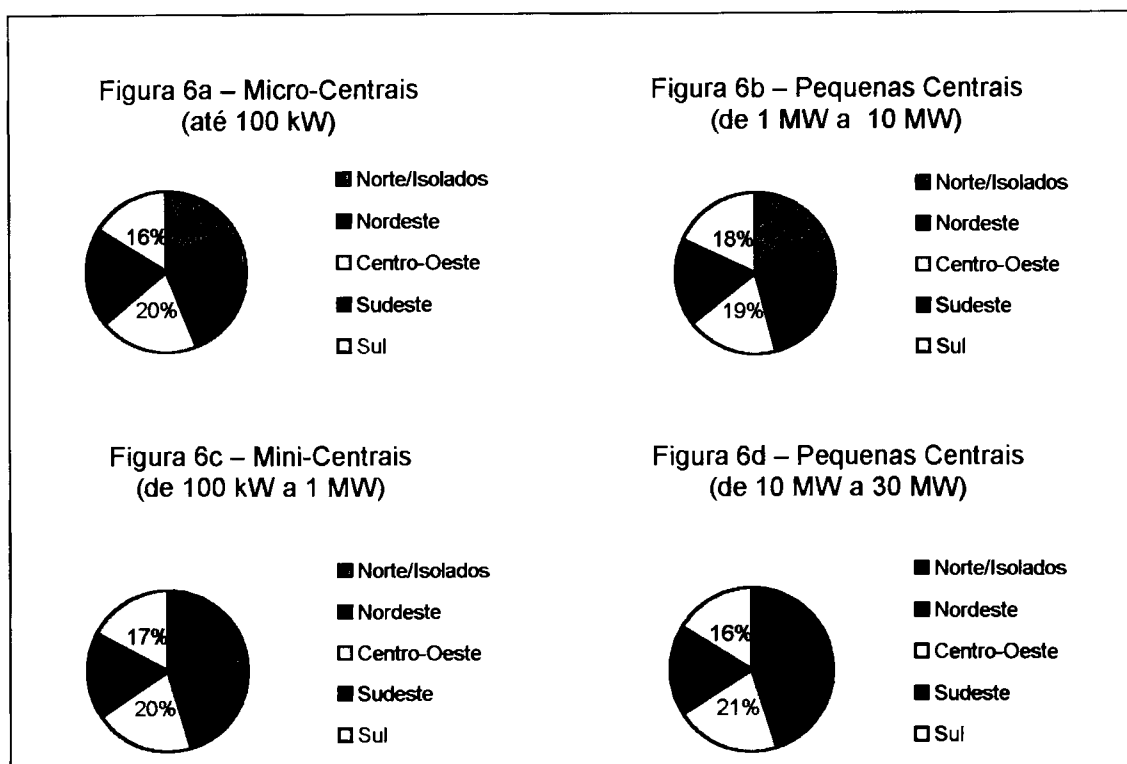


Gráfico 06 - Comparação percentual dos custos da energia com o benefício da CCC
Fonte: Elaboração Própria

5.3 – Necessidades dos empreendimentos para cada região

Os resultados obtidos da análise dos empreendimentos permitiu-se chegar, para cada região, nas necessidades de capital e nos benefícios da sub-rogação da CCC. Esta análise foi realizada somente para as PCHs acima de 1MW, tendo em vista que as mini e micro-centrais não são próprias para a comercialização, mas tão somente para subsistência. Os resultados estão consolidados na tabela 10.

Tabela 10 – Capital e Benefício de Subrogação necessários às regiões para Implementações das PCHs com potência de 1MW a 30MW – em milhões de R\$
Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Capital	2.976	1.136	1.623	10.170	3.036
Benefício de sub-rogação	2.232	852	1.217	7.627	2.277

Fonte: Elaboração Própria

Na figura 05 é apresentado o mapa do Brasil com as necessidades de cada região apontadas na tabela 10.

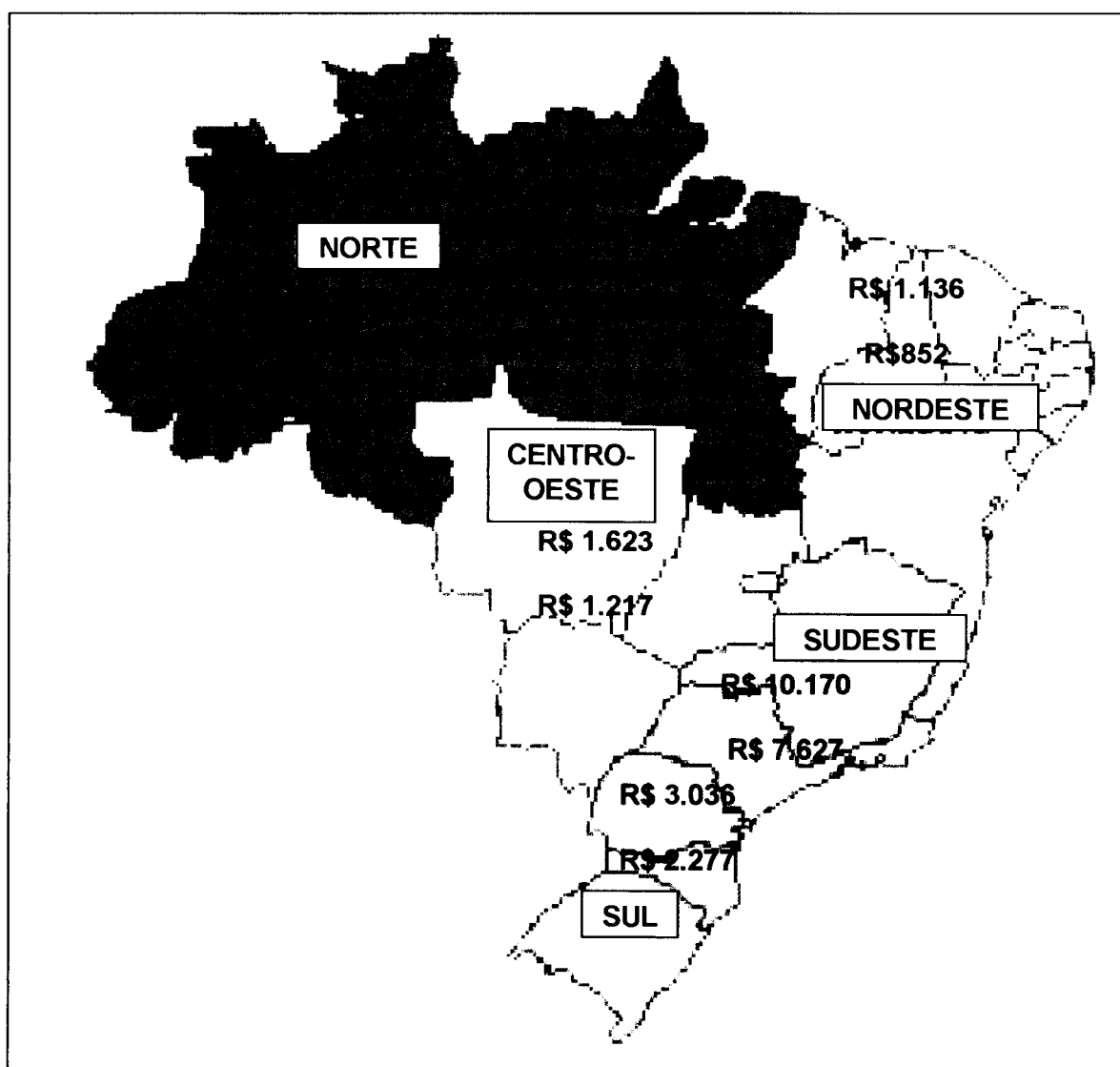


Figura 05 –Necessidades de Capital e Benefício da CCC – em milhões de R\$
Fonte: Elaboração Própria

5.4 – Parâmetros que determinam o custo da energia

Da consolidação dos custos para cada classificação de PCH e para cada região considerada pode-se chegar a algumas considerações importantes:

A região em que será feito o empreendimento é de vital importância para o investidor, pois ela é determinante no custo do empreendimento e também no enquadramento das características do consumidor da energia.

O custo do empreendimento cresce muito a medida que o porte da usina aumenta, principalmente na Região Norte/Isolada, onde verifica-se um custo muito grande com a logística. E finalmente, o custo de operação e manutenção, que também aumenta com o porte da usina.

Verifica-se, portanto, que os parâmetros que determinam custo da energia para as PCHs, para cada uma das classes e para cada região considerada são: capital, perfil do consumidor, custo de operação e manutenção e tempo de operação em horas-ano.

O capital necessário a cada empreendimento foi obtido através dos custos do MW instalado, fornecido por diversas construtoras especializadas em construção de geração hídrica. Para a operação e manutenção, foi considerado o custos de usinas já operando.

O conhecimento do perfil do consumidor é importante para se determinar qual a exigência da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A quantidade de horas que as usinas operam no ano pode mudar drasticamente o custo da energia, entretanto, neste estudo considerou-se todas as usinas operando igualmente 8.760 horas por ano, o que na realidade não é o que acontece. De qualquer modo, os valores obtidos nos custos retratam bem o perfil dos diversos tipos de empreendimentos nas diversas regiões, considerando a melhor condição de geração.

Os parâmetros abordados até o momento referem-se aos aspectos técnicos entre outros: o capital necessário ao empreendimento depende do porte da usina e da localidade, o perfil do consumidor determina o porte e nível tecnológico do empreendimento, a quantidade do horas ano de funcionamento depende da operação

e manutenção e da sazonalidade do recurso hídrico. Entretanto existe um parâmetro especificamente econômico que é a taxa de recuperação do capital, que tem muita importância para os empreendimentos próprios para a comercialização da energia – PCHs acima de 10 MW -.

No próximo capítulo será feito um estudo da sensibilidade dos parâmetros que determinam o custo de energia.

CAPÍTULO 6

VARIAÇÕES DOS CUSTOS DA ENERGIA PARA AS PCHs INVENTARIADAS

6.1 – Considerações Gerais

No Capítulo 5 foram realizados estudos no sentido de se avaliar os custos da energia gerada pelas diversas classes de PCHs em função da região localizada. Entretanto, estes custos podem flutuar devido as variações dos parâmetros determinantes dos custos finais da energia.

Conforme já foi mencionado, os parâmetros que determinam os custos da energia são: capital, perfil do consumidor, custo de operação e manutenção e tempo de operação em horas-ano.

O capital é sem sombra de dúvida um parâmetro muito importante devido o seu montante, que pode habilitar ou não o investidor a se envolver em um empreendimento desta natureza, todavia, os seus valores, uma vez determinados, passam a ser “fixos” sob o ponto de vista do tempo de “vida” da usina.

Além deste fato, os valores obtidos do custo do MW instalado junto às empresas que trabalham no ramo não apresentaram grandes diferenças, apresentando este parâmetro como sendo de grande “inércia”, desta forma, optou-se por não se estudar a variação dos custos considerando a variação MW instalado.

O perfil do consumidor determina o nível tecnológico da PCH, que na maior parte das vezes está diretamente correlacionada com o porte (potência) da usina, isto é, uma usina de 20 MW de potência por exemplo, pede um requinte tecnológico considerável, uma vez que para esta potência exige-se um nível de qualidade de energia elevado, mesmo que para atender a população comum, pois para se operar nesta potência é exigido um sistema de controle mais complexo.

Por outro lado uma PCH de pequeno porte normalmente atende a consumidores comuns que não requerem um nível de qualidade de energia elevado. Diante deste quadro, foi feita a opção de não considerar as particularidades do consumidor para se

analisar a variação dos custos da energia, tendo em vista que indiretamente já está sendo considerado.

O custo de operação e manutenção é um parâmetro que pode provocar variações no custo da energia durante toda a vida útil da PCH, uma vez que este custo está sujeito à diversas ações como por exemplo mudanças na legislação, melhoria no sistema de controle o operação da usina (nível de automação), melhoria do nível do pessoal que operam a usina, e outras. Desta forma o custo de O&M foi considerado na análise das variações dos custos da energia.

O tempo de operação em horas-ano pode determinar grande variação nos custos de energia, tanto que os pequenos empreendedores buscam viabilizar para as PCHs o sistema de relocação de energia, sendo o tempo de operação, portanto, considerado no estudo das variações dos custos da energia.

A taxa de retorno de capital é um parâmetro que atua nos empreendimentos com fins econômicos, ou seja, para as PCHs acima de 1 MW, principalmente as com potências acima de 10 MW. Será feita a sensibilidade dos custos em função deste parâmetro para todas as PCHs acima de 1 MW.

6.2 – Custos da Energia considerando a variação dos Custos de O&M

Inicialmente fez-se necessário determinar o nível de variação dos custos de operação e manutenção. O método utilizado é bastante simples e resume-se como se segue.

Na fase de levantamento de dados, o custo de O&M foi adquirido utilizando-se de duas referências conhecidas:

- valor estimado de 8% do C_{PCH} (custo de implantação da PCH);
- levantamento de dados junto à empresas.

Foi adotado como valor base dos custos de operação e manutenção o de 8% do C_i e considerou-se os valores extremos dos levantamentos junto às empresas chegando, desta forma, aos valores extremos de 10% acima e abaixo dos custos de O&M.

Na tabela 11 é apresentado os valores dos custos da energia sem os recursos da CCC, com o custo de O&M 10 % abaixo do valor base.

Tabela 11 – Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC)

Custo de O&M 10% abaixo do valor base

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centraís (até 100kW)	110,61	92,33	92,33	92,33	74,05
Mini-Centraís (de 100kW a 1.000kW)	104,74	77,76	80,33	71,37	69,00
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	96,24	74,44	68,78	64,68	67,24
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	69,62	58,05	58,99	50,70	46,22

Fonte: Elaboração Própria

Na tabela 12 são apresentados os valores dos custos da energia sem os recursos da CCC, com o custo de O&M 10 % acima do valor base.

Tabela 12 – Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC)

Custo de O&M 10% acima do valor base

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centraís (até 100kW)	134,52	112,29	112,29	112,29	90,06
Mini-Centraís (de 100kW a 1.000kW)	127,38	94,57	97,69	86,79	83,91
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	117,04	90,53	83,65	78,66	81,78
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	84,67	70,60	71,74	61,66	56,21

Fonte: Elaboração Própria

A tabela 13 apresenta a variação dos custos da energia em função da flutuação dos custos de O&M.

