



**UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

JOSÉ SÉRGIO DE OLIVEIRA ANDRADE

**PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: ANÁLISE DAS
CAUSAS QUE IMPEDEM A RÁPIDA IMPLANTAÇÃO DE UM
PROGRAMA DE PCH NO BRASIL**

Salvador
2006

JOSÉ SÉRGIO DE OLIVEIRA ANDRADE

**PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: ANÁLISE DAS
CAUSAS QUE IMPEDEM A RÁPIDA IMPLANTAÇÃO DE UM
PROGRAMA DE PCH NO BRASIL**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em
Regulação da Indústria de Energia, Universidade
Salvador – UNIFACS, como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Maria Olívia de Souza Ramos

Salvador
2006

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador – UNIFACS)

Andrade, José Sérgio de Oliveira

Pequenas centrais hidrelétricas: análise das causas que impedem a rápida
implantação de PCHs no Brasil / José Sérgio de Oliveira Andrade. - 2006.
88 f.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Salvador – UNIFACS – Curso de
Mestrado em Regulação da Indústria de Energia.

Orientador : Prof^a. Dr^a. Maria Olívia de Souza Ramos

1. Centrais hidrelétricas. 2. Energia elétrica - Produção. 3. Geração de energia
elétrica. I. Souza Ramos, Maria Olívia de, orient. II. Universidade Salvador –
UNIFACS. III. Título.

CDD: 621.3121

À minha esposa Odilva, à minha filha Cris e ao meu genro Toni pelo carinho, paciência e incentivo. Dedico especialmente ao meu neto Diego que nasceu quando este trabalho estava sendo concebido e em início de elaboração.

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora Maria Olívia de Souza Ramos agradecimento especial pela dedicação e empenho para a melhoria da qualidade deste trabalho.

Aos mestres pelas orientações dadas e pelo conhecimento transmitido.

Ao meu irmão Miguel Andrade Filho pelo incentivo e apoio, como colega de curso.

Aos amigos que pacientemente responderam as questões que formulei as quais serviram de orientação para este trabalho: Firmino Sampaio, Antônio Sobral, Rubens Brandt, Augusto Sá, Roberto Miranda, Sérgio Mascherpa, Jorge Sampaio, Abel Holtz, Marcos Dópico, Ricardo Pigatto, Walter Tatoní, Paulo Celso Guerra Lage, José Antunes, Filadelfo Souza Neto, Luiz Valbusa, Eduardo Araken, José Gabetta e Marcus Samesima.

RESUMO

Este estudo aborda o mercado brasileiro referente às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), com foco no descompasso existente entre o potencial identificado e o reduzido número de aproveitamentos implantados. Analisam-se os pontos relevantes de funcionamento do setor com vista à identificação de eventuais obstáculos que impõem atrasos na implantação do Programa PCH no Brasil. Através do histórico das Pequenas Centrais Hidrelétricas, foi reconstituída sua trajetória desde as primeiras usinas no início do século XX, até o movimento de revitalização do setor ocorrido nos anos 90. O marco regulatório do setor elétrico no Brasil foi abordado com a finalidade de retratar o arcabouço jurídico desta modalidade de serviço público, tanto em linhas gerais do setor elétrico, quanto em matéria específica de PCH. Destaca-se o novo papel do Estado a partir do movimento de reforma da máquina estatal iniciado na década de 1990. Estudou-se a estrutura do setor elétrico brasileiro, enfatizando-se o papel da PCH e analisando-se os principais aspectos da comercialização da energia das Pequenas Centrais Hidrelétricas. O relacionamento entre a questão ambiental e a instalação e funcionamento da PCH também foi discutido à luz do impacto ambiental trazido por este tipo de usina. Os aspectos empresariais e financeiros das Pequenas Centrais Hidrelétricas foram analisados através das principais variáveis que influenciam os empreendedores a investir nas usinas. Abordaram-se os aspectos referentes ao estudo de viabilidade destes empreendimentos, bem como as características básicas do processo de financiamento para o setor. Enfim, apresentaram-se os obstáculos e barreiras à implementação e desenvolvimento das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas, energia, viabilidade, financiamento, obstáculos.

ABSTRACT

This study aims to analyze the Brazilian market in relation to Small Hydroelectric Plants (SHP), focusing on the identified imbalance between the potential benefits of the SHP and the number of current existing plants. This essay also examines aspects of the of the Brazilian energy structure highlighting obstacles that hinder significant developments of the SHP. The history of SHP in Brazil can be seen from the first Plants dated in the early 20th century right up to the recent recovery process of the Brazilian electric industry. Pertinent legislation is also outlined for both the electric sector in general and SHP specifically, which in turn demonstrates the new role of the State towards this sector of the Brazilian economy. Commercial aspects and the important role that the SHP have in the structure of the energy sector are also analysed, together with the impact of these SHP on the environment. Finally the economic and business aspects are examined to point out the two main aspects that could persuade an entrepreneur to invest in an SHP. This essay therefore examines feasibility study and the financing process. The obstacles and barriers to the implementation and development of the Small Hydroelectric Plants have been presented.

Key words: Small Hydro Power Plants, energy, finance, viability, obstacles.

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - SITUAÇÃO DA PCH NO BRASIL.....	23
TABELA 2 - REGISTRO E AUTORIZAÇÕES DE PCH ENTRE 1998 E 2001	23
TABELA 3 - COMPSOSIÇÃO DA TARIFA.....	40
TABELA 4 - PCH EM OPERAÇÃO, EM CONSTRUÇÃO E/OU PREVISTAS PARA SEREM CONSTRUÍDAS NO BRASIL.....	80
TABELA - 5 BARREIRAS PARA A IMPLANTAÇÃO DE PCH.....	94

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 – IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH.....	76
QUADRO 2 – EXEMPLO DE INVESTIMENTO EM PCH.....	82
QUADRO 3 - ESTRUTURAÇÃO DE UMA PCH.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	American and Foreign Power
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIRD	Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CERPCH	Centro Nacional de Referência em PCH
CESP	Companhia de Eletricidade de São Paulo
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CndPCH	Centro de Desenvolvimento Nacional de PCH
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CRC	Conta de Resultados a Compensar
CCVEE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ELETRNORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
ER	Energia de Referência
EPC	Engineering Procurement Contract
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S/A
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
KW	Kilowatt
LI	Licença Ambiental de Instalação

LP	Licença Prévia
LI	Licença de Instalação
LT	Linhas de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério das Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Relocação de Energia
MW	Megawatt
ONS	Operadora Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PPP	Parceria Público-Privada
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PND	Plano Nacional de Desestatização
PPA	Power Purchase Agreement
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PCH-COM	Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de PCH
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PNPCH	Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas
RGR	Reserva Global de Reversão
SISNAMA	Sistema Nacional de Meio Ambiente
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão TUST
TIR	Taxa Interna de Retorno

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
2 BREVE HISTÓRICO DA PCH NO BRASIL.....	19
2.1 A IMPLANTAÇÃO DAS PRIMEIRAS USINAS HIDRELÉTRICAS	19
2.2 TENTATIVA DE RESGATE DO PROGRAM PCH.....	22
3 MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	27
3.1 REFORMA DO ESTADO E IMPACTO PARA O SETOR ELÉTRICO.....	27
3.2.QUEBRA DO MONOPÓLIO DO SETOR ELÉTRICO.....	31
3.2.1A COMPETIÇÃO E A REGULAÇÃO DO MERCADO.....	33
3.2.2. O MERCADO DE ENERGIA PARA PCH.....	37
3.3. AS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.ELÉTRICA.....	37
3.4. INICIATIVAS DO GOVERNO PARA ESTIMULAR A PCH.....	40
3.5. O PAPEL DA ANEEL NA EXIGÊNCIA DO CUMPRIMENTO DE PRAZOS.	42
3.6. REGULAMENTAÇÃO DA PCH.....	43
3.7. IDENTIFICAÇÃO DAS BARREIRAS REGULATÓRIAS.....	46
4 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E O MERCADO DE ELETRICIDADE NO BRASIL.....	49
4.1. PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	49
4.2. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	53
4.3. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DA PCH.....	57
4.3.1. A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO PROINFA	58
4.4 IDENTIFICAÇÃO DE BARREIRA FINANCEIRA.....	60
5 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E IMPACTOS AMBIENTAIS	62
5.1. EVOLUÇÃO DA CONSCIÊNCIA AMBIENTAL	62
5.2. O CONCEITO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	64
5.3. PCH E IMPACTO AMBIENTAL.....	67
5.3.1. CONTRIBUIÇÃO PARA A SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL LOCAL	69

5.4. BARREIRAS AMBIENTAIS.....	71
6 O PROCESSO DE DECISÃO DE INVESTIMENTO E A VIABILIDADE DA PCH	73
6.1 A ATRATIVIDADE PARA O CAPITAL PRIVADO.....	73
6.2.O PROCESSO DE DECISÃO DE INVESTIMENTO.....	75
6.2.1.A IMPORTÂNCIA DOS ESTUDOS DE INVENTÁRIO E PROJETO BASICO	78
6.3 OS ESTUDOS DE VIABILIDADE PARA PCH.....	82
6.3.1 ESTUDOS DE CONEXÃO ELÉTRICA.....	85
6.4 FINANCIAMENTO PARA PCH.....	86
6.4.1 BREVE ANÁLISE DO PROINFA.....	87
6.5 IDENTIFICAÇÃO DAS BARREIRAS ECONÔMICAS.....	89
7 CONCLUSÕES.....	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97
APÊNDICE.....	104

1 INTRODUÇÃO

A energia obtida através de fontes que são disponibilizadas na natureza de forma cíclica é chamada de energia renovável e substitui, com vantagens, a energia gerada mediante a utilização de combustíveis fósseis que são esgotáveis. Dentre as vantagens destaca-se a questão ambiental vez que a energia renovável, sob forma de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, provoca menos danos à natureza, sobretudo, com relação ao efeito estufa causado pela queima de combustíveis fósseis. Assim é que a grande maioria dos países tem formulado políticas que privilegiam as fontes renováveis uma vez que exercem um papel importante para a sustentabilidade do sistema energético.