**Tabela 13 – Variação do Custo da Energia – R\$/MWh
(sem recursos da CCC)**

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	110,61 a 134,52	92,33 a 112,29	92,33 a 112,29	92,33 a 112,29	74,05 a 90,06
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	104,74 a 127,38	77,76 a 94,57	80,33 a 97,69	71,37 a 86,79	69,00 a 83,91
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	96,24 a 117,04	74,44 a 90,53	68,78 a 83,65	64,68 a 78,66	67,24 a 81,78
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	69,62 a 84,67	58,05 a 70,60	58,99 a 71,74	50,70 a 61,66	46,22 a 56,21

Fonte: Elaboração Própria

Os custos com os recursos da CCC não serão apresentados, tendo em vista que no custo final da energia (considerando a vida útil da usina de 50 anos), não determina uma diminuição significativa, embora este recurso seja muito importante na medida que ele se apresenta no momento onde o investidor necessita de capital.

6.3 – Custos da Energia considerando o Tempo de Operação em horas-ano

Através de informações dadas pelas operadoras de PCHs, foi possível se levantar o tempo de operação das usinas durante o ano. Este tempo sofre bastante variação dependendo da tipicidade da PCH, como por exemplo, o regime hídrico, facilidade de manutenção, operação da usina e outras.

Os custos da energia tomados como base foram levantados considerando as 8.760 horas do ano. Para a análise da variação dos custos foi admitido como tempo mínimo de 6.570 horas (75% do tempo máximo).

Na tabela 14 são apresentados os valores dos custos de energia para o tempo de operação anual de 6.570 horas.

Tabela 14 – Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC)

75% do tempo máximo de operação

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	163,42	136,41	136,41	136,41	109,40
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	154,75	114,89	118,68	105,44	101,94
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	142,19	109,98	101,62	95,56	99,35
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	102,86	85,77	87,16	74,91	68,29

Fonte: Elaboração Própria

Este parâmetro pode isoladamente determinar a viabilidade ou não de um empreendimento, o que vem corroborar com as preocupações dos pequenos investidores, concernente a uma política favorável de relocação de energia.

6.4 – Custos da Energia considerando a Taxa de Recuperação de Capital

A sensibilidade dos custos da energia em função da taxa de recuperação de capital foi analisada tomando-se por base a rentabilidade de investimentos de pequeno risco que existem no mercado. Na tabela 15 é apresentado exemplos de tipos de investimentos e seus valores de rentabilidade.

Tabela 15 – Rentabilidade de Investimentos de Pequenos Riscos

TIPO DE INVESTIMENTO	ENTIDADE FINANCEIRA	RENTABILIDADE	DATA DA COTAÇÃO
Poupança	Banco do Brasil	0,9205%	Vencimento em 01/05/2003
Fapi	Bradesco	0,8300%	11/04/2003
FIF Pgbl F10	Bradesco	0,7300%	11/04/2003
Super RF Facfi	Itaú	0,7500%	11/04/2003

Fonte: Jornal O Globo: 11/Abr/2003

Por simplificação, considerou-se a rentabilidade no período de 12 meses linear a maior rentabilidade mensal dos investimentos de pequeno risco - poupança -, chegando a 11,046% ao ano. Considerando ainda o risco inerente ao investimento em

PCH, será admitida como taxa de recuperação de capital para a análise da sensibilidade dos custos da energia, o valor de 15%.

Na tabela 16 é apresentada os valores dos custos da energia das PCHs acima de 1 MW, considerando a taxa de retorno de 15%.

Tabela 16 – Custo da Energia – R\$/MWh (sem recursos da CCC) - 15% de taxa de retorno

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	122,57	102,31	102,31	102,31	82,05
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	116,06	86,17	89,01	79,08	76,46
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	107,92	83,98	77,13	72,53	75,41
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	78,02	65,10	66,15	56,86	51,83

Fonte: Elaboração Própria

6.5 – Variações Globais dos Custos da Energia

Após a análise da sensibilidade dos custos, poder-se-á levantar os custos máximos e mínimos da energia. Os máximos são os empreendimentos com os parâmetros determinantes dos custos mais desfavoráveis e os mínimos os mais favoráveis.

Portanto os custos da energia para cada classe de PCH em consonância com cada região do país, podem variar desde a valores que tornam empreendimentos inviáveis até aqueles altamente viáveis sob o ponto de vista econômico. Para cada empreendimento, portanto, deve ser realizado um estudo de viabilidade pormenorizado, seguindo as orientações das “Diretrizes para Estudos e Projetos Básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas”. Na tabela 17 é apresentado a variação global dos custos de energia.

Tabela 17 – Variação Global do Custo da Energia – R\$/MWh
 (sem recursos da CCC)
 Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

	Norte/ Isolados	Nordeste	Centro- Oeste	Sudeste	Sul
Micro-Centrais (até 100kW)	110,61 a 179,36	92,33 a 149,72	92,33 a 149,72	92,33 a 149,72	74,05 a 120,07
Mini-Centrais (de 100kW a 1.000kW)	104,74 a 169,84	77,76 a 126,09	80,33 a 130,26	71,37 a 115,72	69,00 a 111,89
Pequenas Centrais (de 1MW a 10 MW)	96,24 a 157,75	74,44 a 122,03	68,78 a 111,53	64,68 a 106,03	67,24 a 110,23
Pequenas Centrais (de 10MW a 30 MW)	69,62 a 114,13	58,05 a 96,71	58,99 a 95,66	50,70 a 83,12	46,22 a 75,77

Fonte: Elaboração Própria

Na figura 06 é apresentado o mapa do Brasil com as variações dos custos de energia para as Pequenas Centrais Hidrelétricas acima de 1MW, inseridas em cada região analisada.

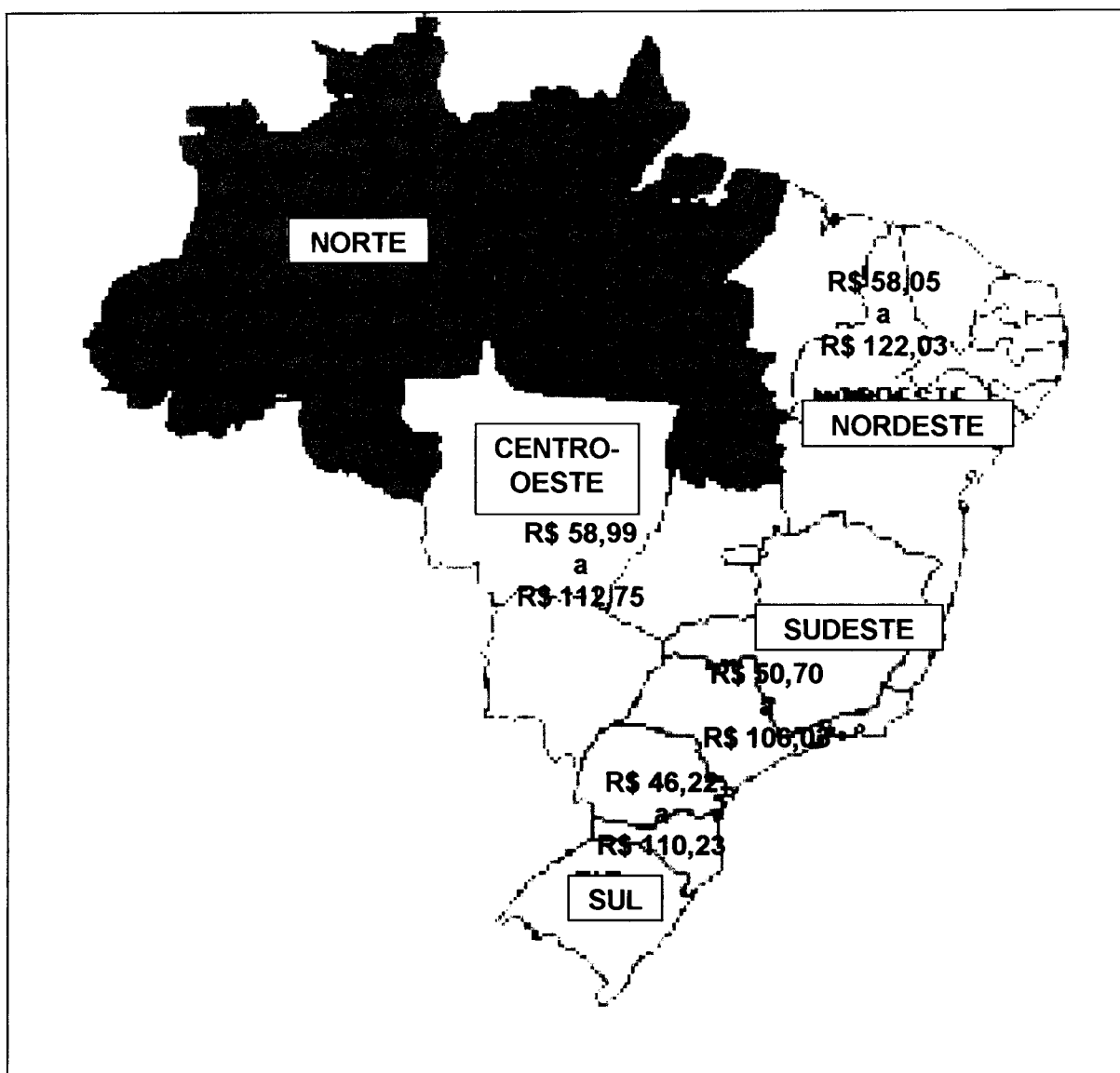


Figura 06 –Custo da Energia de PCHs acima de 1 MW – R\$/MWh
Fonte: Confeção Própria

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Os estudos e projetos para a implantação de um aproveitamento hidrelétrico estão divididos nas seguintes etapas: a Estimativa do Potencial Hidrelétrico, o Estudo de Inventário e o Estudo de Viabilidade.

Na Estimativa do Potencial Hidrelétrico procede-se a análise preliminar das características da bacia hidrográfica, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação para geração de energia elétrica, pautando-se nos dados disponíveis, permitindo uma primeira avaliação do potencial e estimativa de custo do aproveitamento da bacia hidrográfica e a definição de prioridade para a etapa seguinte.

O Estudo de Inventário Hidrelétrico determina o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica para se estabelecer a melhor divisão de queda, mediante a identificação do conjunto de aproveitamentos que propiciem um máximo de energia com o menor custo, aliado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente. Essa análise é efetuada a partir de dados secundários, complementados com informações de campo, e pautada em estudos básicos hidrometeorológicos, energéticos, geológicos, ambientais de outros usos da água.

O Estudo de Viabilidade define a concepção global de um dado aproveitamento da melhor alternativa de divisão de queda estabelecida na etapa anterior, visando sua otimização técnico-econômica e ambiental e a avaliação de seus benefícios e custos associados. Essa concepção compreende o dimensionamento do aproveitamento, as obras de infra-estrutura local e regional necessárias à sua implantação, o seu reservatório e respectiva área de influência, os outros usos da água e as ações ambientais correspondentes.

Os estudos, da forma que foram apresentados, visam um empreendimento específico. Neste trabalho o objetivo é o da consolidação dos dados dos recursos

hídrico inventariados, de modo a propiciar um apontamento da viabilidade de um empreendimento para um futuro aprofundamento nos estudos, além de caracterizar o comportamento, segundo uma análise econômica-financeira, das diversas regiões do País.

A conclusão sobre a viabilidade de um empreendimento específico requer obviamente um estudo muito mais minucioso do que foi apresentado neste trabalho, entretanto os resultados apresentados satisfizeram o objetivo proposto que era o de mapear as Pequenas Centrais Hidrelétricas nas Regiões do País de modo a se ter um dimensionamento acerca da viabilidade da implementação para cada classificação de PCHs.

Inicialmente, para se chegar a algumas conclusões, há necessidade de se abordar alguns aspectos. O primeiro deles é que atrelado a qualquer empreendimento, deve ser feito um Estudo de Impactos Ambientais – EIA e posteriormente ser emitidos um Relatório de Impactos ao Meio Ambiente – RIMA, conforme foi mencionado neste trabalho. Embora a legislação não obrigue a alguns tipos de PCHs a estes procedimentos, ou apenas de forma simplificada, este estudo fornece informações importantes no que diz respeito a viabilidade do empreendimento.

Exemplo do que foi supra-citado é a Região Amazônica, onde os fatores sociais devem ser considerados e quantificados de maneira que se possa viabilizar os projetos que visam estimular o desenvolvimento local e de melhorar as condições de vida das pessoas que lá vivem.

As PCHs de potência menores de que 10 MW possuem grande atratividade nas regiões desprovidas de energia, sejam as pequenas comunidades que fazem um uso limitado da energia, que neste caso uma mini-central ou até mesmo uma micro-central, atenderia suas necessidades, ou sejam aquelas com grande potencial para o desenvolvimento econômico, com por exemplo as regiões rurais que investem em uma produção mais eficiente na agricultura, suinocultura, avicultura e produção de leite.

Este cenário vem estimulando a criação de cooperativas para construção de PCHs de até 10 MW, entretanto a proposta não é a comercialização da energia, embora não seja uma possibilidade descartada, mas sobretudo uma questão de sobrevivência.

Diversas regiões do país investem fortemente neste tipo de empreendimento, entre elas pode ser citada a Região Sudeste - principalmente nos Estados de Minas

Gerais e São Paulo, que estão construindo e recuperando PCHs – e a Região Sul que vem se destacando na construção de PCHs na zona rural. Estas regiões passaram a ser a linha de frente para o avanço das Pequenas Centrais Hidrelétricas de até 10 MW.

As PCHs acima de 10 MW são as que na sua maioria são construídas para comercializar energia, logo o enfoque dado a estes empreendimentos é semelhante a de uma grande usina, considerando as vantagens legais dadas as PCHs. A tabela 18 apresenta uma comparação entre os custos médios da energia das PCHs acima de 10 MW (sem recuos da CCC) com as tarifas médias de consumo por regiões.