Vários países têm investido na ampliação da participação das fontes renováveis de energia na matriz energética. Embora o crescimento observado nos últimos anos seja notável, sua contribuição à geração de energia elétrica é ainda muito reduzida. Representa cerca de 14% da energia gerada. Atualmente, os países industrializados, maiores consumidores de energia, contam, fundamentalmente, com fontes não-renováveis. O esgotamento desses recursos ao longo do tempo implica custos crescentes de produção. Neste aspecto, alternativas às fontes tradicionais ou novos métodos de produção são necessários para o atendimento de uma crescente demanda de energia.

O desenvolvimento de novas fontes renováveis não se limita ao atendimento a compromissos ou obrigações ambientais, mas visa, também, ao desenvolvimento de tecnologias no Brasil, reduzindo, assim, uma possível dependência de tecnologias de ponta para a produção de energia. Nesse contexto, as novas fontes renováveis podem ser utilizadas como forma de reduzir as diferenças regionais no que diz respeito ao acesso à energia em face das características e potencialidades de cada região. Apesar de seus elevados custos, se comparados com os das fontes tradicionais, as novas fontes renováveis tornam-se competitivas levando-se em consideração os benefícios

decorrentes da geração distribuída e o baixo impacto ambiental provocado por essa modalidade de geração de eletricidade.

A presença de fontes renováveis na matriz energética brasileira é significativa, principalmente a hidreletricidade.

O Brasil possui uma matriz energética que conta com 44% de origem renovável conforme dados do Balanço Brasileiro de Energia (2004) do Ministério das Minas e Energia (MME). Observando-se apenas o segmento de energia elétrica, a proporção das fontes renováveis cresce para 70% de acordo com o relatório citado. Portanto, é extraordinária a vocação brasileira para a geração da chamada energia limpa. Dentre as fontes renováveis destacam-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) que são os aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada entre 1 MW e 30 MW e representam apenas 1,33% da geração total de eletricidade no Brasil. Além de serem classificadas como opções ambientalmente corretas permitem, na maioria dos casos, a geração distribuída de energia o que representa importante contribuição para a estabilidade do sistema nacional de transmissão de energia elétrica. A PCH constitui-se, ainda, na melhor opção de suprimento de eletricidade para atender às demandas de localidades isoladas onde o sistema de transmissão ainda não alcançou vez que possibilita a substituição da geração térmica com toda a sua logística de transporte e armazenamento dos combustíveis.

O Brasil dispõe de um potencial para implantação de PCH calculado em 11.800 MW em potência instalada, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) dos quais apenas 1.567 MW¹ estão em operação resultando em um potencial de 10.233 MW em condições de exploração. Este potencial equivale a cerca de 1.000 aproveitamentos que se encontram nas diversas fases do processo de licenciamento e implantação de PCH. Em que pese os reconhecidos méritos das Pequenas Centrais Hidrelétricas e o extraordinário potencial existente, o Programa de PCH no Brasil se desenvolve em ritmo bastante lento. O processo de implantação de PCH no Brasil cumpre as seguintes etapas: 1. Realização do Inventário. 2. Estudo de Viabilidade e Projeto Básico de Engenharia. 3. Licença Ambiental. 4. Autorização da ANEEL. 5. Comercialização da Energia. 6. Financiamento. 7. Contratação dos Fornecimentos e Construção. 8. Operação e Manutenção.

¹ Para detalhes poderá ser visitado o site: <http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?idArea=15>. Consulta atualizada em 21jan07.

Considerando que existem cerca de 1.000 aproveitamentos com potência instalada de 10.233 MW paralisados nas diversas etapas de implantação há de se estudar as causas que impedem uma rápida implantação de tão importante programa que representa 10% da atual potência instalada de energia elétrica no Brasil.

O objetivo desta pesquisa é o de analisar o mercado brasileiro referente às Pequenas Centrais Hidrelétricas, procurando debater os pontos mais relevantes de funcionamento do setor para indicar os obstáculos que impedem um melhor desenvolvimento da PCH. Constata-se um verdadeiro represamento de PCH nas diferentes etapas do processo de implantação. Existem aproveitamentos aguardando a aprovação do inventário, outros paralisados na licença ambiental, outros aguardando a autorização da ANEEL, outros sem conseguir financiamento, outros sem conseguir comercializar a energia com tarifa que o viabilize. De fato, o atraso na implantação do Programa de PCH impõe ao Brasil expressivas perdas. A energia gerada por PCH poderá substituir fontes térmicas com expressivos ganhos ambientais, pois se trata de energia limpa. A PCH, como fonte de geração distribuída, representa valiosa contribuição para a estabilidade do sistema de transmissão de energia. Do ponto de vista sócio econômico o programa proporcionará a geração de empregos vez que todo o fornecimento pode ser atendido por indústria local e representará investimento distribuído para as diversas regiões do País, inclusive àquelas com o menor índice de desenvolvimento. Finalmente, registre-se que o prazo médio de implantação da PCH é de, apenas, 18 meses a partir do início efetivo das obras o que significa desonerar a conta Juros Durante a Construção, tão representativa para as obras das grandes centrais hidrelétricas.

Ressalte-se ainda que a implantação do Programa PCH no Brasil significa um investimento global da ordem de R\$ 25 bilhões com o acréscimo de potência de 10.233 MW para a matriz elétrica nacional. Para fins de comparação cabe lembrar que a Usina Hidrelétrica de Itaipu tem 12.600 MW de potência instalada e a Usina Hidrelétrica de Tucuruí, no rio Tocantins, tem 8.370 MW de potência instalada. A potência média entre essas duas grandes usinas equivale ao Programa de PCH que se encontra paralisado. A complexidade para a implantação de grandes centrais hidrelétricas nos dias atuais, iniciando-se pelas questões ambientais e considerando-se o prolongado prazo de implantação, assegura que o Programa de PCH no Brasil revela-se a alternativa que deve ser priorizada.

Para atingir o objetivo proposto desse estudo, foi realizada pesquisa bibliográfica em bibliotecas setoriais e via internet, além da consulta aos arquivos de órgãos e instituições ligadas ao setor, em especial a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ministério das Minas e Energia (MME), a Operadora Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Centro de Desenvolvimento Nacional de PCH (CndPCH), e o Centro Nacional de Referência em PCH (CERPCH). Procedeu-se, ainda, a uma consulta direta² através de formulação de perguntas junto a profissionais e estudiosos do setor com o propósito de conhecer as diferentes opiniões a respeito do programa de implantação de PCH no Brasil. Objetivou-se conhecer através de pesquisa bibliográfica e da consulta direta quais os principais obstáculos que são responsáveis pelo represamento de 1.000 PCH enumerando-se:

1. Questões Regulatórias. 2. Questões Ambientais. 3. Questões de Engenharia (Projetos, Equipamentos, Construção Civil). 4. Questões de Financiamento (Equity, Debt). 5. Questões Econômicas (Tarifa, Tributos, Garantias). 6. Outras questões (Identificar).

As respostas obtidas foram analisadas e devidamente consideradas no capítulo onde são apresentadas as conclusões.

O presente estudo encontra-se estruturado em cinco capítulos além da Introdução e Conclusões. O Capítulo 2 traz um histórico das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil. Busca-se reconstituir sua trajetória desde as primeiras usinas no início do século XX, passando por um período de ostracismo até o movimento de revitalização do setor iniciado nos anos 80 que representou a iniciativa do Governo brasileiro em atrair o capital privado para investimentos em PCH.

O Capítulo 3 tem como tema central o marco regulatório do setor elétrico no Brasil. Procura-se retratar o arcabouço jurídico desta modalidade de serviço público. Aborda-se o novo papel do Estado a partir do movimento de reforma iniciado na década de 1990. Trata-se do papel do órgão regulador neste processo. Neste capítulo é traçada, ainda, a evolução da legislação, tanto em linhas gerais do setor elétrico, quanto em matéria específica de PCH. Apresentam-se, finalmente, as barreiras e dificuldades regulatórias que contribuem para o represamento do Programa PCH.

² Vide formulário anexo

O Capítulo 4 apresenta um panorama do setor elétrico brasileiro, dando ênfase ao processo de reestruturação. Mostra-se o papel da PCH neste contexto e analisam-se os principais aspectos da comercialização de energia em Pequenas Centrais Hidrelétricas para identificar eventuais dificuldades encontradas pela PCH para a venda da sua energia.

O relacionamento entre a questão ambiental e a instalação e funcionamento da PCH é abordado no Capítulo 5, no qual se discute o impacto ambiental trazido por este tipo de usina e de que forma as exigências ambientais se constituem em barreiras para a sua implantação.

O Capítulo 6 é voltado para os aspectos empresariais e financeiros das Pequenas Centrais Hidrelétricas e como se constituem em obstáculos para a implantação do programa. Analisam-se as principais variáveis que influenciam os empreendedores a investir nas usinas. São abordados aspectos referentes ao estudo de viabilidade destes empreendimentos, bem como as características básicas do processo de financiamento para o setor.

2 BREVE HISTÓRICO DA PCH NO BRASIL

A história das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) confunde-se com a gênese da própria geração de energia hidrelétrica no Brasil. Para se compreender bem a inserção da PCH no atual modelo energético brasileiro, é importante que se busque um enfoque histórico, no qual se poderá observar que, entre as décadas de 1950 e 1990 a PCH esteve praticamente excluída do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil e que desde então procura-se o resgate desta fonte renovável. Este capítulo foi organizado a partir de duas estruturas básicas: 1. Como se deu a implantação e a evolução da PCH no Brasil resultando no estancamento do Programa. 2. De que forma o Governo tentou, ao longo de décadas, resgatar o Programa PCH. É o que se aborda nos tópicos a seguir com a análise das primeiras usinas de pequeno porte, sua evolução, decadência e as tentativas de revitalização.

2.1.A IMPLANTAÇÃO DAS PRIMEIRAS USINAS HIDRELÉTRICAS

Os primeiros registros da história da hidreletricidade no Brasil são dos últimos anos do Império, quando o crescimento das exportações do país, principalmente de café e de borracha, culminaram com a modernização da infra-estrutura, tão necessária à produção e ao transporte de mercadorias.³

As primeiras hidrelétricas eram pequenas usinas, com pouca potência, destinadas a usos privados em moinhos, serrarias e algumas tecelagens. A grande concentração dessas usinas ocorreu em Minas Gerais, disseminando-se na direção sudeste, até chegar a São Paulo.

³ Para uma revisão bibliográfica sobre a história da eletricidade no Brasil pode ser consultada com proveitos a ELETROBRÁS – Informações sobre o Setor Elétrico. Disponível em www.eletrabras.gov.br

Dessa forma, o período que vai do final do século XIX às duas primeiras décadas do século XX marca a criação dos primeiros Sistemas Elétricos no Brasil. Tais sistemas eram compostos essencialmente por Pequenas Centrais Hidrelétricas. A maior parte delas foi construída com a finalidade de abastecer o sistema de iluminação pública, consolidando o desenvolvimento da geração de energia no país. Nesse período iniciava-se a substituição dos lampiões a óleo pelas lâmpadas elétricas.

O excedente da energia gerada pelas pequenas usinas hidrelétricas construídas pela iniciativa privada para abastecimento industrial, era aproveitado em pequenas redes de distribuição implantadas por seus proprietários. Estas redes iam se expandindo pelas regiões vizinhas, chegando a motivar o aumento de potência de muitas usinas.

De acordo com Silveira et al (2004), a evolução do parque gerador instalado sempre esteve intimamente atrelada aos ciclos de desenvolvimento nacional. Os períodos de maior crescimento econômico implicavam num aumento da demanda de eletricidade e, conseqüentemente, na ampliação da potência instalada. Igualmente, as épocas recessivas afetaram diretamente o ritmo de implantação de novos empreendimentos.

Em síntese, entre 1880 e 1900, o aparecimento de pequenas usinas geradoras deveu-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia elétrica para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas como mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, fábricas de tecidos e serrarias. Até a virada do século predominou a geração de energia elétrica através de centrais termelétricas. Em 1901, com a entrada em operação da "Hydroelétrica de Parnahyba" (atual Edgar de Souza), este quadro mudou em favor da geração hidrelétrica.

Neste mesmo período, a potência instalada aumentou consideravelmente, com o afluxo de recursos financeiros e tecnológicos do exterior para o setor elétrico. Destacavam-se então duas grandes empresas estrangeiras: A Rio de Janeiro Tramway Ligth and Power criada em Toronto, Canadá em 1904 e a norte americana American and Foreign Power – AMFORP que adquiriu dezenas de pequenas concessionárias que atuavam no interior de São Paulo. Conforme relatam Silveira et al (2004, p.3), no ano de 1907, a Light iniciou a produção de energia elétrica para a cidade do Rio de Janeiro com a entrada em operação da usina hidrelétrica de Fontes no Ribeirão das Lajes, que, em 1909, era uma das maiores usinas do mundo em operação, com uma potência instalada de 24 MW.

A partir da década de 20, se fez necessária a ampliação do parque gerador no intuito de atender aos constantes aumentos de consumo de energia elétrica demandados pelo desenvolvimento do setor industrial. Durante essa década a capacidade geradora instalada foi duplicada, sendo que em 1920, dos 475,7 MW instalados, cerca de 77,8% já eram de origem hídrica. Na segunda metade da década de 20, as empresas Amforp e Light assumem o controle acionário de maior parte das empresas de energia elétrica atuantes no país.

Em 1930, praticamente todas as áreas mais desenvolvidas do país, e também aquelas que apresentaram maiores possibilidades de desenvolvimento, caíram sob o monopólio das duas empresas estrangeiras restando, fora de seus alcances, apenas poucas áreas, de menor expressão econômica, tais como os estados das regiões Norte e Nordeste. No interior destes estados continuaram operando numerosas empresas de porte reduzido, muitas mantidas pelas prefeituras, as quais atendiam ao pequeno consumo local.

A Revolução de 1930 trouxe uma nova forma de administrar os recursos hídricos, que passaram a ser considerados como de interesse nacional. O Estado passa a intervir diretamente neste setor, assumindo o poder concedente dos direitos de uso de qualquer curso ou queda de água com a edição do Código das Águas de 1934. Neste período foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), órgão federal responsável pela tarifação, organização, controle das concessionárias, interligação entre as usinas e sistemas elétricos. Ainda na década de 30, os governos federal e estaduais passam a ser acionistas e proprietários das empresas geradoras e distribuidoras. Até a década de 1940 as PCH continuaram a crescer, embora em taxas menores do que as das décadas anteriores. Em 1941, existiam milhares de empresas de energia elétrica, e centenas de Pequenas Centrais Hidrelétricas, entretanto, excluindo-se os grupos estrangeiros existentes, somente oito empresas possuíam potência instalada superior a 3 MW: Central Elétrica de Rio Claro, Companhia Força e Luz Santa Cruz, Companhia Sul Mineira de Eletricidade, Companhia Força e Luz Cataguases - Leopoldina, Companhia Sul Americana de Serviços Públicos, Companhia Paulista de Eletricidade e Sociedade Anônima Elétrica Bragantina.

A partir da década de 1950 deu-se início à centralização do sistema de geração brasileiro, dando ênfase às grandes plantas de geração, deixando de lado, quase na obsolescência as PCH. Vale lembrar que o Manual de Inventário da ELETROBRÁS

determinava a exclusão da análise as quedas que apresentassem potência inferior a 50 MW na região Norte e 20 MW nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Apenas na década de 1980 é que se deu o primeiro esforço para resgatar as PCH como um importante agente de desenvolvimento social.

Como consequência do abandono e desinteresse pelas PCH Tiago Filho (2006b) constata que grande quantidade de PCH foi construída entre 1930/1940, o que coloca a média de idade das instalações por volta de 57 anos. Esta idade média elevada das usinas mostra que é necessária à modernização e recapacitação de PCH, o que poderia agregar cerca de 200 MW ao sistema, além da reativação de PCH, uma vez que existem cerca de 600 centrais desativadas por abandono. De acordo com Tiago Filho & Alencar (2006), o mercado das PCH no Brasil tem sido implementado devido à disponibilidade de tecnologias eficientes e a redução das despesas operacionais. Novos projetos têm atraído o interesse de vários grupos privados e companhias públicas. Atualmente, existem em operação 331 centrais de pequeno porte, com potências inferiores a 10 MW, totalizando uma capacidade elétrica instalada de 604,6 MW. A maior parte destes empreendimentos foi concebida na década de 1960. O processo estancou com os planos nacionais de energia que incentivavam a transferência das concessões particulares para concessões públicas, geralmente representadas pelas Companhias de Eletricidade Estaduais estruturadas na época, enquanto a geração passou a ser papel do Governo Federal.