Pode-se verificar que todas as regiões praticam uma tarifa superior aos custos médios de geração por parte das PCHs, o que mostra que estes empreendimentos são bastante atraentes ao investidor sob o ponto de vista econômico.

Além do que foi supracitado, a ANEEL decidiu unificar em R\$ 72,45 o Valor Normativo por MW (valor máximo que as distribuidoras podem repassar para as tarifas dos consumidores), que está acima dos custos de geração das PCHs. Cabe salientar que a criação do Valor Normativo – VN, teve por objetivo controlar o repasse dos custos da energia para o consumidor final.

Tabela 18 – Tarifas Médias por Região e Custo Médio da Energia para PCH acima de 10 MW – R\$/MWh (sem recursos da CCC)

Referência do dia 23/05/2002: Dólar Comercial: 2,5280

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Residencial	164,22	166,84	177,52	184,17	182,27
Industrial	49,36	63,94	93,14	87,30	92,56
Comercial	143,28	141,22	159,90	160,92	153,95
Rural	112,42	87,39	102,77	106,40	90,48
Poder Público	147,43	143,99	164,96	155,53	157,77
Iluminação Pública	93,28	88,07	90,96	100,65	93,35
Serviço Público	93,49	84,00	92,00	89,56	98,43
Consumo Próprio	150,96	154,86	173,13	60,79	98,14
Tarifa Média Total	119,31	116,29	131,80	118,17	120,87
Custo da Energia - PCHs acima de 10 MW – Com Recursos da CCC	77,15	64,33	65,37	56,18	51,22

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados das tarifas fornecidas pela ANEEL

A comercialização da energia através do Mercado Atacadista de Energia – MAE, também possui uma regulamentação que dificulta o processo de comercialização, uma vez que a ANEEL estabeleceu através da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998, nas obrigações e os direitos dos agentes que integrarão o Mercado Atacadista de Energia - MAE, aqueles que possuam capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, o que obriga a formação de cooperativas pelos pequenos produtores.

Entretanto a regulamentação busca criar condições para a concorrência entre os agentes de geração e comercialização do setor de energia elétrica e mecanismos de proteção aos consumidores. A Resolução nº 249 define também as diretrizes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que tem o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, uma vez que as usinas de potência menor ou igual a 30 MW, como as PCHs, são consideradas Usinas Não Integradas, mesmo que estejam eletricamente conectadas ao Sistema Interligado. Estas usinas, portanto, não estão sujeitas às regras de operação do ONS.

Com isso, a menos que o empreendedor faça um acordo operativo com o Distribuidor/Comercializador local, não fica assegurada ao empreendedor nenhuma geração complementar à efetivamente gerada no empreendimento, ou seja, em períodos hidrológicamente desfavoráveis estas usinas não teriam a possibilidade de usufruir do benefício da interligação elétrica com o Sistema - a operação otimizada, para garantir o atendimento a um mercado.

A operação otimizada do Sistema Interligado é um instrumento que garante, teoricamente um maior aproveitamento do potencial hidrelétrico local, pois existem diversidades hidrológicas entre as diversas bacias hidrográficas que compõem o Sistema Interligado. Neste caso, o dimensionamento ótimo do aproveitamento deve ter por base os benefícios incrementais de energia firme de correntes da sua entrada em operação, sendo esses benefícios de energia firme calculados para o período crítico do Sistema Interligado.

A Resolução foi adotada pela Diretoria da ANEEL, em regime colegiado, após processo de audiência pública e durante esse processo os interessados puderam opinar sobre o assunto, enriquecendo a formulação da nova norma.

Os pontos de destaque da Resolução nº 249 são:

- os participantes do MAE serão os concessionários ou autorizados de geração de energia elétrica que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; os concessionários, permissionários ou autorizados que comercializem o montante de energia elétrica igual ou superior a 300 GWh/ano, referido ao ano anterior e os importadores e exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 MW;
- é facultada a participação no MAE aos autoprodutores de energia elétrica cuja central termelétrica tenha capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo;
- poderão participar do MAE os concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercialização, importação e exportação de energia elétrica não incluídos nas especificações acima e também os consumidores livres;
- os contratos de compra e venda de energia elétrica registrados no MAE deverão ser lastreados por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia de outro gerador;
- do montante de energia comercializada pelos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, pelo menos 85% deverá estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração seja no mínimo de dois anos;
- os agentes participantes do MAE que não cumprirem as normas da resolução estarão sujeitos às penalidades previstas no Acordo do Mercado Atacadista de Energia Elétrica;
- o valor arrecadado pelas penalidades será utilizado pelo MAE para cobrir despesas de administração e as sobras destes recursos serão transferidas ao ONS para serem utilizadas na redução dos encargos de transmissão;
- o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE será gerido pelo MAE e durante a fase de transição, que durará de 1998 a 2005, deverá abranger também as usinas termelétricas;
- o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, mecanismo criado para compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas quando houver menos geração do que a energia assegurada, terá tarifa destinada a cobrir custos operacionais dos produtores que geraram o excesso a eles fornecido.

Do que está regulamentado na Resolução nº 249, os autoprodutores que não se integrarem ao Mercado Atacadista de Energia ficarão restritos aos contratos bilaterais, uma vez que o MAE procurará comercializar a energia dos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, pelo menos 85% dela, o que diminuirá ainda mais o mercado do pequeno produtor. No que se refere ao Mecanismo de Relocação de Energia – MRE, somente beneficiará àqueles que tomarão parte do MAE.

Com relação aos Benefícios da Sub-Rogação da Conta Consumo de Combustíveis, a primeira vista, ao se comparar os custos da energia com e sem os benefícios dos recursos da CCC, pode parecer pouco interessante, no entanto é fundamental que se saliente que estes custos estão diluídos em um período de 50 anos (período de operação da usina). Na realidade os benefícios se fazem presentes a partir do início da operação da usina em um período bastante inferior ao período de operação da usina, sendo desta forma, muito importante para o investidor, na medida que antecipa a recuperação do capital envolvido no empreendimento.

Na Tabela 10 foi apresentado as necessidades dos Benefícios da Sub-Rogação da Conta de Consumo de Combustíveis apresentadas pelas PCHs inventariadas de cada Região, de acordo com a metodologia utilizada pela Eletrobrás. Como pôde-se verificar, as necessidades são maiores que os recursos destinados, conforme constatado na Tabela 03. Faz-se necessário registrar que os Recursos da CCC, também são direcionados aos subsídios das usinas termelétricas, diminuindo ainda mais os recursos destinados às fontes energia renováveis, como são as pequenas centrais hidrelétricas.

A ANEEL estabeleceu medidas efetivas que visam assegurar a oferta de energia elétrica a áreas de renda e densidade de carga baixas, sejam elas urbanas ou rurais, de modo a promover o desenvolvimento econômico e social destas regiões.

A aplicação sistemática dos recursos da CCC para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, será mantida até o ano de 2013. A implantação de PCHs nos sistemas isolados, se alinha com as características sócio-econômicas, pois podem proporcionar redução dos custos, além não provocar, na sua maioria, impactos negativos significantes ao meio ambiente.

Quanto aos Estudos Ambientais, ressalta-se a importância da avaliação dos impactos ambientais, entretanto a sua morosidade, devido a grande demanda de empreendimentos, atrasa a liberação das licenças que permitem a instalação e operação dos empreendimentos na área considerada.

Atualmente o prazo médio para a obtenção das licenças para PCHs está entre seis a oito meses, pois há necessidade de se manter um mínimo de qualidade nas avaliações dos estudos ambientais, pois existem unidades geradoras enquadradas como PCH que geram grandes conflitos sociais e econômicos.

Finalizando estas conclusões, este trabalho aponta as PCHs como sendo uma grande opção na geração, seja ela para o atendimento a comunidades isoladas ou para a comercialização.

As PCHs de pequeno porte (micro e mini-centrais) possuem o custo da energia relativamente elevado, entretanto tem uma importância social que deve ser considerada.

As PCHs acima de 1 MW de potência são empreendimentos próprios para o atendimento a consumidores de maior porte e, portanto, a comercialização. Com isso a sua implementação se reveste de grande importância, uma vez que desperta o interesse do produtor independente de energia e do auto-produtor. Como foi visto neste estudo, estes empreendimentos devem ser analisados detalhadamente, pois o seu sucesso, sob o ponto de vista econômico-financeiro, depende fortemente dos parâmetros determinantes do custo da energia, devendo portanto, haver uma especial atenção com relação aos custos de operação e manutenção, com a legislação dos empreendimentos desta natureza e, também com a continuidade do fornecimento de energia. Com relação ao capital necessário para o empreendimento, constata-se que Benefícios da Sub-Rogação da Conta de Consumo de Combustíveis é fundamental para o empreendimento.

Os pequenos e médios produtores de energia salientam que existem alguns problemas imediatos que entravam a construção de nova PCHs. Dentre eles estão a pouca agilização dos processos para a obtenção de licença ambientais, um Valor Normativo – VN por demais reduzido, a dificuldade de se obter os recursos da CCC, o que fez com que o BNDES lançasse uma série de medidas emergenciais e finalmente, a necessidade de se consolidar o mecanismo de relocação de energia para a garantia de energia as PCHs um volume de energia em caso de emergência, evitando que o investidor vá ao mercado spot.

Finalmente, através das análises realizadas com uma abordagem direta da legislação e dos programas vigentes no Setor Elétrico Brasileiro, este trabalho espera poder contribuir junto aos profissionais que atuam na área de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

ANEXO

Memória de Cálculo

A memória de cálculo dos custos médios da energia apresentada a seguir seguem a metodologia apresentada no Capítulo 04.

As PCHs escolhidas estão disponibilizadas no banco de dados do Sistema de Informações sobre Potencial Hídrico - SIPOT- 2002. Seus dados estão resumidos na tabela 04 do presente trabalho.

As PCHs foram catalogadas para cada região e colocadas em ordem crescente de potência de acordo com suas respectivas classificações.

No anexo que se segue é apresentada uma amostra de 709 empreendimentos inventariados com seus custos médios de energia, passando assim a ser a fonte de dados para tese.

MICRO-USINAS - ATÉ 100 kW							
REGIÃO AMAZÔNICA E SISTEMAS ISOLADOS							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	MINERAÇÃO ORIENTE NOVO	PACIÊNCIA	RO	Operação	0,05	2.042,77	2.042,77
				CE Médio (R\$/MWh)		122,57	122,57
REGIÃO NORDESTE							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
0	Não há registro				0,00		
REGIÃO CENTRO-OESTE							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
0	Não há registro				0,00		
REGIÃO SUDESTE							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
0	Não há registro				0,00		
REGIÃO SUL							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	FAXINAL	FAXINAL LAJEADO	PR	Operação	0,01	5.106,92	5.106,92
2	DAL PAI	FAXINAL	PR	Operação	0,03	1.702,31	1.702,31
3	RIO PRETO	JANGADA	PR	Operação	0,04	1.276,73	1.276,73
4	J. MONTEIRO	TRICOLOR	PR	Operação	0,06	851,15	851,15
5	AMAMBAHY 1	PIQUIRIZINHO	PR	Operação	0,07	729,56	729,56
6	SALTO DO RIO PRETO	JANGADA	SC	Operação	0,07	729,56	729,56

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
7	CARLOS SBARAINI	PIQUIRIZINHO	PR	Operação	0,08	638,37	638,37
8	JOALMA	PEIXE	SC	Operação	0,09	567,44	567,44
9	SÃO JOAQUIM	CAPIVARI	PR	Operação	0,10	510,69	510,69
10	SANTA ROSA	CHAPECÓ	SC	Operação	0,10	510,69	510,69
				CE Médio (R\$/MWh)		82,05	82,05
MINI-USINAS - DE 100 kW A 1MW							
REGIÃO AMAZÔNICA E SISTEMAS ISOLADOS							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	MADEIREIRA URUPA	PRETO	RO	Operação	0,25	374,51	374,51
2	ALTO GARÇAS	ONÇA	MT	Operação	0,28	334,38	334,38
3	ALTO ARAGUAIA 1	ARAGUAIA	MT/GO	Operação	0,40	234,07	234,07
4	IAUARETÊ	PAPURI	AM	Projeto básico	0,60	156,04	156,04
5	ALTO ARAGUAIA 2	ARAGUAIA	MT/GO	Operação	0,60	156,04	156,04
6	JOSÉ FRAGELLI	POXORÉU	MT	Operação	0,76	123,19	123,19
7	RUTTMANN	CHUPINGUAIA	RO	Operação	0,80	117,03	117,03
8	ARIPUANÁ	ARIPUANÁ	MT	Operação	0,85	110,15	110,15
9	CÂNDIDO RONDON	CASCA	MT	Desativado	0,99	94,57	94,57
				CE Médio (R\$/MWh)		116,06	116,06
REGIÃO NORDESTE							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	FRANCISCO SABÓIA	MOXOTÓ	PE	Inventário Final	0,50	163,42	163,42
2	ENGENHEIRO ÁVIDOS	PIRANHAS	PB	Inventário Final	0,75	108,95	108,95
3	REMÉDIOS	JAGUARIBE	BA	Projeto básico	0,80	102,14	102,14
4	JABURU 2	JABURU	CE	Inventário Final	0,85	96,13	96,13
5	JABURU 1	JABURU	CE	Inventário Final	1,00	81,71	81,71