2.2. TENTATIVAS DE RESGATE DO PROGRAMA PCH

A retomada do interesse pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas se deu com a crise energética de abastecimento já prevista no final dos anos 90 e com a desverticalização das concessionárias. Nascimento (1997) inventariou a situação da PCH no Brasil e embora os dados colhidos pelo autor já possam estar de certa forma ultrapassados, servem de registro histórico, principalmente para mostrar a grande proporção de usinas desativadas à época. Observe-se a tabela 1, a seguir:

Tabela 1: Situação da PCH no Brasil em 1996

Situação	Quantidade	Pot. Instalada MW
Em operação	331	604,6
Em reforma	3	7,8
A serem reativadas	7	16,5
Abandonadas	428	154,5
Em situação desconhecida	1.089	327,9
Total	1.858	1.111,3

Fonte: Nascimento (1997)

A partir da década de 1990, o Governo Federal procurou implementar, gradualmente, uma política de concessão para a PCH. A concessão de serviço público de geração de energia tornou-se acessível à iniciativa privada e mediante um programa de privatização iniciou-se a transferência para o controle privado das concessionárias distribuidoras até então sob o comando das empresas estatais federais e estaduais. De fato, após a pesquisa realizada por Nascimento, já se observa, nos anos seguintes, um crescimento mais acelerado no número de registros e autorizações de PCH. Com base em Lago & Nóbrega (2001, p.12), é interessante observarmos a tabela 2, a seguir:

Tabela 2 – Registro e Autorizações de PCH entre 1998 e 2001

Ano	Registro		Autorizações	
	<u>Empreendimentos</u>	<u>Potência (MW)</u>	<u>Empreendimentos</u>	<u>Potência (MW)</u>
1998	21	11,56	5	15,76
1999	34	20,72	26	337,76
2000	13	6,03	50	576,22
2001	20	11,15	26	336,88

Fonte: Lago & Nóbrega, 2001.

A mudança no sistema regulatório, que será analisada nos capítulos seguintes, já começa a produzir os primeiros efeitos a partir de 1998, quando o setor privado passa a obter Autorizações e Registros para PCH em números bem maiores. Cabe ressaltar, entretanto, que o aumento de registros e autorizações não significou necessariamente a construção e operação dos aproveitamentos. Na realidade iniciava-se o represamento de PCH cuja implantação ficava obstruída em alguma fase do processo.

Em síntese, apresentam-se os fatos relevantes que significam o esforço do Governo para criar as condições para a rápida expansão do Programa de PCH, a partir da década de 1990. Pode-se citar:

- A criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado livre, buscando produzir energia por sua conta e risco. Trata-se de mecanismo de expansão da oferta;
- O livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os geradores e os consumidores tenham total garantia para firmar contratos, retirando, desta forma, essa barreira de entrada a novos agentes.
- O desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, ampliada para 100%, no caso das centrais que entrarem em operação até 2003;
- A criação da figura do Comercializador, com a definição de uma quarta atividade (além de geração, transmissão e distribuição) responsável pela execução de parte importante do mercado, assumindo riscos e realizando o “hedge” dos contratos;
- A isenção do pagamento da compensação financeira por área inundada;
- O aumento do número de consumidores “livres” com a redefinição dos limites para consumidores com demanda superior a 500 kW atendidos em qualquer nível de tensão. Trata-se de expansão de demanda.
- No caso dos sistemas isolados, a utilização dos recursos constantes na Conta de Consumo de Combustível (CCC), por meio de sua sub-rogação, para financiar a implantação de PCH.

- O lançamento do Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM), da ELETROBRÁS, em 1998, "*O PCH-COM é um programa criado para viabilizar a implantação ou revitalização de Pequenas Centrais Hidrelétricas, onde a Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS) garante a compra de energia da usina e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) oferece seu financiamento para o empreendimento*"⁴ que não ofereceu resultados práticos, porém foi de grande importância ao mercado, servindo de base referencial para os ajustes necessários que resultaram na criação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)⁵, "*O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis*"... sinalizando aos investidores os princípios gerais que deveriam ser considerados.

Constata-se que nas primeiras décadas do século XX as Pequenas Centrais Hidrelétricas eram o modelo predominante na geração de energia elétrica. A partir da década de 1950 é que se passou a dar ênfase às grandes plantas de geração, relegando as PCH a um plano secundário em função da economia de escala proporcionada pelas grandes centrais e da extraordinária expansão da demanda de eletricidade. É a partir dos anos 80, com o Programa Nacional de PCH (PNPCH) que se volta a cogitar da importância das pequenas usinas como agente de desenvolvimento social. Os mecanismos para a expansão do setor passaram a ser consideráveis com a criação do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), do lado da oferta e do Consumidor Livre, do lado da demanda. O processo de expansão de PCH encontrou, finalmente, as condições básicas de apoio com o advento do PROINFA, em 2001. Também a transformação do marco regulatório do setor energético, seja em sentido geral, seja especificamente no âmbito da PCH, tem sido fator relevante para promover o desenvolvimento da hidreletricidade. As condições históricas, portanto, não explicam o atraso na implantação do Programa de PCH. Em que pesem os extraordinários esforços

⁴ Para detalhes poderá ser visitado o site http://www.eletronbras.com.br/EM_Programas_PCH-COM/conceituacao.asp

⁵ Para detalhes http://www.eletronbras.com.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp

do Governo, do Legislativo e da própria iniciativa privada para o seu desenvolvimento, o setor de PCH continua a apresentar ritmo bastante reduzido vis a vis o seu potencial.

Para uma revisão histórica das principais iniciativas do Governo Federal para a revitalização do Programa de PCH no Brasil deve-se enumerar: (1) Em 1984 o Governo lançou o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH)⁶ com o objetivo amplo de acelerar a implantação de PCH para promover a substituição de derivados de petróleo além de fomentar estudos e pesquisas para consolidação da tecnologia de PCH. Visava ainda atender o suprimento de energia para os sistemas isolados, onde o sistema de transmissão não havia alcançado. (2) A segunda iniciativa promovida pelo Governo deu-se através do Programa PCH-COM implantado pela ELETROBRÁS, criado para viabilizar a implantação ou revitalização de Pequenas Centrais Hidrelétricas, onde a ELETROBRÁS assegura a comercialização da energia da usina e o BNDES oferece o financiamento para o empreendimento. (3) Em 1998, a ANEEL instituiu dois importantes conceitos na história da PCH. (a) A criação do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) que permite ao empreendedor de PCH melhores condições de comercialização da sua energia e (b) O consumidor livre que permite a escolha do supridor de energia. Estes mecanismos serão analisados nos próximos capítulos. (4) Finalmente, com a lei que criou o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA),⁷ o Brasil vive uma grande movimentação na área de pequenas centrais, sem contudo diminuir, ainda, o extraordinário número de PCH em regime de represamento.

⁶ Para maiores detalhes pode ser consultado o site:

<http://unesco.org.uy/phi/libros/microcentrales/desouza.html>

⁷ Vide Art.3º da Lei Federal nº10.438, de 26 de abril de 2002.

3. MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O presente capítulo analisa as questões regulatórias do setor elétrico no Brasil, na atualidade, levando em conta a conjuntura de redefinição da atuação do Estado no setor, procurando identificar eventuais obstáculos de natureza regulatória para a implantação acelerada do programa de PCH. A abordagem envolve a reforma do estado brasileiro e os seus reflexos no setor de energia elétrica. Procura-se, ainda, compreender a competição e a desconcentração do mercado de energia e o papel desempenhado por cada interveniente: O Governo, o Agente Regulador, o Consumidor e a Política Tarifária.

3.1. REFORMA DO ESTADO BRASILEIRO E IMPACTO PARA O SETOR ELÉTRICO

A essência da Reforma do Estado dos anos 90 está na redefinição do seu papel. Com a reforma, o Estado Brasileiro perde o posto de agente promotor e responsável pelo desenvolvimento econômico mediante a produção de bens e serviços e assume a função de Estado regulador e promotor do desenvolvimento econômico e social. Consequentemente o Estado reduz o seu papel de produtor direto de bens e serviços e aumenta a função pública de regulador. Mantem-se como promotor dos serviços sociais de educação e saúde, buscando a melhoria da qualidade de vida da população. Bresser Pereira (1997) desagrega a Reforma do Estado em quatro áreas distintas: (a) o tamanho do Estado; (b) a redefinição do papel regulador do Estado; (c) a recuperação da capacidade financeira do Estado e, finalmente, (d) o aumento da governabilidade, ou capacidade política do Governo. Os princípios da democracia, no plano político, e da livre concorrência no plano econômico, formam a base da Reforma do Estado. O papel do Estado Regulador torna-se essencial para implantar e fomentar a competição nos

mercados e, ao mesmo tempo, assegurar os direitos sociais e a qualidade dos bens e serviços produzidos.

A reforma do Estado dos anos 90 encontrou o setor elétrico nacional em crise.⁸ O modelo estatal investidor estava esgotado pela incapacidade do Estado em viabilizar financeiramente novos e necessários investimentos em geração hidrelétrica. O custo de implantação das usinas atingia valores elevadíssimos em decorrência das exigências dos órgãos de controle ambiental e dos altos custos de financiamento. A política tarifária, por sua vez, não permitia o repasse adequado dos custos da energia elétrica vez que era utilizada, também, como instrumento de controle da inflação.⁹ Em decorrência, as geradoras e distribuidoras estatais estavam em condições falimentares. Não conseguiam viabilizar os recursos necessários para a correta operação e manutenção do setor e a sua expansão. O crescimento econômico estava, portanto, comprometido pela incapacidade do Estado de prover os meios necessários para a expansão da oferta de eletricidade. Cabe comentar os dois principais fatores que poderiam explicar a elevação do custo de implantação de novas geradoras: Primeiro as exigências ambientais reguladas pela Resolução nº 001/1987 do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) que se constituíam em novidades no setor. Os principais pontos que deveriam ser considerados no estudo de impacto ambiental incluem o controle da estabilidade das encostas, do assoreamento, dos recursos minerais, da hidrogeologia, da qualidade das águas, dos solos, da vegetação e da fauna, além da preocupação com a remoção das populações das áreas alagadas. Segundo, os custos financeiros dos empreendimentos agravados pelos elevados índices do risco Brasil, dos níveis inflacionários e, principalmente, pelo atraso dos cronogramas de implantação dos empreendimentos hidrelétricos. Repassar para a tarifa um cenário desta natureza seria, de fato, impossível.

Conforme a crítica de Souto (2006, p.182), “*o papel assumido pelo Estado muitas vezes teve uma conotação mais política do que técnica, o que causou impacto nos critérios de definição das tarifas públicas, que passaram a ser utilizadas para outras finalidades que não a manutenção, expansão e aprimoramento do setor elétrico*”. Em outras palavras, as tarifas eram instrumento, basicamente, de controle da inflação e populismo, para fins, por vezes, eleitorais.

⁸ http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf Este trabalho faz uma análise abrangente da crise do setor elétrico.

⁹ <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/castro9.htm>. Este Artigo analisa a crise financeira do setor elétrico.

Isso contribuiu para se criar um cenário de dificuldade de manutenção das próprias empresas estatais criadas para exploração das atividades no setor elétrico. A forte dependência de capitais públicos de um lado, e do outro, a impossibilidade de remunerar adequadamente os investimentos em geração através da tarifa, impedia a expansão do setor. A política de remuneração artificial dos custos das usinas hidrelétricas para a manutenção do baixo nível tarifário para o consumidor final, resultava no crescente endividamento das estatais e, conseqüentemente, na perda da sua capacidade financeira para viabilizar novos investimentos. A inadimplência que se instalou no setor criou um círculo vicioso. As concessionárias distribuidoras acumulavam passivo com as estatais geradoras que, por sua vez, não investiam na expansão da oferta de energia. Assim, esse não era o cenário que recomendava promover medidas para atrair o capital privado para investir na geração de eletricidade.

Vale lembrar que a matriz de geração predominantemente hidrelétrica como é o caso brasileiro, é dependente do regime pluvial e, por isso mesmo, está sujeita a racionamentos em função do limite da capacidade de armazenamento da água. Novos investimentos são indispensáveis para expansão da capacidade de geração porque a demanda, pressionada pelo crescimento da economia, precisa ser atendida.

Neste cenário, o programa de viabilização e implantação de PCH não encontrava as condições mínimas necessárias para o seu desenvolvimento por duas razões: As tarifas não remuneravam adequadamente o capital e não havia liquidez para os contratos de compra e venda de energia em face da situação crítica da maioria das concessionárias distribuidoras estaduais.

A partir do início da década de 1990, passou-se a rediscutir o papel do Estado nas políticas públicas e o grau de sua intervenção na economia. O fortalecimento das idéias neoliberais e a globalização financeira levaram os Estados a rediscutir o seu papel, no sentido de maior abertura dos mercados e de “enxugamento” da máquina pública. É neste contexto que se inserem os programas de privatização do setor elétrico.

As dificuldades pelas quais passou o setor elétrico foram sentidas também em outros setores relevantes da economia e isso forçou o cenário de Reforma de Estado. Esta teve como característica mais marcante, do ponto de vista jurídico e político, a ampliação da competição, seja pela flexibilização dos monopólios, seja pela redução de restrições ao capital estrangeiro, seja pela retirada do próprio Estado de determinados segmentos que passavam a ser devolvidos ao mercado pela via da desestatização -

instrumentos de privatização e concessão. Além dessas características Bresser Pereira (1997) ressalta o conceito da Reforma voltada para o fortalecimento do cidadão. Menos tutelas e mais independência e consciência dos seus direitos.

A busca por competitividade ensejou um conjunto de reformas do próprio modelo estatal de gestão das atividades de interesse público como na máquina estatal e elas foram sentidas com relevância no setor elétrico.

Neste sentido, o Estado deveria ser aparelhado para lidar com novas questões de parceria entre o setor público e o setor privado, que, para participar dos segmentos de infra-estrutura, demandavam elevados investimentos. Havia desconfiança, por parte dos investidores, da capacidade de célere julgamento do Poder Judiciário dos conflitos envolvendo os agentes investidores e o Estado. Para superar tal clima é que se criaram as agências reguladoras, fortalecidas com a competência para a produção de normas e a edição de atos administrativos. Buscou-se fortalecer, também, a solução de conflitos de interesse por meio da conciliação, mediação e arbitragem.

Segundo Souza Ramos (2006) *“para solucionar-se a crise do Estado e, portanto garantir-se a retomada do crescimento seriam necessários: (1) um ajustamento fiscal duradouro; (2) reformas econômicas orientadas para o mercado, que acompanhadas de uma política industrial e tecnológica, garantiriam a concorrência interna e criariam as condições para o enfrentamento da competição internacional; (3) uma reforma da previdência social; (4) a inovação de instrumentos de política social, os quais proporcionariam maior abrangência e promoveriam uma melhor qualidade dos serviços sociais; e (5) a reforma do aparelho do Estado, com vistas a aumentar a sua “governança”*.

Essas reformas se manifestaram especificamente no setor elétrico. A primeira mudança significativa ocorreu na Constituição Federal, com a admissibilidade de capital estrangeiro para exploração de potenciais de energia elétrica, removendo-se a barreira que existia na redação original do art. 176, § 1º. Tal norma dispunha que a empresa exploradora do potencial de energia tinha que ser de capital nacional. Para o setor de PCH cabe ressaltar o advento da Lei 8.987/95, conhecida como Lei de Concessões. Esta lei definiu que a concessão é um contrato e não mais um decreto, como era tratado até então, especialmente no setor elétrico. Tal mudança de concepção cria as condições básicas para o ingresso do investidor privado no setor, na condição de Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE).

Observa-se, no setor de serviços públicos em geral, e, mais especificamente no setor elétrico, uma preocupação em desonerar e desregular as tarifas. Neste ponto, a Lei de Concessões (art. 9º) estabelece uma ruptura com a política tarifária anterior. Ainda em se tratando de concessões, foi editada a Lei no 11.079/2004, que trata das concessões patrocinadas e das concessões administrativas, para situações que não comportem outro tipo de parceria entre o setor público e o setor privado.

Com a desestatização das empresas do setor elétrico, o Estado deixou de ser o executor dessas atividades de interesse público e passou a ser o regulador. Embora o setor de geração elétrica tenha permanecido em poder do Estado enquanto as concessionárias distribuidoras foram transferidas para o setor privado em sua maioria. Surgiu, assim, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei 9.427/96, com a função de acompanhar e de fazer surgir um mercado em que não necessariamente existia um cenário de livre entrada e permanência e de troca de bens e serviços. A previsão de instrumentos de participação na formulação, execução e controle das políticas públicas também representaram relevante alteração. Portanto, o impacto da Reforma do Estado para o setor elétrico torna-se de fundamental importância para o desenvolvimento do Programa de PCH.

3.2. A QUEBRA DO MONOPÓLIO NO SETOR ELÉTRICO

O serviço de energia elétrica foi separado em quatro segmentos: Geração, Transmissão, Comercialização e Distribuição. Esta foi a fórmula adotada para a inserção da competição no setor elétrico. Permaneceram como atividade em regime de monopólio a transmissão e a distribuição de energia. Ao Estado caberia o desafio de lidar com a ausência de competição nesses segmentos, tidos como monopólios naturais. Os segmentos de geração e comercialização tornaram-se mercados competitivos e com forte poder de atração para o capital privado. Reconheceu-se, ainda, a possibilidade de comercialização da energia elétrica gerada em diversas fontes. Garantiu-se o livre acesso, embora oneroso, dos produtores independentes aos sistemas de transmissão e às redes de distribuição.

A geração de energia elétrica era uma atividade disciplinada desde o Código de Águas (arts. 139 e seguintes), que a tratava como objeto de concessão. Nesse panorama

das reformas, ao lado do concessionário do serviço público de geração de energia elétrica foram introduzidas duas novas figuras: a do produtor independente de energia elétrica - que não presta serviço público, mas produz o insumo "eletricidade" para comercialização, tanto para a concessionária do serviço público como para o próprio destinatário final da cadeia - e a do autoprodutor de energia elétrica - que produz para o próprio consumo. Tais figuras são reguladas pela Lei 9.074/95 (arts. 11-14 e 18) e pelos Decretos 2.003/96 e 2.655/98.

Levando em consideração o problema da falta de energia, foi estabelecida no âmbito da geração uma nova disciplina para adoção de medidas emergenciais, com a criação de uma câmara de gestão e o estímulo à pesquisa e ao surgimento de novas fontes alternativas.

No âmbito da transmissão, para gerenciar esse trânsito da energia produzida até os usuários, foi concebida a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Trata-se de uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, autorizada pelo poder concedente, com a competência de coordenar e controlar a geração e o transporte de energia elétrica.