				CE Médio (R\$/MWh)	86,17	86,17	
REGIÃO CENTRO-OESTE							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	PONTE ALTA DO BOM JESUS	RIBEIRÃO SÃO JOSÉ	TO	Operação	0,28	273,59	273,59
2	MAMBAÍ	CORRENTE	GO	Operação	0,35	218,87	218,87
3	MOSQUITO	MOSQUITO	GO	Operação	0,36	212,79	212,79
4	VITOR ANDRADE DE BRITO	VEADO	MS	Operação	0,40	191,51	191,51
5	SÃO JOÃO 2	SÃO JOÃO	MS	Operação	0,60	127,67	127,67
6	ROCHEDO	AQUIDAUANA	MS	Projeto básico	0,60	127,67	127,67
7	SÃO JOÃO 1	SÃO JOÃO	MS	Operação	0,70	109,43	109,43
8	CORUJÃO	LONTRA	TO	Operação	0,74	103,52	103,52
9	SANTANA CAVALCANTE	SANTANA	GO	Desativado	0,96	79,80	79,80
				CE Médio (R\$/MWh)	89,01	89,01	
REGIÃO SUDESTE							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	HANS	SANTO ANTÔNIO	RJ	Operação	0,11	464,27	464,27
2	QUEBRA CUIA	PEIXE	MG	Operação	0,12	425,58	425,58
3	SÃO MIGUEL	SANTA QUITÉRIA	MG	Operação	0,13	392,84	392,84
4	ANA FLORÊNCIA	ORATÓRIOS	MG	Operação	0,16	319,18	319,18
5	PONTAL	ORATÓRIOS	MG	Operação	0,16	319,18	319,18
6	APARECIDA	MUQUI DO SUL	ES	Operação	0,18	283,72	283,72
7	WERNER	MANHUAÇU	MG	Operação	0,18	283,72	283,72
8	FOJO	RIB. FOJO	SP	Operação	0,20	255,35	255,35
9	ILUNA	PARDO	ES	Operação	0,21	243,19	243,19
10	DR. JORGE	MARANHÃO	MG	Operação	0,26	196,42	196,42
11	CACHOEIRA DO OITO	PANCAS	ES	Operação	0,30	170,23	170,23
12	TABOCAS	TABOCAS	ES	Operação	0,33	154,76	154,76
13	B.J.GALHO	SACRAMENTO	MG	Operação	0,36	141,86	141,86

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
14	MIMOSO DO SUL	MUQUI DO SUL	ES	Operação	0,44	116,07	116,07
15	SANTA MARIA	SANTA MARIA	ES	Operação	0,48	106,39	106,39
16	PRETO 3	PRETO	MG	Inventário Preliminar	0,50	102,14	102,14
17	LAVRINHAS	LAVRINHAS	SP	Operação	0,50	102,14	102,14
18	SANTANA 2	SANTANA	MG	Operação	0,53	96,36	96,36
19	FUNIL	PEIXE	MG	Operação	0,54	94,57	94,57
20	MONJOLINHO	MONJOLINHO	SP	Operação	0,54	94,57	94,57
21	POÇÕES	TIJUCO	MG	Operação	0,58	88,05	88,05
22	BICAS AUXILIAR	BICAS	MG	Operação	0,59	86,56	86,56
23	SODRÉ	PIAGUI	SP	Operação	0,60	85,12	85,12
24	SANTA ALICE	FARTURA	SP	Operação	0,62	82,37	82,37
25	SANTANA 1	SANTANA	MG	Operação	0,68	75,10	75,10
26	SALTO PINHAL	MOGI-GUAÇU	SP	Operação	0,70	72,96	72,96
27	TURVINHO	TURVINHO	SP	Operação	0,70	72,96	72,96
28	JACUTINGA	MOGI-GUAÇU	MG	Operação	0,72	70,93	70,93
29	SÃO SEBASTIÃO	CANOAS	SP/MG	Operação	0,74	69,01	69,01
30	TRÊS SALTOS	PINHEIRINHO	SP	Operação	0,80	63,84	63,84
31	BOA VISTA	BOA VISTA	SP	Operação	0,80	63,84	63,84
32	LARANJA DOCE	DO PEIXE	SP	Operação	0,80	63,84	63,84
33	TATU NOVA	RIO	SP	Operação	0,80	63,84	63,84
34	BOCAINA	BRAVO	SP	Operação	0,90	56,74	56,74
35	PAULO J. MASCARENHAS	PEIXE	MG	Operação	1,00	51,07	51,07
36	PRETO 2	PRETO	MG	Inventário Preliminar	1,00	51,07	51,07
37	BICÚIBA	GLÓRIA	MG	Inventário Final	1,00	51,07	51,07
38	BURITIS	RIB. BANDEIRA	SP	Operação	1,00	51,07	51,07
39	SOCORRO	PEIXE 4	SP	Operação	1,00	51,07	51,07
40	BILLINGS (RESERVATÓRIO) DPEG	PEDRAS	SP	Operação	1,00	51,07	51,07

				CE Médio (R\$/MWh)	79,08	79,08	
REGIÃO SUL							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	CRISTO REI	RANCHINHO	PR	Operação	0,11	464,27	464,27
2	AMAMBAHY 2	PIQUIRIZINHO	PR	Operação	0,11	464,27	464,27
3	COMPANHIA LORENZ	ENGANO	SC	Operação	0,11	464,27	464,27
4	RICARDO BEYER	CEDROS	SC	Operação	0,12	425,58	425,58
5	USINA 1	MARMELEIRO	PR	Operação	0,13	392,84	392,84
6	INDÚSTRIA CAZACA	SARANDI	PR	Operação	0,13	392,84	392,84
7	ZANCHET	FORTALEZA	RS	Operação	0,13	392,84	392,84
8	MECANO FABRIL	CONGONHAS	PR	Operação	0,14	364,78	364,78
9	SALTO LILI	JANGADA	PR	Operação	0,14	364,78	364,78
10	RIO DOS PATOS	PATOS	SC	Operação	0,14	364,78	364,78
11	CAETANO BRANCO	PEIXE	SC	Operação	0,14	364,78	364,78
12	CAZUZA FERREIRA	LAJEADO GRANDE	RS	Operação	0,15	340,46	340,46
13	SÃO ZACARIAS	JANGADA	PR	Operação	0,18	283,72	283,72
14	LINHA WINK	BOA VISTA	RS	Operação	0,19	268,79	268,79
15	FIORENCO BAREA	IPIRANGA	PR	Operação	0,20	255,35	255,35
16	IBEMA	FORMIGA	PR	Operação	0,20	255,35	255,35
17	TOUROS	TOUROS	RS	Operação	0,20	255,35	255,35
18	SALTO CAIACANGA	IGUAÇU	PR	Operação	0,22	232,13	232,13
19	CARATUVA	CARATUVA	PR	Operação	0,24	212,79	212,79
20	SANTA CATARINA	MARAÚ	RS	Operação	0,24	212,79	212,79
21	PICADA 48	FEITORIA	RS	Operação	0,24	212,79	212,79
22	COMPANHIA MAROMBAS	MAROMBAS	SC	Operação	0,24	212,79	212,79
23	IGUAÇU CELULOSE 1	CORRENTES	SC	Operação	0,26	196,42	196,42
24	SALTO JARDIM	JANGADA	PR	Operação	0,28	182,39	182,39
25	SOCORRO	PINHÃOZINHO	PR	Operação	0,28	182,39	182,39
26	CAPETINGA	CAPETINGA	SC	Operação	0,29	176,10	176,10
27	PINHO PLAST	COITINHO	PR	Operação	0,30	170,23	170,23

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
28	SÃO LUIZ	PEIXE	SC	Operação	0,31	164,74	164,74
29	FUNGATI	PEIXE	SC	Operação	0,33	154,76	154,76
30	FIBRART	PIQUIRI	PR	Operação	0,34	150,20	150,20
31	EIXO A	TURVO	PR	Inventário Preliminar	0,35	145,91	145,91
32	SPECHT	PEIXE	SC	Operação	0,35	145,91	145,91
33	FRANCISCO LINDNER 2	PEIXE	SC	Operação	0,36	141,86	141,86
34	CAMILOTTI	CAMILOTTI	PR	Operação	0,38	134,39	134,39
35	SÃO PEDRO	PINHAL	RS	Operação	0,38	134,39	134,39
36	CACATU	CACATU	PR	Operação	0,40	127,67	127,67
37	BRUNO HEIDRICH	TAIÓ	SC	Operação	0,41	124,56	124,56
38	SÃO LOURENÇO	NEGRO	SC	Operação	0,42	121,59	121,59
39	MATARAZZO VELHA	CAPIVARI	PR	Operação	0,43	118,77	118,77
40	PORECATU	CAPIVARI	PR	Operação	0,44	116,07	116,07
41	JACUTINGA	PEIXE	SC	Operação	0,44	116,07	116,07
42	BITUVA	BITUVA	SC	Operação	0,48	106,39	106,39
43	TRÊS BOCAS	TRÊS BOCAS	PR	Operação	0,50	102,14	102,14
44	GOIABEIRA	PEIXE	SC	Operação	0,50	102,14	102,14
45	CASCATA DAS ANDORINHAS	POTIRIBU	RS	Operação	0,51	100,14	100,14
46	EIXO C	TURVO	PR	Inventário Preliminar	0,53	96,36	96,36
47	EIXO D	TURVO	PR	Inventário Preliminar	0,53	96,36	96,36
48	EIXO E	TURVO	PR	Inventário Preliminar	0,54	94,57	94,57
49	EIXO F	TURVO	PR	Inventário Preliminar	0,54	94,57	94,57
50	EIXO G	TURVO	PR	Inventário Preliminar	0,54	94,57	94,57
51	CAPETINGA 1	CAPETINGA	SC	Operação	0,55	92,85	92,85

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
52	IGUAÇU CELULOSE 3	SÃO JOÃO	SC	Operação	0,56	91,20	91,20
53	PEIXE	PEIXE	SC	Operação	0,60	85,12	85,12
54	IGUAÇU CELULOSE 2	SÃO JOÃO	SC	Operação	0,62	82,37	82,37
55	MAROMBAS A	PEDRAS	SC	Operação	0,63	81,06	81,06
56	ÁGUAS NEGRAS	ITAJAÍ DO SUL	SC	Operação	0,63	81,06	81,06
57	SALTO ALEMOA	CHOPIM	PR	Operação	0,64	79,80	79,80
58	BONET 2	CORRENTES	SC	Operação	0,64	79,80	79,80
59	BONET 1	ANTAS	SC	Operação	0,64	79,80	79,80
60	SALTO LEÃO	LEÃO	SC	Operação	0,64	79,80	79,80
61	PIRAPÓ	IJUÍ	RS	Operação	0,67	76,22	76,22
62	GUAPORÉ	GUAPORÉ	RS	Operação	0,67	76,22	76,22
63	FRANCISCO LINDNER 1	PEIXE	SC	Operação	0,70	72,96	72,96
64	PAP. APUCARANINHA	APUCARANA	PR	Operação	0,73	69,96	69,96
65	IVAÍ	IVAÍ	RS	Operação	0,75	68,09	68,09
66	PIRAÍ	PIRAÍ	SC	Operação	0,75	68,09	68,09
67	PITANGUI	PITANGUI	PR	Operação	0,79	64,64	64,64
68	MELISSA	MELISSA	PR	Operação	0,80	63,84	63,84
69	SALTINHO	SALTINHO	RS	Operação	0,80	63,84	63,84
70	TROMBUDO CENTRAL 2	BRAÇO TROMBUDO	SC	Inventário Final	0,80	63,84	63,84
71	CACHOEIRINHA	CACHOEIRINHA	PR	Operação	0,85	60,08	60,08
72	SALTO DO VAU	PALMITAL	PR	Operação	0,90	56,74	56,74
73	HEIDRICH 1	VARGEM	SC	Operação	0,98	52,11	52,11
74	FORQUILHA	INHANDAVA	RS	Operação	1,00	51,07	51,07
75	IJUIZINHO	IJUIZINHO	RS	Operação	1,00	51,07	51,07
76	ERNESTINA	JACUI	RS	Operação	1,00	51,07	51,07
77	SALTO DONNER	BENEDITO	SC	Operação	1,00	51,07	51,07
				CE Médio (R\$/MWh)		76,46	76,46

PEQUENAS CENTRAIS - DE 1MW A 30MW

REGIÃO AMAZÔNICA E SISTEMAS ISOLADOS – DE 1 MW A 10 MW

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	ITAPECURUZINHO	ITAPECURU	MA	Operação	1,03	66,11	64,89
2	ELETROSSOL	COLORADO	RO	Operação	1,04	65,47	64,27
3	DIACAL	PALMEIRAS	TO	Operação	1,04	65,47	64,27
4	ÁGUA SUJA	ÁGUA SUJA	MT	Operação	1,20	56,74	55,70
5	ACAUÃ	PARAIBA	PB	Inventário Final	1,35	50,44	49,51
6	COMODORO	PRATA	MT	Operação	1,50	45,39	44,56
7	CASTAMAN	ENGANADO	RO	Operação	1,50	45,39	44,56
8	APUÍ	JUMA	AM	Projeto básico	1,57	43,43	42,63
9	PEDRO PEDROSSIAN	PARAGUAI	MT	Operação	1,68	40,53	39,78
10	LAJEADO	LAJEADO	TO	Operação	1,84	37,01	36,32
11	CULUENE	CULUENE	MT	Operação	1,92	35,46	34,81
12	JUÍNA	ARIPUANÃ	MT	Operação	1,97	34,56	33,93
13	TORIXORÉU	SÃO DOMINGOS	MT	Operação	2,00	34,05	33,42
14	CABAÇAL I	CABAÇAL	MT	Inventário Preliminar	2,00	34,05	33,42
15	LAJES	LAJES	TO	Operação	2,20	30,95	30,38
16	CABAÇAL III	CABAÇAL	MT	Inventário Preliminar	2,30	29,61	29,06
17	RIO VERMELHO	VERMELHO	RO	Desativado	2,60	26,19	25,71
18	ROCHEDO	RIBEIRÃO DO ROCHEDO	MT	Inventário Final	3,00	22,70	22,28
19	NOVA XAVANTINA	GALHEIRO	MT	Projeto básico	3,20	21,28	20,89
20	SALTO BELO	NOIDORE	MT	Operação	3,30	20,63	20,25
21	CASSOL	BRANCO	RO	Operação	3,50	19,45	19,10
22	FERNANDO C.COSTA	CASCA	MT	Operação	3,52	19,34	18,99
23	CUREMAS	PIANCÓ	PB	Operação	3,52	19,34	18,99
24	CORONEL ARLINDO E. CORREIA	AMAPÁ GRANDE	AP	Viabilidade	4,00	17,02	16,71

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
25	JUBINHA III	JUBINHA	MT	Projeto básico	4,00	17,02	16,71
26	CABIXI	CABIXI	RO	Operação	4,00	17,02	16,71
27	CACHOEIRA	RIBEIRÃO DO INFERNO	TO	Inventário Final	4,00	17,02	16,71
28	JACIARA	TENENTE AMARAL	MT	Operação	4,30	15,84	15,54
29	CABAÇAL II	CABAÇAL	MT	Inventário Preliminar	4,50	15,13	14,85
30	CATOLITO	BRANCO	RO	Projeto básico	4,50	15,13	14,85
31	CACHOEIRA SANTA CRUZ	JAMARI	RO	Projeto básico	4,80	14,19	13,92
32	JKO (BRAÇO NORTE)	BRAÇO NORTE	MT	Operação	4,82	14,13	13,87
33	ALTA FLORESTA	BRANCO	RO	Operação	5,00	13,62	13,37
34	CACHOEIRA SÃO JOSÉ	MACHADINHO	RO	Viabilidade	5,00	13,62	13,37
35	ALTO JATAPU	JATAPU	RR	Operação	5,00	13,62	13,37
36	SILVÂNIA	RIBEIRÃO DO INFERNO	TO	Inventário Final	5,00	13,62	13,37
37	OMBREIRAS	JAURU	MT	Inventário Final	5,60	12,16	11,94
38	ROCQUE DE SOUZA PENNAFORT	CRICOU	AP	Viabilidade	6,00	11,35	11,14
39	CACHIMBO	BRANCO	RO	Projeto básico	6,00	11,35	11,14
40	MACHADINHO	MACHADINHO	RO	Projeto básico	6,00	11,35	11,14
41	DOIDO	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	6,00	11,35	11,14
42	POÇÃO	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	6,00	11,35	11,14
43	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	MIUA	AM	Projeto básico	6,08	11,21	11,00
44	ITAPACURÁ 2	ITAPACURÁ	PA	Inventário Final	6,70	10,16	9,98
45	NHANDU	NHANDU	MT	Inventário Final	7,00	9,73	9,55
46	PIARUCUM	RIBEIRÃO DO INFERNO	TO	Inventário Final	7,00	9,73	9,55
47	JUBA IV	JUBA	MT	Projeto básico	7,10	9,59	9,41
48	PRIMAVERA	MORTES	MT	Operação	8,10	8,41	8,25
49	ITAPACURÁ 1	ITAPACURÁ	PA	Inventário Final	8,20	8,30	8,15
50	MAGESSI	TELES PIRES	MT	Projeto básico	8,40	8,11	7,96
51	AREIA	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	9,00	7,57	7,43
52	DIACAL	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	9,00	7,57	7,43

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
53	BRAÇO NORTE II	BRAÇO NORTE	MT	Operação	9,20	7,40	7,26
54	BARUITO	DO SANGUE	MT	Projeto básico	9,45	7,21	7,07
55	ALTO JAURU	JAURU	MT	Projeto básico	9,50	7,17	7,04
56	CACHOEIRA	ÁVILA	RO	Operação	9,90	6,88	6,75
57	PITINGA	PITINGA	AM	Operação	10,00	6,81	6,68
58	CURUÁ-UNA	CURUÁ-UNA	PA	Inventário Final	10,00	6,81	6,68
59	FOZ DO ÁVILA	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário Final	10,00	6,81	6,68
60	ÁGUA LIMPA	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	10,00	6,81	6,68
61	CAETANA	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	10,00	6,81	6,68
62	PORTO FRANCO	PALMEIRAS	TO	Inventário Final	10,00	6,81	6,68
				CE Médio (R\$/MWh)		106,64	104,67
REGIÃO AMAZÔNICA E SISTEMAS ISOLADOS – DE 10 MW A 30 MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
63	JUBINHA I	JUBINHA	MT	Projeto básico	10,40	6,55	6,43
64	DOZE DE OUTUBRO	DOZE DE OUTUBRO	MT	Projeto básico	12,00	5,67	5,57
65	CASCA 3	CASCA	MT	Operação	12,00	5,67	5,57
66	RONDON 1	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário Final	12,00	5,67	5,57
67	CORGÃO 289,20	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário Final	15,00	4,54	4,46
68	JUBINHA II	JUBINHA	MT	Projeto básico	15,60	4,36	4,28
69	MOJU	MOJU	PA	Inventário Final	16,00	4,26	4,18
70	APIACÁS	APIACÁS	MT	Construção	19,20	3,55	3,48
71	JUBA III	JUBA	MT	Projeto básico	19,20	3,55	3,48
72	SALTO DAS NUENS	SEPOTUBA	MT	Projeto básico	20,00	3,40	3,34
73	SONINHO 1/2	SONINHO	TO	Inventário Final	20,00	3,40	3,34
74	PERDIDA 1	PERDIDA	TO	Inventário Final	24,00	2,84	2,78
75	ISAMU IKEDA	BALSAS	TO	Operação	26,80	2,54	2,49

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
76	COARACY NUNES (UNIDADE 3)	ARAGUARI	AP	Operação	27,00	2,52	2,48
77	PAREDÃO	MUCAJAI	RR	Viabilidade	27,00	2,52	2,48
78	PONTE DE PEDRA	SUCURUÍNA	MT	Projeto básico	30,00	2,27	2,23
79	CAIABIS	DOS PEIXES	MT	Projeto básico	30,00	2,27	2,23
80	CURUÁ-UNA	CURUÁ-UNA	PA	Operação	30,00	2,27	2,23
81	APERTADINHO	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário Final	30,00	2,27	2,23
82	ARARA	SONINHO	TO	Inventário Final	30,00	2,27	2,23
				CE Médio (R\$/MWh)		77,15	75,72
REGIÃO NORDESTE – DE 1MW A 10 MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	JABURU 3	JABURU	CE	Inventário Final	1,60	37,24	36,55
2	PAULO AFONSO PILOTO	SÃO FRANCISCO	BA	Operação	2,00	29,79	29,24
3	ARMANDO R. GONÇALVES	PIRANHAS	RN	Inventário Final	2,15	27,71	27,20
4	ORÓS	JAGUARIBE	CE	Inventário Final	2,20	27,08	26,58
5	FLORES	DAS FLORES	MA	Projeto básico	2,50	23,83	23,39
6	ARROJADO LISBOA	BANABUIÚ	CE	Inventário Final	2,65	22,48	22,07
7	PANCADA GRANDE	CACHOEIRA GRANDE	BA	Projeto básico	2,80	21,28	20,89
8	LAFAYETE COUTINHO	PRETO	BA	Viabilidade	2,90	20,55	20,17
9	CACHOEIRA DA USINA	FARINHA	MA	Inventário Preliminar	2,90	20,55	20,17
10	ARARAS	ACARAÚ	CE	Operação	4,40	13,54	13,29
11	BRUMADO	CONTAS	BA	Inventário Final	4,80	12,41	12,18
12	REDENÇÃO	ONDAS	BA	Inventário Final	8,70	6,85	6,72
13	CORRENTINA	CORRENTINA	BA	Operação	9,00	6,62	6,50
14	ALTO FÊMEAS 1	DAS FÊMEAS	BA	Operação	10,00	5,96	5,85
				CE Médio (R\$/MWh)		82,48	80,96

REGIÃO NORDESTE – DE 10MW A 30 MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
15	FAZENDA JATOBÁ 1	GRANDE	BA	Inventário Final	10,95	5,44	5,34
16	FAZENDA PALMEIRAL	GRANDE	BA	Inventário Final	12,30	4,84	4,75
17	ACABA VIDA 2	JANEIRO	BA	Inventário Final	12,90	4,62	4,53
18	FAZENDA SANTA LUZIA	GRANDE	BA	Inventário Final	13,50	4,41	4,33
19	FAZENDA MOCAMBO	MEIO	BA	Inventário Final	14,25	4,18	4,10
20	FAZENDA EMBASSADOR	GRANDE	BA	Inventário Preliminar	14,25	4,18	4,10
21	NOVA VIDA	BRANCO	BA	Inventário Final	14,70	4,05	3,98
22	FAZENDA DIOGO	CORRENTINA	BA	Inventário Final	17,40	3,42	3,36
23	FAZENDA MOURÃO 1	GRANDE	BA	Inventário Preliminar	18,40	3,24	3,18
24	GATOS 3	FORMOSO	BA	Inventário Final	18,60	3,20	3,14
25	SÍTIO GRANDE	RIO DAS FÊMEAS	BA	Inventário Final	19,00	3,14	3,08
26	PEDRA	CONTAS	BA	Operação	23,00	2,59	2,54
27	BAIXA DO BARREIRO 1	ARROJADO	BA	Inventário Final	23,25	2,56	2,52
28	FAZENDA PENEDO	FÊMEAS	BA	Inventário Preliminar	23,55	2,53	2,48
29	FUNIL	CONTAS	BA	Operação	30,00	1,99	1,95
				CE Médio (R\$/MWh)		64,33	63,14
REGIÃO CENTRO-OESTE – DE 1MW A 10MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	TAGUATINGA	ABREU	GO	Operação	1,83	32,56	31,96
2	PONTE DE PEDRA(SECUNDÁRIA)	CORRENTES	MS/MT	Viabilidade	3,10	19,22	18,87
3	ROCHEDO	MEIA PONTE	GO	Operação	4,00	14,90	14,62
4	AQUARIUS	CORRENTES	MS/MT	Projeto básico	6,48	9,19	9,02
5	SÃO GABRIEL DO OESTE	COXIM	MS	Projeto básico	7,50	7,94	7,80

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
6	POMBO	POMBO	MS	Inventário Final	8,00	7,45	7,31
7	MAMBAÍ	CORRENTE	GO	Inventário Preliminar	8,00	7,45	7,31
8	PARAÍSO III	PARAÍSO	MS	Inventário Final	9,00	6,62	6,50
9	PARAÍSO II	PARAÍSO	MS	Inventário Final	9,00	6,62	6,50
10	CORÁ	IGUATEMI	MS	Inventário Final	9,00	6,62	6,50
11	NAPOLEÃO DE BRITO	AMAMBAÍ	MS	Projeto básico	9,36	6,37	6,25
12	SÃO DOMINGOS II	SÃO DOMINGOS	MS	Inventário Final	10,00	5,96	5,85
13	PIRAJUÍ	IGUATEMI	MS	Inventário Final	10,00	5,96	5,85
14	SETE QUEDAS I	IGUATEMI	MS	Inventário Final	10,00	5,96	5,85
15	ROCHEDO	MEIA PONTE	GO	Projeto básico	10,00	5,96	5,85
				CE Médio (R\$/MWh)		76,21	74,81
REGIÃO CENTRO-OESTE – DE 10MW A 30MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
16	VERDE 6	VERDE	MS	Inventário Final	11,00	5,42	5,32
17	SÃO DOMINGOS III	SÃO DOMINGOS	MS	Inventário Final	12,00	4,97	4,87
18	SÃO DOMINGOS	SÃO DOMINGOS	GO	Operação	12,00	4,97	4,87
19	SETE QUEDAS II	IGUATEMI	MS	Inventário Final	14,00	4,26	4,18
20	COSTA RICA	SUCURIÚ	MS	Operação	16,00	3,72	3,66
21	ÁGUA ENTERRADA	CORRENTES	MS/MT	Inventário Final	16,00	3,72	3,66
22	MUTUM	PEIXE	GO	Inventário Preliminar	16,00	3,72	3,66
23	CACHOEIRA DA PIRANHA	PIRANHA	GO	Inventário Preliminar	16,48	3,62	3,55
24	JARAGUÁ	ALMAS	GO	Inventário Preliminar	17,00	3,50	3,44
25	JENIPAPO	PEIXE	GO	Inventário Preliminar	18,00	3,31	3,25
26	JOGUÍ	IGUATEMI	MS	Inventário Final	19,00	3,14	3,08

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
27	PARANOÁ	PARANOÁ	DF	Operação	19,00	3,14	3,08
28	RANCHINHO	CORRENTE	GO	Inventário Final	24,40	2,44	2,40
29	PARAÍSO I	PARAÍSO	MS	Inventário Final	25,00	2,38	2,34
30	IRARA	CLARO	GO	Inventário Final	26,00	2,29	2,25
31	COLINAS	TOCANTINZINHO	GO	Inventário Preliminar	28,00	2,13	2,09
32	MOQUÉM	BAGAGEM	GO	Inventário Preliminar	29,00	2,05	2,02
33	ASSIS CHATEUBRIAND	PARDO	MS	Operação	29,50	2,02	1,98
				CE Médio (R\$/MWh)		65,37	64,16
REGIÃO SUDESTE – DE 1MW A 10 MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	VAU DA LAGOA	PARAUNINHA	MG	Operação	1,04	45,83	44,99
2	CACHOEIRA DA ONÇA	SÃO JOSÉ	ES	Operação	1,13	42,18	41,40
3	ANA MARIA	PINHO	MG	Operação	1,20	39,72	38,99
4	PRETO 4	PRETO	MG	Inventário Preliminar	1,20	39,72	38,99
5	REINALDO GONÇALVES	PORCOS	SP	Operação	1,25	38,13	37,43
6	RIO NOVO	NOVO	SP	Operação	1,30	36,67	35,99
7	PARI	PARI	SP	Operação	1,34	35,57	34,91
8	CARIOBINHA	RIB. QUILOMBOS	SP	Operação	1,35	35,31	34,66
9	VA-6	VACARIA	MG	Inventário Final	1,40	34,05	33,42
10	SANTA MARTA	TICORORÓ	MG	Operação	1,48	32,21	31,61
11	CHAVE DO VAZ	NEGRO	RJ	Operação	1,55	30,75	30,18
12	FRUTEIRAS	FRUTEIRAS	ES	Operação	1,60	29,79	29,24
13	EUCLIDELÂNDIA	NEGRO	RJ	Operação	1,60	29,79	29,24
14	CATETE	BENGALA	RJ	Operação	1,62	29,42	28,88
15	LENÇÓIS	LENÇÓIS	SP	Operação	1,68	28,37	27,85