Tradicionalmente a construção e operação de linhas estavam a cargo do Sistema ELETROBRÁS (Lei nº 3.890-A/61 e Decreto 4.559/2002) admitindo-se a concessão da construção de redes, com prévia licitação (Lei nº 9.074/95, art. 17), introduzindo-se uma disciplina de regulação do monopólio natural na gestão das redes de transmissão e de distribuição e do sistema Interligado. Foram estabelecidos os princípios do livre acesso às redes e da interconexão obrigatória, sob disciplina de um agente regulador, a ANEEL.

Ainda no setor de transmissão, surge a disciplina do compartilhamento de infraestrutura por concessionárias de serviços públicos distintos, por meio da regulação conjunta das agências reguladoras de redes, e, a partir daí, a polêmica sobre a possibilidade de cobrança pelo uso de rodovias e vias públicas para a passagem de dutos e redes (Garcia, 2004, p.24).

Pela Lei 9.468/98 (arts. 13 a 15) e pelo Decreto 5.081/2004, o ONS passou a atuar como operador da rede básica do sistema interligado de transmissão de energia elétrica. A nova entidade tem em sua composição concessionários, permissionários, autorizatários e consumidores livres, cabendo sua organização ao poder concedente,

encarregado da nomeação dos dirigentes. No que cabe a PCH, estava assegurado o acesso ao sistema de transmissão independente da sua localização e do destino final da energia gerada.

Em se tratando de distribuição de energia, esta tem no distribuidor o papel de gerenciar a rede. O princípio do livre acesso à rede foi estabelecido como elemento viabilizador da ampla competição, necessária ao setor de geração. A energia que vai até o consumidor final não é, necessariamente, aquela produzida ou comercializada pelo concessionário distribuidor. Pode ser por um produtor independente estranho àquele sistema de distribuição. Da mesma forma pode-se gerar a energia na região sul do Brasil e comercializá-la para um consumidor na região nordeste. Assim, o papel principal do distribuidor deixa de ser a entrega da energia ao destinatário final e sim a gestão da rede de distribuição. Aqui, novamente, a PCH encontra as condições favoráveis para a sua expansão. O acesso livre, embora oneroso, às redes de distribuição, permite a geração de energia elétrica em uma região e atender um consumidor em outra.

3.2.1. A COMPETIÇÃO E A REGULAÇÃO DO MERCADO

A análise da evolução do sistema de compra de energia pelo distribuidor, passa por grande desregulamentação. A partir das compras obrigatórias de Itaipu (concessionárias do Sul, do Sudeste e do Centro-Oeste), passam pelos contratos iniciais de suprimentos, pelos contratos livres (Lei 9.648/98), chegando à criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) (Lei 10.433/2002, revogada pela Lei 10.848/04), até chegar ao ambiente de contratação regulada, com o sistema de leilões públicos de compra de energia (Lei 10.848/2004).

A desconcentração e a desverticalização são meios com os quais se busca ampliar a competição em matéria de comercialização. Em um primeiro momento foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE), como livre mercado. As empresas geradoras tiveram sua reestruturação e privatização autorizadas, mas a privatização não ocorreu. Isso acarretou a forte presença de estatais, mantendo a interferência do Estado.

É de se lembrar que havia uma forte verticalização do setor, com grupos de

geradoras e distribuidoras, o que fazia com que estes não se interessassem pela baixa nos preços de geração, que poderiam ser repassados às tarifas.

O tratamento do problema veio com a imposição da desverticalização. Sobre o tema, afirmam Tolmasquim et al. (2002, p.22):

“A separação estrutural entre os segmentos competitivos e monopolistas das empresas incumbentes objetiva eliminar as práticas de subsídios cruzados e de discriminação do acesso por parte do monopolista. As maiores críticas quanto a esta abordagem se referem às perdas de economia de escala e escopo entre os segmentos inter-relacionados, às perdas de sinergias internas à firma e dificuldade da arbitragem sobre as distintas linhas de negócios que serão fragmentadas.

Entretanto, como as companhias integradas apresentam uma vantagem decisiva no segmento local (mercado varejista) e dominam o segmento de acesso (mercado atacadista), a regulação administrativa de acesso à rede pode não ser suficiente e requerer uma política de separação de atividades para incentivar a competição, mesmo que em curto prazo, esta decisão possa trazer perdas de eficiência produtiva. A aposta dos reguladores - e isto foi feito em diversas reformas dos setores de telecomunicações e de energia elétrica - é que os efeitos benéficos da entrada de novos agentes, com a esperada redução de custos e diversidade tecnológica, tragam maior eficiência dinâmica a médio ou longo prazo.”

Há que se ressaltar que a limitação expressa à integração vertical pode funcionar em períodos limitados de tempo, especialmente na transição para um ambiente mais competitivo, com o objetivo de viabilizar o estabelecimento de novos competidores, trazendo, assim, um aumento da contestabilidade do mercado. Segundo Tolmasquim et al (2002), depois do período de transição, graus de integração vertical podem ser readmitidos pelo regulador, desde que os benefícios destes atos sejam distribuídos equitativamente entre os participantes do mercado e os consumidores, como os ganhos de produtividade e a melhoria na qualidade de serviços.

Com a extinção do MAE, surgem as licitações para a venda de energia, destacando-se o papel da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Lei nº 10.848, de 15.03.2004 e Dec. nº 5.177, de 12.08.2004).

A comercialização de energia elétrica passou a ser disciplinada em dois tipos de cenário: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que se dá por meio de contratos bilaterais, e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que se dá pela compra de energia por agentes distribuidores em procedimentos de licitação (leilão).

Neste último os empreendimentos de geração (proponentes) passam por um processo de habilitação técnica e de cadastramento pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), dividindo-se os processos de competição entre a compra de energia nova, que abrange os novos empreendimentos, e de energia velha, proveniente de empreendimentos já existentes, cujo capital já foi, em grande parte ou totalmente, amortizado. Isto torna a competição mais equânime vez que distingue a chamada energia velha (proveniente de usinas depreciadas) da energia nova que representa a expansão do sistema.

O edital deverá conter como elementos essenciais o preço máximo de aquisição (MME), o percentual mínimo de energia hidrelétrica destinada ao mercado regulado, o objeto e prazo da compra e venda de energia, o valor do custo marginal referência calculado pela EPE e aprovado pelo MME, os requisitos para habilitação e as fases do leilão.

A licitação deixou de ser julgada pelo critério de maior pagamento pelo direito de exploração do serviço, o que era típico do Programa Nacional de Desestatização, que buscava, em essência, a redução da dívida pública. O critério passou a ser o de menor tarifa, obtida mediante processo de licitação desenvolvido em três fases distintas: (i) Conquista da concessão cujo vencedor conquista o direito de comercialização assegurada da energia. (ii) Classificação das ofertas e, finalmente, (iii) Lances dos valores tarifários para a compra e venda da energia.

É curioso observar, quanto à desconcentração, que as empresas integrantes de grupos dedicados à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica buscam explorar os segmentos. Neste ponto, há receio de que tais grupos controladores de empresas concessionários de serviço público ou autorizatários de produção independente se valham de tais posições para, por meio de uma verticalização

da atividade, passarem a fazer uso do insumo gerado pelo serviço para concorrer com a atividade já desenvolvida no mercado por outras empresas. As empresas concessionárias de serviço público podem desenvolver atividades não relacionadas à concessão, visando ao favorecimento da modicidade tarifária (Lei 8.987/95, art. 11). Isso pode se dar tanto pelo próprio concessionário como pela criação de empresa dedicada à obtenção dessas receitas adicionais. Busca-se, em última análise, o aperfeiçoamento do serviço. O fato é que, nem a citada lei nem os contratos de concessão autorizam a priorização da atividade econômica em regime de livre iniciativa e de preços não regulados. Também não autorizam o agravamento dos seus custos pela ampliação dos riscos de escassez, em função do desvio do insumo, do serviço público para a atividade econômica, do qual seria exemplo típico o chamado “apagão”. Caberia à ANEEL analisar administrativamente a questão, pois é de competência da agência apreciar tanto a atividade comunicada como o pedido de autorização para o seu desenvolvimento. Essas aglutinações de atividades são contrárias aos processos de Reforma do Estado, que buscam, com apoio na regulação, uma desverticalização da economia por meio da desconcentração de atividades para, por essa via, ampliar a competição. Também não se deve descartar a possibilidade de venda casada de energia e outros bens ou serviços, já que a Lei nº 9.074/95 admite a livre negociação de compra de energia junto aos fornecedores do bem.

O que interessa é que, tanto na defesa do serviço público como na defesa da concorrência, há fundamentos jurídicos para se contestar a postura de empresas integrantes do grupo de concessionárias de serviço público. Tais empresas não poderiam dedicar-se às atividades econômicas que façam uso intensivo do serviço público como insumo para que suas atividades sejam desenvolvidas de maneira mais confortável que para os competidores. No ambiente de competição e desconcentração do mercado, a PCH não encontra as condições de desenvolvimento. A capacidade de geração limitada a 30 MW não pode competir com as grandes centrais geradoras. Além disso, para os empreendedores de PCH a prévia comercialização de energia é de fundamental importância na viabilização dos financiamentos. De modo geral não se inicia a implantação de uma PCH sem que a energia tenha sido comercializada e o contrato de compra e venda seja aceito pelo sistema bancário como garantia dos recebíveis.

3.2.2. O MERCADO DE ENERGIA PARA A PCH

A PCH dispõe de dois ambientes para a comercialização da sua produção: O ambiente regulado e o mercado livre. Evidentemente, a eletricidade será sempre destinada ao consumidor final mediante a utilização da rede de distribuição. Para entender melhor o mercado de energia elétrica e as possibilidades de êxito do programa PCH impõem-se conhecer alguns conceitos que distinguem o consumidor do usuário de energia elétrica. As relações de consumo são basicamente relações de direito privado, ainda que, eventualmente, se confira as mesmas proteções ao usuário de serviço público, por meio de uma equiparação ao consumidor de bens e serviços. No caso de usuários de energia elétrica, tem-se utilizado as expressões “consumidor cativo”, para se referir ao usuário que não tem liberdade de escolha de quem fornece a energia que vai utilizar no final da cadeia de consumo, e “consumidor livre”, que são os grandes consumidores, que têm a possibilidade de escolher o fornecedor. O empreendedor de PCH deve analisar a possibilidade de venda direta ao “consumidor livre” em função das tarifas que poderá praticar ou para a concessionária distribuidora a quem cabe com exclusividade atender o “consumidor cativo”.

No plano dos serviços de distribuição, a política é fazer valer as idéias de participação e de isonomia. Neste ponto, cabe fazer a distinção entre os tipos de usuários, como, por exemplo, os residenciais (e, dentre estes, os de baixa renda, buscando-se a universalização, por meio de encargos que financiam programas do tipo "Luz para todos"), os comerciais, os industriais, os destinatários no setor rural, os Poderes Públicos e a iluminação pública.

A partir da possibilidade de tratamento diferenciado, é cabível o subsídio de uma categoria a outra, de modo a se assegurar a idéia de acessibilidade pela via de modicidade de custos, com continuidade e regularidade na prestação do serviço. Isso vem sendo cada vez mais materializado em programas de iniciativa governamental.

3.3. AS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O preço de venda da energia gerada em uma PCH constitui-se um dos principais fatores para a sua viabilização. Este estudo analisará, com profundidade, a questão em capítulos adiante. Cabe aqui conhecer a metodologia para a formação das tarifas de distribuição de energia vez que esta é componente importante para a formação de preço de aquisição da energia gerada.

O consumidor livre paga um preço, ditado em função do mercado e da livre negociação entre comprador e vendedor. Já o usuário paga uma tarifa, que envolve o custeio do uso do sistema de redes de distribuição e mais o pagamento da energia, regulada pelo Poder Concedente e acompanhada pela Agência Reguladora (que deixou de ser o poder concedente, no setor elétrico).

Segundo a ANEEL, a composição da receita tarifária em valores aproximados, é distribuída da seguinte forma: Geração 32%; Transmissão 8%; Encargos e Tributos 34%; Receita da Distribuidora 26%.

Dentre os elementos que orientam a fixação da tarifa, podem-se destacar os grupos de Consumidores/Usuários, os horários de consumo (em função do carregamento do sistema), os períodos de consumo (seco e úmido), os subsídios da baixa tensão à alta tensão.

A tarifa é composta de uma Parcela A, integrada pelos custos não gerenciáveis pelo distribuidor; de uma Parcela B, com os custos gerenciáveis, de uma parte financeira, que envolve passivos de usuários para com a concessionária ou vice-versa, variações cambiais, encargo de capacidade emergencial e tributos (PIS, COFINS, ICMS).

Na Parcela A, os custos não gerenciáveis envolvidos são ligados à compra de energia, aos encargos setoriais, aos custos com o transporte de energia pelas redes de transmissão, os encargos de conexão e encargos do ONS.

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) é um encargo do setor elétrico que rateia os ônus da geração térmica entre todos os consumidores e usuários (em função do custo adicional da energia térmica comparado com a energia hidráulica). A Lei nº 9.648 previu a redução da CCC, enquanto a Lei nº 10.438/2002 acabou com a

CCC no sistema interligado, mas a manteve no sistema isolado. A CCC financia o óleo diesel da geração termelétrica das áreas isoladas na Região Norte do País. A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de promover o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A Reserva Global de Reversão (RGR) (Decreto nº 41.019/57), voltada para o financiamento da reversão das concessões de serviços público de energia elétrica e a expansão do sistema. A Lei nº 9.648/98 previa a sua extinção, mas a Lei nº 10.438/2002 a prorrogou até 2010.

Incluídos na tarifa, como encargos setoriais, estão o pagamento da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (pelo alagamento de áreas por hidrelétricas - CF, art. 20, § 1º e Lei nº 7.990/89), a Taxa de fiscalização para a ANEEL, o financiamento da pesquisa de eficiência energética e do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.¹⁰

Por sua vez, a Parcela B inclui os custos gerenciáveis pelo distribuidor, com a operação, manutenção, depreciação pela vida econômica média dos bens afetados e a remuneração (do custo do capital, próprio ou de terceiros). Sobre esses é que incide uma maior preocupação do regulador, no momento de examinar pleitos de alteração de tarifas.

Os mecanismos de preservação da tarifa podem se dar pelo reajuste, com aplicação do indexador previsto no contrato, e pela revisão programada, pelo sistema de *price up*, prevendo-se a indexação dos custos gerenciáveis, com a busca de partilha periódica dos ganhos de eficiência, levando-se em consideração um "Fator X", calculado sobre a expectativa de produtividade sobre a satisfação do consumidor/usuário. Não é necessária a previsão contratual da possibilidade de revisão extraordinária. A tabela 3 a seguir apresenta uma síntese da composição tarifária distinguindo-se os custos gerenciáveis e os não gerenciáveis.

¹⁰ Para uma análise detalhada dos encargos setoriais visite: <http://www.aneel.gov.br/527.htm>

Tabela 3 Composição da Tarifa

COMPOSIÇÃO DA TARIFA

PARCELA A (Custos não gerenciáveis)	PARCELA B (Custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão RGR	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis Fosséis CCC	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	
TFSEE	Serviços de terceiros
Rateio dos Custos do PROINFA	Despesas Gerais
Conta de Desenvolvimento Energético CDE	
Encargos da Transmissão	Despesas de Capital
Uso da Rede Básica de Transmissão	Cotas de depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do capital
Uso das Instalações de Conexão	
Transporte da Energia de Itaipu	
Operador Nacional do Sistema	
Compra de Energia para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo, Leilões	

Fonte: ANEEL: Cadernos Temáticos Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

A aquisição da energia de uma PCH por concessionária distribuidora apresenta dificuldade para a fixação da tarifa que remunere o investimento. A PCH não poderá concorrer com as Centrais de Grande Porte em função da economia de escala. As tarifas que viabilizam a PCH são, em geral, superiores àquelas das grandes centrais. Este é um dos obstáculos para a implantação de PCH.

3.4. INICIATIVAS DO GOVERNO PARA ESTIMULAR A PCH

Não há dúvida de que o programa PCH, ao longo da história, sempre dependeu de iniciativas governamentais. A partir do momento em que as centrais hidrelétricas passaram a usar a unidade MW em substituição a KW, ou seja, deixaram de ser pequenas e passaram a ser de grande porte, as PCH foram rigorosamente esquecidas e somente nos anos 80 começaram a surgir iniciativas do Governo para revitalização e expansão do setor.

Antes da onda de privatizações e da criação da ANEEL, a regulação das empresas do setor de energia elétrica era, tradicionalmente, exercida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao Ministério das Minas e Energia. Como afirma Bahiense (2002), nessa configuração, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao poder executivo, o que implicava em uma relação turva entre o regulador e o regulado, uma vez que permitia um alto grau de arbítrio no exercício do poder de monopólio por parte das empresas estatais. Neste cenário a PCH não encontrava condições de se desenvolver.

Com a reforma o Estado passa a se concentrar no papel de definição das decisões políticas e na fixação de um planejamento, tendo como principais instituições de sua ação o Ministério das Minas e Energia (MME), no qual se integram o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Neste contexto é que surge a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pela Lei 10.847/04, voltada para o desenvolvimento de soluções que promovam a expansão da oferta de energia elétrica e preserve as condições de competitividade do mercado.

O Estado desenvolveu ações como a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia (Lei 10.295/2001), o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) (Lei 10.438/2002) reforçando-se o papel estatal de fomento de novos empreendimentos, por via da ação do BNDES, do BNDES Participações (BNDESPAR) e da própria ELETROBRÁS.

A nova ordem econômica no setor elétrico é calcada no fortalecimento da regulação em que pese todo o esforço do Governo para a promoção de novos investimentos. Entretanto, com a Lei nº 10.848/2004, o poder concedente volta a ser exercido pela União, por meio do MME. Tal mudança, que teria ocorrido de forma

abrupta, com esvaziamento de poderes das agências reguladoras preocupa o investidor num momento em que se busca a atração de investimentos num cenário de carência de recursos públicos. Para o investidor em PCH a preocupação é ainda maior, vez que associa a competição com as grandes centrais com a fragilidade do sistema de regulação.