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
16	VA-8	VACARIA	MG	Inventário Final	1,70	28,04	27,52
17	CORUMBATAÍ	CORUMBATAÍ	SP	Operação	1,70	28,04	27,52
18	PRAZERES	PRAZERES	MG	Operação	1,80	26,48	25,99
19	ITAIPAVA	PARDO	SP	Operação	1,80	26,48	25,99
20	CHIBARRO	CHIBARRO	SP	Operação	1,80	26,48	25,99
21	XICÃO	SANTA CRUZ	MG	Operação	1,81	26,33	25,85
22	CORONEL DOMICIANO	FUMAÇA	MG	Operação	1,84	25,90	25,43
23	VA-1	VACARIA	MG	Inventário Final	2,00	23,83	23,39
24	SALESÓPOLIS	TIETÊ	SP	Operação	2,00	23,83	23,39
25	JUCU	JUCU BRAÇO SUL	ES	Operação	2,01	23,71	23,28
26	ANIL	JACARÉ	MG	Operação	2,08	22,92	22,49
27	ESMERIL	ESMERIL	SP	Operação	2,10	22,70	22,28
28	SUMIDOURO	SACRAMENTO	MG	Operação	2,12	22,48	22,07
29	MAURÍCIO	NOVO	MG	Operação	2,20	21,67	21,27
30	SALTO DO MORAES	TIJUCO	MG	Operação	2,39	19,94	19,58
31	DONA RITA	TANQUE	MG	Operação	2,41	19,78	19,41
32	LOBO	LOBO	SP	Operação	2,50	19,07	18,71
33	CORREDEIRA	JACARÉ-GUAÇU	SP	Inventário Final	2,50	19,07	18,71
34	QUATIARA	PEIXE	SP	Operação	2,60	18,33	17,99
35	ITUERÉ	POMBA	MG	Operação	2,80	17,02	16,71
36	TOMBOS	CARANGOLA	RJ	Operação	2,80	17,02	16,71
37	PADRE CARVALHO (VA-5)	VACARIA	MG	Viabilidade	3,00	15,89	15,60
38	TABUÃO	PEIXE	MG	Inventário Final	3,00	15,89	15,60
39	NOVO XAVIER	GRANDE	RJ	Inventário Final	3,00	15,89	15,60
40	RIO DO PEIXE	PEIXE	SP	Operação	3,00	15,89	15,60
41	XAVIER	GRANDE	RJ	Operação	3,14	15,18	14,90
42	SÃO JOÃO	SÃO JOÃO	MG	Operação	3,20	14,90	14,62
43	ISABEL	SACA TRAPO	SP	Operação	3,20	14,90	14,62
44	PORTO FELIZ	TIETÊ	SP	Inventário Final	3,20	14,90	14,62

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
45	BICAS PRINCIPAL	BICAS	MG	Operação	3,34	14,27	14,01
46	SANTO INÁCIO	JACARÉ-GUAÇU	SP	Inventário Final	3,40	14,02	13,76
47	FUNIL	MAINART-GUAL. DO SUL	MG	Operação	3,60	13,24	13,00
48	BARRA	JUQUIÁ	SP	Operação	3,60	13,24	13,00
49	SALTO GRANDE	ATIBAIA	SP	Operação	3,70	12,88	12,64
50	SÃO CARLOS	JACARÉ-GUAÇU	SP	Inventário Final	3,90	12,22	12,00
51	JOSENÓPOLIS (VA-3)	VACARIA	MG	Viabilidade	4,00	11,92	11,70
52	MARMELOS 1-2	PARAIBUNA	MG	Operação	4,00	11,92	11,70
53	CASSITERITA	DAS MORTES PEQUENO	MG	Inventário Final	4,00	11,92	11,70
54	CANOA	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Inventário Final	4,00	11,92	11,70
55	DOURADOS	SAPUCAIA PAULISTA	SP	Projeto básico	4,00	11,92	11,70
56	PARAÚNA	PARAÚNA	MG	Operação	4,08	11,68	11,47
57	PACIÊNCIA	PARAIBUNA	MG	Operação	4,08	11,68	11,47
58	SANTANA	JACARÉ-GUAÇU	SP	Operação	4,10	11,63	11,41
59	CABOCLO	MAINART-GUAL. DO SUL	MG	Operação	4,16	11,46	11,25
60	PANDEIROS	PANDEIROS	MG	Operação	4,20	11,35	11,14
61	GAVIÃO PEIXOTO	JACARÉ-GUAÇU	SP	Operação	4,20	11,35	11,14
62	SALTO	MAINART-GUAL. DO SUL	MG	Operação	4,24	11,24	11,03
63	FERREIRA GUIMARÃES	SÃO PEDRO	MG	Operação	4,41	10,81	10,61
64	MACACOS	ARAGUARI	MG	Operação	4,56	10,45	10,26
65	NEBLINA II	MANHUAÇU	MG	Operação	4,60	10,36	10,17
66	EMAS NOVAS	MOGI-GUAÇU	SP	Operação	4,60	10,36	10,17
67	GUARY	PINHO	MG	Operação	4,80	9,93	9,75
68	CORONEL DOMICIANO	SEM PEIXE / FUMAÇA	MG	Projeto básico	4,80	9,93	9,75
69	TIETÊ	TIETÊ	SP	Inventário Final	4,80	9,93	9,75
70	CIFAL	URUPUCA	MG	Inventário Preliminar	5,00	9,53	9,36
71	EIXO B1A	SÃO JOÃO	MG	Inventário Preliminar	5,00	9,53	9,36

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
72	FRANCA AMARAL	ITABAPOANA	RJ/ES	Operação	5,00	9,53	9,36
73	NOVA PINHAL	MOGI-GUAÇU	SP	Viabilidade	5,10	9,35	9,17
74	RANCHO GRANDE	JACARÉ-GUAÇU	SP	Inventário Final	5,50	8,67	8,51
75	SANTA CÂNDIDA	JACARÉ-GUAÇU	SP	Inventário Final	5,50	8,67	8,51
76	CAPÃO PRETO	QUILOMBO 3	SP	Operação	5,52	8,63	8,48
77	DE BICAS	GUALAXO DO NORTE	MG	Operação	5,64	8,45	8,30
78	CORONEL FAGUNDES	FAGUNDES	RJ	Operação	5,80	8,22	8,07
79	DIVISA BAIXA	MOGI-GUAÇU	SP	Viabilidade	5,80	8,22	8,07
80	BICAME	CASTELO	ES	Inventário Final	6,00	7,94	7,80
81	LARANJAL PAULISTA	TIETÊ	SP	Inventário Final	6,40	7,45	7,31
82	SÃO DOMINGOS	JOSÉ PEDRO	MG	Inventário Preliminar	6,70	7,11	6,98
83	RIO GRANDINA	GRANDE	RJ	Inventário Final	6,80	7,01	6,88
84	SÃO BERNARDO	SÃO BERNARDO	MG	Operação	6,82	6,99	6,86
85	SÃO ROMÃO	JOSÉ PEDRO	MG	Inventário Preliminar	6,90	6,91	6,78
86	BICUÍBA	SÃO MANUEL	MG	Inventário Preliminar	7,00	6,81	6,68
87	CACHOEIRA DO ESAÚ	GLÓRIA	MG	Inventário Final	7,00	6,81	6,68
88	COMENDADOR VENÂNCIO	MURIAÉ	RJ	Inventário Final	7,00	6,81	6,68
89	DOURADOS	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Operação	7,00	6,81	6,68
90	PINHAL	MOGI-GUAÇU	SP	Operação	7,00	6,81	6,68
91	MOGI-GUAÇU	MOGI-GUAÇU	SP	Operação	7,00	6,81	6,68
92	CAJURU	PARÁ	MG	Operação	7,20	6,62	6,50
93	SANTO ANTÔNIO	GRANDE	RJ	Inventário Final	7,20	6,62	6,50
94	MONTE ALTO	SÃO JOÃO	MG	Operação	7,36	6,48	6,36
95	PIMENTEL	GRANDE	RJ	Inventário Final	7,40	6,44	6,32
96	PRIVILÉGIO	SANTA BÁRBARA	MG	Inventário Final	7,43	6,42	6,30

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
97	EIXO B3	SÃO JOÃO	MG	Inventário Preliminar	7,50	6,36	6,24
98	SALTINHO	MOGI-GUAÇU	SP	Viabilidade	7,50	6,36	6,24
99	BAGUARI	TIETÊ	SP	Viabilidade	7,50	6,36	6,24
100	SARANDIRA	CÁGADO	MG	Inventário Final	7,51	6,35	6,23
101	MARTINS	UBERABINHA	MG	Operação	7,70	6,19	6,08
102	PONTE FAGUNDES	FAGUNDES	RJ	Inventário Final	7,74	6,16	6,04
103	ANTAS II	LAMBARI 2	MG	Viabilidade	7,80	6,11	6,00
104	TRONQUEIRAS	TRONQUEIRAS	MG	Operação	7,87	6,06	5,94
105	MATILDE	BENEVENTE	ES	Inventário Final	8,00	5,96	5,85
106	MELO VIANA	MATIPÓ	MG	Inventário Final	8,00	5,96	5,85
107	CACHOEIRA DA PALHA	TRONQUEIRAS	MG	Inventário Preliminar	8,00	5,96	5,85
108	CACHOEIRA DA FUMAÇA	TRONQUEIRAS	MG	Inventário Preliminar	8,00	5,96	5,85
109	SANTA RITA	SUAÇUI-PEQUENO	MG	Inventário Preliminar	8,00	5,96	5,85
110	SANTO ALEIXO	URUPUCA	MG	Inventário Preliminar	8,00	5,96	5,85
111	OLHO D'ÁGUA	URUPUCA	MG	Inventário Preliminar	8,00	5,96	5,85
112	JOASAL	PARAIBUNA	MG	Operação	8,00	5,96	5,85
113	BARRA DOS CARRAPATOS	POMBA	MG	Inventário Final	8,00	5,96	5,85
114	SANTA CRUZ	GLÓRIA	MG	Inventário Final	8,00	5,96	5,85
115	EUCLIDES	SAPUCAÍ-MIRIM	MG	Inventário Final	8,00	5,96	5,85
116	SÃO JOAQUIM	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Operação	8,20	5,81	5,71
117	BARRA LONGA	DO CARMO	MG	Inventário Preliminar	9,00	5,30	5,20
118	PIRAPITINGA	SUAÇUI-PEQUENO	MG	Inventário Preliminar	9,00	5,30	5,20

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
119	NOVA SINCERIDADE	MANHUAÇU	MG	Projeto básico	9,00	5,30	5,20
120	VARGEM ALEGRE	SÃO MANUEL	MG	Inventário Preliminar	9,00	5,30	5,20
121	PRETO 1	PRETO	MG	Inventário Preliminar	9,00	5,30	5,20
122	PIABANHA	PIABANHA	RJ	Operação	9,00	5,30	5,20
123	OSWALDO COSTA	MACHADO	MG	Operação	9,16	5,20	5,11
124	RIO DE PEDRAS	VELHAS	MG	Operação	9,28	5,14	5,04
125	PETI	SANTA BÁRBARA	MG	Operação	9,40	5,07	4,98
126	VÁRZEA ALEGRE	JOSÉ PEDRO	MG	Inventário Preliminar	9,45	5,04	4,95
127	USINA PIRACICABA	PIRACICABA	MG	Operação	9,60	4,97	4,87
128	RIO DO PEIXE (AMPLIAÇÃO)	PEIXE	SP	Projeto básico	9,68	4,92	4,83
129	VARGIA	JOSÉ PEDRO	MG	Inventário Preliminar	9,75	4,89	4,80
130	VISTA ALEGRE	PEIXE	MG	Inventário Final	9,80	4,86	4,77
131	FUMAÇA	GUALAXO DO SUL	MG	Projeto básico	10,00	4,77	4,68
132	SETE MOINHOS	PIRACICABA	MG	Inventário Preliminar	10,00	4,77	4,68
133	CABEÇA DE BOI	DO TANQUE	MG	Inventário Preliminar	10,00	4,77	4,68
134	SORORÓ	DO TANQUE	MG	Inventário Preliminar	10,00	4,77	4,68
135	MELLO	SANTANA	MG	Operação	10,00	4,77	4,68
136	BOM SUCESSO	POMBA	MG	Inventário Final	10,00	4,77	4,68
137	NOVA SÃO JOÃO	SÃO JOÃO	MG	Inventário Preliminar	10,00	4,77	4,68
138	ONÇA	ITABAPOANA	RJ	Inventário Final	10,00	4,77	4,68
139	GLICÉRIO	SÃO PEDRO	RJ	Projeto básico	10,00	4,77	4,68
				CE Médio (R\$/MWh)		71,67	70,35

REGIÃO SUDESTE – DE 10 MW A 30 MW

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
140	SÃO FIRMINO	PARAIBUNA	MG	Inventário Preliminar	10,30	4,96	4,87
141	SÃO LUIZ	GUANDU	ES	Inventário Preliminar	11,00	4,64	4,56
142	FORTALEZA	ITAPEMIRIM-BND	ES	Inventário Final	11,00	4,64	4,56
143	CANASTRA	SUAÇUI-GRANDE	MG	Inventário Preliminar	11,00	4,64	4,56
144	SÃO LOURENÇO	CARANGOLA	MG	Inventário Preliminar	11,00	4,64	4,56
145	FIGUEIRÓPOLIS	JAURU	MG	Inventário Preliminar	11,00	4,64	4,56
146	PATROCÍNIO DO MURIAÉ	MURIAÉ	RJ	Inventário Preliminar	11,00	4,64	4,56
147	PORTO GÓES	TIETÊ	SP	Operação	11,00	4,64	4,56
148	CARMO	PARDO	MG	Inventário Final	11,30	4,52	4,44
149	SOSSEGO	GRANDE	RJ	Inventário Final	11,30	4,52	4,44
150	LUMINÁRIAS	INGAI	MG	Inventário Final	11,50	4,44	4,36
151	POÇO DA PEDRA	PEIXE	MG	Inventário Preliminar	11,54	4,43	4,34
152	SAUDADE	GRANDE	RJ	Inventário Final	11,70	4,36	4,28
153	BOA VISTA	SUAÇUI-PEQUENO	MG	Inventário Preliminar	12,00	4,26	4,18
154	SANTO ANTÔNIO DO PORTO	SUAÇUI-PEQUENO	MG	Inventário Preliminar	12,00	4,26	4,18
155	BARRA DO ITAMBACURI	ITAMBACURI	MG	Inventário Preliminar	12,00	4,26	4,18
156	ITUERÊ	POMBA	MG	Inventário Final	12,00	4,26	4,18
157	SÃO FRANCISCO DO GLÓRIA	GLÓRIA	MG	Inventário Final	12,00	4,26	4,18
158	CACHOEIRA ENCOBERTA	GLÓRIA	MG	Inventário Final	12,00	4,26	4,18

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
159	ITUMIRIM	CAPIVARI	MG	Inventário Final	12,00	4,26	4,18
160	TOMBOS	CARANGOLA	RJ	Projeto básico	12,00	4,26	4,18
161	ELEUTÉRIO	MOGI-GUAÇU	SP	Viabilidade	12,20	4,19	4,11
162	GAFANHOTO	PARÁ	MG	Operação	12,88	3,97	3,89
163	MARIA BONITA	GUANDU	ES	Inventário Preliminar	13,00	3,93	3,86
164	TURVO	TURVO LIMPO	MG	Inventário Preliminar	13,00	3,93	3,86
165	PALESTINA II	POMBA	MG	Inventário Final	13,00	3,93	3,86
166	SALTO	JAURU	MG	Inventário Preliminar	13,00	3,93	3,86
167	BARREIRO	PARDO	SP	Viabilidade	13,00	3,93	3,86
168	FAZENDA DA BARRA	GRANDE	RJ	Inventário Final	13,10	3,90	3,83
169	FAZENDA CACHOEIRA	GRANDE	RJ	Inventário Final	13,50	3,78	3,71
170	SANTA BÁRBARA	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Inventário Final	13,50	3,78	3,71
171	PARANAPANEMA	PARANAPANEMA	SP	Projeto básico	13,50	3,78	3,71
172	RIO BONITO	Sta. MARIA DA VITÓRIA	ES	Operação	13,80	3,70	3,63
173	SÃO DOMINGOS	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Viabilidade	13,90	3,67	3,61
174	SANTA TERESA	SAUANHA	ES	Inventário Final	14,00	3,65	3,58
175	CARMO	MAINART-GUAL. DO SUL	MG	Inventário Preliminar	14,00	3,65	3,58
176	BONFIM DE BAIXO	MATIPÓ	MG	Inventário Final	14,00	3,65	3,58
177	GRANADA	MATIPÓ	MG	Inventário Final	14,00	3,65	3,58
178	CORRENTE GRANDE II	CORRENTE GRANDE	MG	Inventário Final	14,00	3,65	3,58
179	JAGUARI	JAGUARI	SP	Operação	14,40	3,55	3,48
180	GLÓRIA	GLÓRIA	MG	Operação	14,50	3,52	3,46
181	CEDRO	PIABANHA	RJ	Inventário Preliminar	14,50	3,52	3,46
182	PENEDO	VERDE	MG	Inventário Final	14,60	3,50	3,43

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
183	MAR DE ESPANHA	CÁGADO	MG	Inventário Preliminar	14,82	3,45	3,38
184	MONTEIRO	PIRANGA	MG	Inventário Preliminar	15,00	3,40	3,34
185	CIPOTÂNEA	CHOPOTÓ	MG	Inventário Preliminar	15,00	3,40	3,34
186	CALDEIRÕES	MAINART-GUAL. DO SUL	MG	Projeto básico	15,00	3,40	3,34
187	QUENTA SOL	PIRACICABA	MG	Inventário Preliminar	15,00	3,40	3,34
188	VASCONCELOS	CARATINGA	MG	Inventário Preliminar	15,00	3,40	3,34
189	CABUI	PARAIBUNA	MG	Inventário Final	15,00	3,40	3,34
190	XOPOTÓ	XOPOTÓ	MG	Inventário Final	15,00	3,40	3,34
191	PALMEIRAS	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Projeto básico	15,00	3,40	3,34
192	RETIRO	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Projeto básico	15,00	3,40	3,34
193	ITATINGA	ITATINGA	SP	Operação	15,00	3,40	3,34
194	SAPUCAÍ	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Viabilidade	15,20	3,36	3,30
195	PARANAPANEMA	PARANAPANEMA	SP	Operação	15,20	3,36	3,30
196	TALHADO	TURVO	SP	Viabilidade	15,30	3,34	3,28
197	SANTA ROSA	GUANDU	ES	Inventário Preliminar	16,00	3,19	3,13
198	TIMBUÍ SECO	SANTA MARIA	ES	Inventário Final	16,00	3,19	3,13
199	SÃO BENTO	JUCU BRAÇO NORTE	ES	Inventário Final	16,00	3,19	3,13
200	CACHOEIRA DA FUMAÇA	ITAPEMIRIM-BND	ES	Inventário Final	16,00	3,19	3,13
201	CACHOEIRA DO JACARÉ	MUCURI	MG	Inventário Final	16,00	3,19	3,13
202	ANTA	PARAIBA DO SUL	RJ	Projeto básico	16,00	3,19	3,13
203	ITAPERUNA	MURIAÉ	RJ	Inventário Final	16,00	3,19	3,13
204	ZELINDA	PRETO	RJ/MG	Inventário Preliminar	16,39	3,12	3,06
205	SANTA RITA	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Viabilidade	16,50	3,10	3,04

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
206	AREIA BRANCA	MANHUAÇU	MG	Inventário Final	17,00	3,00	2,95
207	CARRAPATOS	PARDO	SP	Projeto básico	17,00	3,00	2,95
208	JURUMIRIM	CASCA	MG	Inventário Final	17,50	2,92	2,86
209	LAJE	NOVO	MG	Inventário Preliminar	17,80	2,87	2,82
210	BEIJA FLOR	CORRENTE GRANDE	MG	Inventário Preliminar	18,00	2,84	2,78
211	ARACI	NOVO	MG	Inventário Preliminar	18,00	2,84	2,78
212	BANDEIRA	PARDO	MG	Inventário Final	18,00	2,84	2,78
213	MORRO GRANDE	PRETO 2	RJ	Operação	18,00	2,84	2,78
214	PIAU	PIAU	MG	Operação	18,01	2,84	2,78
215	AIURUOCA	AIURUOCA	MG	Inventário Final	18,50	2,76	2,71
216	ELOY CHAVES	MOGI-GUAÇU	SP	Operação	18,80	2,72	2,67
217	SANTA FÉ - GERAÇÃO	ITAPEMIRIM-BNED	ES	Inventário Final	19,00	2,69	2,64
218	NOSSA SENHORA DAS GRAÇAS	ITAPEMIRIM	ES	Inventário Final	19,00	2,69	2,64
219	SANTA BÁRBARA	SANTA BÁRBARA	MG	Inventário Preliminar	19,00	2,69	2,64
220	BONFANTE	PARAIBUNA	MG/RJ	Viabilidade	19,00	2,69	2,64
221	SÃO SEBASTIÃO	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Viabilidade	19,00	2,69	2,64
222	SÃO JOSÉ	PARDO	SP	Projeto básico	19,00	2,69	2,64
223	MOURA BRASIL	PIABANHA	RJ	Inventário Preliminar	19,08	2,68	2,63
224	CONCEIÇÃO DO PARÁ	PARÁ	MG	Inventário Final	20,00	2,55	2,51
225	CACHOEIRA ESCURA	CASCA	MG	Inventário Final	20,00	2,55	2,51
226	DORES DO GUANHÃES (km 24)	GUANHÃES	MG	Inventário Preliminar	20,00	2,55	2,51
227	FORTUNA	CORRENTE GRANDE	MG	Inventário Preliminar	20,00	2,55	2,51
228	PIPOCA	MANHUAÇU	MG	Inventário Final	20,00	2,55	2,51

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
229	PONTE I	POMBA	MG	Inventário Final	20,00	2,55	2,51
230	CARANGOLA	CARANGOLA	MG	Inventário Final	20,00	2,55	2,51
231	PARAISO	MURIAÉ	RJ	Inventário Final	20,00	2,55	2,51
232	ANHANGUERA	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Projeto básico	20,00	2,55	2,51
233	FOZ DO PRETO	TURVO	SP	Viabilidade	20,40	2,50	2,46
234	SÃO JOAQUIM	BENEVENTE	ES	Inventário Final	21,00	2,43	2,39
235	TRIUNFO I	POMBA	MG	Inventário Final	21,00	2,43	2,39
236	MONJOLINHO	SAPUCAÍ PAULISTA	SP	Viabilidade	21,70	2,35	2,31
237	SANTA ISABEL	JUCU BRAÇO NORTE	ES	Inventário Final	22,00	2,32	2,28
238	SUMIDOURO	SANTO ANTÔNIO	MG	Inventário Preliminar	22,00	2,32	2,28
239	GARAMBEU	GRANDE	MG	Inventário Final	22,00	2,32	2,28
240	INDIVAÍ	JAURU	MG	Inventário Preliminar	22,00	2,32	2,28
241	RASGÃO	TIETÊ	SP	Operação	22,00	2,32	2,28
242	MACABU	MACABU	RJ	Operação	22,50	2,27	2,23
243	SAPÉ	DO TANQUE	MG	Inventário Preliminar	23,00	2,22	2,18
244	RETIRO	SUAÇUI-PEQUENO	MG	Inventário Preliminar	23,00	2,22	2,18
245	COQUEIRO	SUAÇUI-GRANDE	MG	Inventário Preliminar	23,00	2,22	2,18
246	PAI JOAQUIM - AMPLIAÇÃO	ARAGUARI	MG	Construção	23,00	2,22	2,18
247	PARAÚNA 2	PARAÚNA	MG	Inventário Preliminar	24,00	2,13	2,09
248	FRANÇA	JUQUIÁ	SP	Operação	24,00	2,13	2,09
249	SERRARIA	JUQUIÁ	SP	Operação	24,00	2,13	2,09
250	MUNIZ FREIRE	PARDO	ES	Operação	25,00	2,04	2,01
251	SÃO JOÃO	CASTELO	ES	Projeto básico	25,00	2,04	2,01
252	UNAI	PRETO	MG	Inventário Final	25,00	2,04	2,01

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
253	MUCURI	MUCURI	MG	Inventário Final	25,00	2,04	2,01
254	BARRA DA PACIÊNCIA	CORRENTE GRANDE	MG	Inventário Final	25,00	2,04	2,01
255	CALDEIRÃO	PARAIBUNA	RJ	Inventário Final	25,00	2,04	2,01
256	MONTE SERRAT	PARAIBUNA	RJ/MG	Viabilidade	25,00	2,04	2,01
257	CONFLUÊNCIA	PARANAPANEMA	SP	Inventário Final	25,60	1,99	1,96
258	MARECHAL FLORIANO	JUCU BRAÇO SUL	ES	Inventário Final	26,00	1,96	1,93
259	CALHEIROS	ITABAPOANA	ES	Inventário Final	26,00	1,96	1,93
260	CHOPOTÓ	CHOPOTÓ	MG	Inventário Preliminar	26,00	1,96	1,93
261	SANTA FÉ	PRETO 2	RJ	Inventário Preliminar	26,64	1,92	1,88
262	SÃO JERÔNIMO	CÁGADO	MG	Inventário Preliminar	26,98	1,89	1,86
263	MONJOLO	DO PEIXE	MG	Inventário Preliminar	27,00	1,89	1,86
264	SANTA CRUZ	SUAÇUI-GRANDE	MG	Inventário Preliminar	27,00	1,89	1,86
265	CATAGUASES	POMBA	MG	Inventário Final	27,00	1,89	1,86
266	JAGUARI	JAGUARI	SP	Operação	27,60	1,85	1,82
267	SENTINELA	SANTO ANTÔNIO	MG	Inventário Preliminar	28,00	1,82	1,79
268	PERDIZES	ARAGUARI	MG	Inventário Final	28,20	1,81	1,78
269	PORTO RASO	JUQUIÁ	SP	Inventário Final	28,40	1,80	1,77
270	TIJUCO NOVO	RIBEIRA DO IGUAPE	SP/PR	Inventário Final	28,50	1,79	1,76
271	SÃO SIMÃO	ITAPEMIRIM-BNE	ES	Inventário Final	29,00	1,76	1,73
272	FUNIL	GUANHÃES	MG	Inventário Preliminar	29,00	1,76	1,73
273	PAIOL	SUAÇUI-GRANDE	MG	Inventário Preliminar	29,00	1,76	1,73

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
274	PROVIDÊNCIA	PRETO 2	RJ	Inventário Preliminar	29,72	1,72	1,69
275	JEQUITAÍ	JEQUITAÍ	MG	Inventário Final	30,00	1,70	1,67
276	FAZENDA VELHA	SANTA BÁRBARA	MG	Inventário Preliminar	30,00	1,70	1,67
277	SÁ CARVALHO (1º AMPLIAÇÃO)	SEVERO	MG	Operação	30,00	1,70	1,67
278	SÁ CARVALHO (2º AMPLIAÇÃO)	SEVERO	MG	Viabilidade	30,00	1,70	1,67
279	CASCATA	LAMBARI 2	MG	Inventário Final	30,00	1,70	1,67
280	SANTA ROSA 2	GRANDE	RJ	Viabilidade	30,00	1,70	1,67
281	PARACAMBI	RIBEIRÃO DAS LAJES	RJ	Projeto básico	30,00	1,70	1,67
282	ITAOCA	RIBEIRA DO IGUAPE	SP/PR	Viabilidade	30,00	1,70	1,67
				CE Médio (R\$/MWh)		56,18	55,15
REGIÃO SUL – DE 1 MW A 10 MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
1	BONET	TAMANDUÁ	SC	Operação	1,14	41,81	41,04
2	EIXO H	TURVO	PR	Inventário Preliminar	1,15	41,45	40,68
3	EIXO B	TURVO	PR	Inventário Preliminar	1,17	40,74	39,99
4	CAVERNOSO	CAVERNOSO	PR	Operação	1,20	39,72	38,99
5	LAJEADO BONITO	SANTA RITA	RS	Inventário Final	1,20	39,72	38,99
6	5 CACHOEIRAS	ITUIM	RS	Inventário Final	1,20	39,72	38,99
7	MATARAZZO NOVA	JAGUARIAIVA	PR	Operação	1,22	39,07	38,35
8	PASSO DO INFERNO	SANTA CRUZ	RS	Operação	1,33	35,84	35,18
9	ABRASA	CHAPECOZINHO	SC	Operação	1,37	34,79	34,15
10	SANTA CRUZ	TACANICA	PR	Operação	1,40	34,05	33,42
11	SANTA ROSA	SANTA ROSA	RS	Operação	1,40	34,05	33,42
12	POTREIRO	SANTANA	RS	Inventário Final	1,40	34,05	33,42

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
13	BOA VISTA	SANTANA	RS	Inventário Final	1,40	34,05	33,42
14	VACARIA	SANTA RITA	RS	Inventário Final	1,40	34,05	33,42
15	HERVAL	CADEIA	RS	Operação	1,44	33,10	32,49
16	DALL ASTRA	CHAPECÓ	SC	Operação	1,44	33,10	32,49
17	RIO DAS CINZAS	CINZAS	PR	Operação	1,48	32,21	31,61
18	PASSO DA PEDRA	TURVO	RS	Inventário Final	1,50	31,78	31,19
19	RIO DOS PATOS	PATOS	PR	Operação	1,60	29,79	29,24
20	ARRANCA TOCO	GUAPORÉ	RS	Inventário Final	1,60	29,79	29,24
21	SALTO GRANDE	PRETO	SC	Operação	1,60	29,79	29,24
22	TRÊS CAPÕES	JORDÃO	PR	Operação	1,63	29,24	28,70
23	BURURI	LAJEADO GRANDE	RS	Inventário Final	1,70	28,04	27,52
24	GUARITA	GUARITA	RS	Operação	1,76	27,08	26,58
25	CHOPIM 1	CHOPIM	PR	Operação	1,80	26,48	25,99
26	ENTRE RIOS	SANTA RITA	RS	Inventário Final	1,80	26,48	25,99
27	FAXINAL DO GUEDES	CHAPECOZINHO	SC	Inventário Final	1,80	26,48	25,99
28	TROMBUDO CENTRAL 1	TROMBUDO	SC	Inventário Final	1,80	26,48	25,99
29	PERIMBÓ	PERIMBÓ	SC	Operação	1,80	26,48	25,99
30	PIRAQUETE	TAQUARI-ANTAS	RS	Inventário Final	1,90	25,09	24,62
31	CHAPÉU	CAMISAS	RS	Inventário Final	1,90	25,09	24,62
32	RIO BRANCO	PRATA	RS	Inventário Final	1,90	25,09	24,62
33	MATREIRO	LAJEADO GRANDE	RS	Inventário Final	2,00	23,83	23,39
34	PASSO FERRAZ	CHAPECOZINHO	SC	Inventário Final	2,00	23,83	23,39
35	RIO TIGRE	TIGRE	SC	Operação	2,08	22,92	22,49
36	JAGUARICATU 1	JAGUARICATU	PR	Operação	2,20	21,67	21,27
37	VOLTA LONGA	TURVO	RS	Inventário Final	2,20	21,67	21,27
38	SÃO JORGE	PITANGUI	PR	Operação	2,30	20,72	20,34
39	SERRINHA	PRATA	RS	Inventário Final	2,30	20,72	20,34
40	SÃO PEDRO	SANTA RITA	RS	Inventário Final	2,30	20,72	20,34
41	IVO SILVEIRA	SANTA CRUZ	SC	Operação	2,40	19,86	19,49

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
42	BOQUEIRÃO	SANTA RITA	RS	Inventário Final	2,70	17,65	17,33
43	MARAÚ	GUAPORÉ	RS	Inventário Final	2,70	17,65	17,33
44	G	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	2,80	17,02	16,71
45	PONTE SERRADA	CHAPECOZINHO	SC	Inventário Final	2,90	16,44	16,13
46	SALTO CLAUDELINO	CHOPIM	PR	Operação	3,00	15,89	15,60
47	MATEMÁTICO	TAQUARI-ANTAS	RS	Inventário Final	3,00	15,89	15,60
48	PIÃO	SÃO TOMÉ	RS	Inventário Final	3,00	15,89	15,60
49	D	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	3,20	14,90	14,62
50	JAGUARICATU 2	JAGUARICATU	PR	Operação	3,50	13,62	13,37
51	SALTO SÃO PEDRO	JORDÃO	PR	Operação	3,50	13,62	13,37
52	CAVEIRAS	CAVEIRAS	SC	Operação	3,50	13,62	13,37
53	CAPIGUI	GUAPORÉ	RS	Operação	3,76	12,68	12,44
54	CAVEIRAS	CAVEIRAS	SC	Viabilidade	4,00	11,92	11,70
55	GUARITA B	GUARITA	RS	Inventário Final	4,21	11,32	11,11
56	E	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	4,25	11,22	11,01
57	PERY	CANOAS	SC	Operação	4,40	10,83	10,63
58	DOUTOR PEDRINHO	BENEDITO	SC	Inventário Final	4,40	10,83	10,63
59	C	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	4,50	10,59	10,40
60	F	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	4,50	10,59	10,40
61	CELSO RAMOS	CHAPECOZINHO	SC	Operação	4,60	10,36	10,17
62	B	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	4,95	9,63	9,45
63	PRATINHA	PRATA	RS	Inventário Final	5,00	9,53	9,36
64	JARDIM	TURVO	RS	Inventário Final	5,00	9,53	9,36
65	SÃO LUIZ	IRANI	SC	Operação	5,00	9,53	9,36

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
66	GROTÃO	CAMISAS	RS	Inventário Final	5,20	9,17	9,00
67	A	FORQUETA	RS	Inventário Preliminar	5,40	8,83	8,66
68	PERY	CANOAS	SC	Viabilidade	5,56	8,57	8,41
69	SÃO JOÃO II	SÃO JOÃO	PR	Inventário Final	5,70	8,36	8,21
70	PALAQUINHO	LAJEADO GRANDE	RS	Inventário Final	6,00	7,94	7,80
71	PULADOR	GUAPORÉ	RS	Inventário Final	6,30	7,57	7,43
72	SALTO WEISBACH	ITAJAÍ-AÇU	SC	Operação	6,30	7,57	7,43
73	DERIVAÇÃO JORDÃO - EIXO B	JORDÃO	PR	Operação	6,50	7,33	7,20
74	ITU	ITU	RS	Projeto básico	7,00	6,81	6,68
75	PALMEIRAS/CEDROS	BONITO	SC	Operação	7,00	6,81	6,68
76	GUARITA C	GUARITA	RS	Inventário Final	7,33	6,50	6,38
77	SALTO CURUCACA	JORDÃO	PR	Operação	7,40	6,44	6,32
78	MORRO GRANDE	ITUIM	RS	Inventário Final	7,40	6,44	6,32
79	CEDROS	CEDROS	SC	Operação	7,40	6,44	6,32
80	MOURÃO 1	MOURÃO	PR	Operação	7,50	6,36	6,24
81	SANTA CAROLINA	TURVO	RS	Inventário Final	7,80	6,11	6,00
82	SALTO WEISBACH (AMPLIAÇÃO)	ITAJAÍ-AÇU	SC	Projeto básico	8,00	5,96	5,85
83	SANTA LAURA	CHAPECOZINHO	SC	Inventário Final	8,10	5,88	5,78
84	CHIMARRÃO	TURVO	RS	Inventário Final	8,20	5,81	5,71
85	BARRA DAS POMBAS	ITAJAÍ DO NORTE	SC	Inventário Final	8,20	5,81	5,71
86	SÃO PAULO	CARREIRO	RS	Inventário Final	8,40	5,67	5,57
87	GARCIA	GARCIA	SC	Operação	8,60	5,54	5,44
88	CAZUZA FERREIRA	LAJEADO GRANDE	RS	Inventário Final	9,10	5,24	5,14
89	APUCARANINHA	APUCARANINHA	PR	Operação	9,50	5,02	4,92
90	MARUMBI	IPIRANGA	PR	Operação	9,60	4,97	4,87
91	JAGUARI	JAGUARI	RS	Projeto básico	10,00	4,77	4,68
92	SANTA MARIA (LARANJEIRAS)	CAI	RS	Projeto básico	10,00	4,77	4,68
93	CAPIVARI	CAPIVARI	SC	Viabilidade	10,00	4,77	4,68

				CE Médio (R\$/MWh)		74,51	73,14
REGIÃO SUL – DE 10 MW A 30 MW							
Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
94	BARRA DO PRATINHA	ITAJAÍ DO NORTE	SC	Inventário Final	10,70	4,45	4,37
95	BUGRES	SANTA MARIA	RS	Operação	11,12	4,29	4,21
96	QUEBRADA FUNDA	ANTAS	RS	Inventário Final	12,00	3,97	3,90
97	AUTÓDROMO	CARREIRO	RS	Inventário Final	12,00	3,97	3,90
98	COTIPORÁ	CARREIRO	RS	Inventário Final	12,70	3,75	3,68
99	BOTUVERÁ	ITAJAÍ-MIRIM	SC	Inventário Final	13,20	3,61	3,54
100	MONTE BERICO	GUAPORÉ	RS	Inventário Final	13,90	3,43	3,37
101	LINHA EMÍLIA	CARREIRO	RS	Inventário Final	14,30	3,33	3,27
102	PORTOBELLO	GARCIA	SC	Projeto básico	15,00	3,18	3,12
103	PEZZI	ANTAS	RS	Inventário Final	15,60	3,06	3,00
104	CAÇADOR	CARREIRO	RS	Inventário Final	15,60	3,06	3,00
105	RIO BONITO	PIQUIRI	PR	Inventário Final	16,00	2,98	2,92
106	SÃO BERNARDO	ANTAS	RS	Inventário Final	16,00	2,98	2,92
107	ALTO BENEDITO NOVO	BENEDITO	SC	Inventário Final	16,00	2,98	2,92
108	BRACINHO	BRACINHO	SC	Operação	16,50	2,89	2,84
109	DALBÉRGIA	ITAJAÍ DO NORTE	SC	Inventário Final	16,80	2,84	2,78
110	XANXERÊ	CHAPECOZINHO	SC	Inventário Final	17,20	2,77	2,72
111	PALMEIRAS	BONITO	SC	Operação	17,40	2,74	2,69
112	SÃO JOSÉ	ANTAS	RS	Inventário Final	17,50	2,72	2,67
113	FOZ DO COBRE	PIQUIRI	PR	Inventário Final	18,00	2,65	2,60
114	CHAMINÉ	SÃO JOÃO	PR	Operação	18,00	2,65	2,60
115	ASCURRA	ITAJAÍ-AÇU	SC	Inventário Final	18,80	2,54	2,49
116	SALTINHO	ITUIM	RS	Inventário Final	19,50	2,44	2,40
117	PARAÍSO	GUAPORÉ	RS	Inventário Final	19,50	2,44	2,40
118	MONTE CUÇO	GUAPORÉ	RS	Inventário Final	19,70	2,42	2,37
119	TAGUÁ	JORDÃO	PR	Inventário Final	20,00	2,38	2,34
120	BARREIRO	CHAPECÓ	SC	Inventário Final	20,00	2,38	2,34

Nr	Nome	Rio	UF	Estágio	Potência (MW)	CE* S/ CCC	CE* C/ CCC
121	BENEDITO NOVO	BENEDITO	SC	Inventário Final	20,00	2,38	2,34
122	SÃO JOÃO	SÃO JOÃO	PR	Inventário Final	21,00	2,27	2,23
123	TIMBÓ	BENEDITO	SC	Inventário Final	21,60	2,21	2,17
124	PRESIDENTE VARGAS	TIBAGI	PR	Operação	22,50	2,12	2,08
125	ROCA SALES	TAQUARI	RS	Inventário Final	25,00	1,91	1,87
126	APARECIDA BAIXO	CHAPECÓ	SC	Inventário Final	25,00	1,91	1,87
127	SANTA LUZIA ALTO	CHAPECÓ	SC	Inventário Final	25,00	1,91	1,87
128	VOLTÃO NOVO	CHAPECOZINHO	SC	Inventário Final	27,20	1,75	1,72
129	PASSO DO MEIO	ANTAS	RS	Projeto básico	30,00	1,59	1,56
130	BOM RETIRO	TAQUARI	RS	Viabilidade	30,00	1,59	1,56
131	PAREDÃO	CAMAQUÃ	RS	Inventário Final	30,00	1,59	1,56
				CE Médio (R\$/MWh)		51,22	50,27

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2001, *Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro*, Volumes I e II.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. 1997, *Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas*. 2a edição. Rio de Janeiro

ARNDT ROGER E. A., GULLIVER JOHN S., *Hydropower Engineering Handbook*. McGraw Hill, Inc.

BRUEL, L. R. D. , 1993, *Níveis de Estudo para Projetos de PCH's*. Comentários e Sugestões. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro.

BRUEL, L. R. D. , 1993, *Sistemática para Cadastramento de PCH's*. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, *Critérios de Projeto*.

CESP – Companhia Energética de São Paulo, *Critérios de Projeto*.

ELETROBRÁS, 1999, *Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas*.

ELETROBRÁS/ANEEL, 1997, *Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos*. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS, Plano 2015: *Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015*. Volume I, Relatório Executivo. pp. 33-35.

ELETROBRÁS, 1997, *Manual de Inventário de Usinas Hidrelétricas*. Rio de Janeiro.

LA ROVERE, E. Hidroelétricas e Meio Ambiente na Amazônia. INESC, Instituto de Estudos sócio-econômicos, Brasília, 1994.

LASCIO, M. A., 1993, *Energia Hidráulica para Rondônia*. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro.

MARTINEZ, C. B. , 1993, A Pequena Central de São Judas Tadeu $\frac{3}{4}$. *A Participação da Iniciativa Privada em Hidrogeração. Características Técnicas e Viabilidade*. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro.

Meio Ambiente e a Escolha Energética para a Sociedade: O Caso das Pequenas Hidrelétricas. IN: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), Rio de Janeiro, 1993.

MME/DNAEE/ELETROBRÁS, 1982, *Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Brasília, DF.

SCHREIBER, G. P. , 1978, *Usinas Hidrelétricas - ENGEVIX*. Rio de Janeiro.

STERNBERG, R., *Perspectivas Geográficas nos Sistemas Hidrelétricos*. Revista Brasileira de Geografia, 52 (1): 157-187.