O novo papel do Estado não descarta sua presença como agente executor das ações de geração, transmissão e distribuição. Neste ponto, note-se que houve a preservação de empresas estatais de grande porte como Furnas Centrais Elétricas S/A (FURNAS), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/S (ELETRONORTE), as quais, pouco, ou quase nada, interessam-se por PCH.

É interessante observar, também, que foi previsto um novo papel para a Petrobras, com a inclusão de atividades de energia no seu objeto social. (Lei nº 10.438/2002, art. 26). A Petrobrás e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com outras empresas para expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo, bem como a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritárias ou minoritariamente, a outras empresas. A BR Distribuidora promoveu alteração nos seus estatutos e associou-se com grupos empreendedores de PCH para desenvolver o programa. Esta iniciativa, sem dúvida, é um marco importante na história da PCH no Brasil conquanto os aproveitamentos selecionados até então já estivessem participando do PROINFA. Iniciativas dessa natureza deveriam ser ampliadas visando tornar produtivos centenas de aproveitamentos existentes que poderão gerar energia de fonte renovável, com baixo impacto ambiental e, em muitos casos, geração distribuída.

3.5. O PAPEL DA ANEEL NA EXIGÊNCIA DE CUMPRIMENTO DE PRAZOS

A ANEEL exerce o principal papel para a PCH. É importante conhecer os fundamentos básicos da ANEEL para fazer a correta avaliação do grau de obstáculo que o mecanismo da regulação exerce sobre o programa PCH.

A lei 9.427/96 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e qualificou sua natureza jurídica de autarquia sob regime especial, o que permite ao

órgão usufruir de relativa independência, já que é dispensado de subordinação hierárquica direta, embora vinculada ao ministério setorial no cumprimento do contrato de gestão.

Dentre as principais funções da agência, podem-se destacar as seguintes: (ANEEL, 2006): (1) regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; (2) atender reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; (3) mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; (4) permitir e autorizar instalações e serviços de energia; (5) garantir tarifas justas; (6) zelar pela qualidade do serviço; (7) exigir investimentos; (8) estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

A transparência da gestão da agência é importante para afastar o risco de captura e dar legitimidade social às suas iniciativas. A agência tem alguns mecanismos comuns para garantir esse quesito, a saber: não-coincidência de mandatos de seus diretores e previsão, no regimento interno, de estabelecimento de canais de comunicação com a sociedade. A não-coincidência de mandatos é desejável para evitar vícios administrativos e estimular a renovação administrativa dos órgãos (BAHIENSE, 2002, p.87).

Os canais de comunicação com a sociedade, por sua vez, são previstos no regimento interno, em especial: consultas públicas em audiências prévias às tomadas de decisão; divulgação por meio de internet e publicação de versões preliminares de regulamentações para apreciação dos interessados (PIRES, 2000).

Ressalte-se que é competência da ANEEL exigir que os investimentos para a implantação das usinas sejam realizados. No caso de PCH, após a outorga da Autorização, a ANEEL fixa o prazo para o aproveitamento iniciar a geração. Entretanto, a grande maioria não cumpre esse prazo, sob as mais diversas alegações, e alguns aproveitamentos permanecem com pendências por muitos anos. A título de exemplo o PROINFA habilitou 102 Aproveitamentos todos com Autorização da ANEEL outorgada e com Licença Ambiental de Instalação (LI). Desta habilitação foram selecionados 62 com prazo para início de operações previsto para 30 de dezembro de 2006. Posteriormente o prazo foi prorrogado para 2008 e a expectativa é que apenas 30% dos Aproveitamentos habilitados cumpram este novo prazo.

3.6. REGULAMENTAÇÃO DA PCH

A definição de PCH foi inserida pela primeira vez na legislação do setor elétrico em 1982, na Portaria do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) nº 109. Este dispositivo legal estabeleceu que seriam consideradas PCH aquelas centrais hidrelétricas que contemplassem cumulativamente as seguintes características:

(1) Operassem a fio de água ou no máximo com regularização diária; (2) tivessem barragens e vertedouros com altura máxima de 10 metros; (3) não utilizassem túneis; (4) possuíssem estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão turbinável de, no máximo, 20 m³/s; (5) fossem dotado de unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW, limite que buscava unicamente garantir que a indústria nacional teria condições de produzir esse tipo de equipamento; (6) tivessem potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW. Em 1987, pela Portaria DNAEE nº 136, manteve-se as características associadas apenas à potência, passando PCH a ser aquele aproveitamento hidrelétrico com potência total de 10.000 kW e com unidades geradoras de, no máximo, 5.000 kW.

No final de 1997, por meio de sucessivas Medidas Provisórias, o limite passa de 10 MW para 25 MW, sendo que, em 1998, a Lei 9.648 fixou finalmente esse limite em 30 MW.

A Lei 9.648 foi regulamentada pela Resolução 394 de 4/12/98 da ANEEL, que ratifica o conceito que são consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas todas aquelas cuja potência elétrica instalada é igual ou inferior a 30 MW. Uma característica própria das PCH é dispensar a licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Resolução 395/1998 da ANEEL, por sua vez, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como na autorização de exploração de centrais hidrelétricas de até 30 MW. Tal Resolução, no que tange às pequenas centrais, é detalhada pelo Despacho ANEEL 173/1999.

Analisando-se tais dispositivos, podem-se enumerar os critérios de seleção para os projetos já aprovados:

I – Aquele que possuir participação percentual na produção de energia elétrica do sistema interligado inferior a 1%.

II – Aquele que não seja agente distribuidor de energia elétrica na área de concessão ou sub-concessão na qual esteja localizado o aproveitamento hidrelétrico objeto da autorização.

II – Aquele que for proprietário ou detiver direito de livre dispor da maior área a ser atingida pelo aproveitamento em questão, como base em documentação de cartório de registro de imóveis.

IV – Aquele que possuir participação na comercialização de energia elétrica no território nacional inferior ao volume de 300 GWh/ano.

Lago & Nóbrega (2006) demonstram que o Poder Público tem procurado estabelecer, por meio de leis e de atos regulamentares, uma série de atrativos e benefícios com o objetivo de estimular a implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Quais sejam:

- Autorização não onerosa para explorar o potencial hidráulico (Lei 9.074/95 e Decreto 2003/96)
- Descontos superiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (Lei 9.427/95 e Resolução ANEEL 281/99)
- Livre comercialização de energia com consumidores de carga igual ou superior a 500 kW distribuição (Lei 9.427/95)
- Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Lei 9.427/96)
- Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível (CCC), quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados (Região Norte e Centro-Oeste) (Lei 9.648/98 e Resolução ANEEL 245/99)
- Comercialização das energias geradas pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas com concessionárias de serviço público tendo como teto tarifário o valor

normativo estabelecido para esta classe de empreendimento (Lei 9.427/96, 9.648/98 e Resolução ANEEL 22/2000).

- Mecanismo de Relocação de Energia (MRE) para centrais hidrelétricas conectadas ao sistema interligado e não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (Decreto 2.655/98 e Resolução ANEEL 169/2001).

A regulação praticada sob a liderança da ANEEL é, de fato, bastante favorável ao desenvolvimento da PCH. Não se pode atribuir ao sistema regulador a responsabilidade pelo baixo ritmo de implantação de PCH no Brasil. Ressalva-se, entretanto, a incapacidade da ANEEL, em solucionar questões que envolvem alguns aproveitamentos e que permanecem por décadas sem serem construídos. Entende-se que o País não pode prescindir da exploração correta dos seus recursos naturais por questões de ordem exclusivamente empresariais. Ao órgão regulador cabe estabelecer prazos e adotar punições que possam inibir a longevidade das pendências.

O Brasil, seguindo uma tendência mundial, tem desenvolvido esforços para a atração do capital privado para financiar projetos de infra-estrutura. Esta iniciativa tem enfrentado o obstáculo criado pela mudança regulatória que, de forma brusca, transferiu para o Governo decisões que estavam a cargo da ANEEL.

Hoje, questiona-se a estabilidade jurídica e regulatória para que o mercado energético atue em sua plenitude, de forma organizada, com regras claras e justas, garantindo assim um ambiente estável para investimentos. Tais necessidades são indispensáveis para o desenvolvimento sustentado do setor e a consolidação do modelo regulatório. A edição de normas tratando de forma benéfica os empreendimentos de pequeno porte é uma tentativa de incentivar a implantação de PCH, e, com isso, minorar as deficiências no setor.

3.7. IDENTIFICAÇÃO DAS BARREIRAS REGULATÓRIAS

As questões relativas aos padrões técnicos de conexão e atendimento, sobretudo para a rede de distribuição, encontram-se ainda pouco explicitadas na legislação brasileira, segundo estudos de Brighenti (2003). O que se possui no momento é a

Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999 com algumas alterações, que, no entanto, são insuficientes em relação à divisão de responsabilidades quando o acesso se dá na rede de distribuição. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui regras definidas para o acesso à rede básica, denominadas Procedimentos de Rede, que definem as responsabilidades de cada agente no acesso a estas. No entanto, a maioria dos empreendimentos de PCH, devido ao seu porte, tem sua instalação viabilizada para tensões inferiores a 230 kV, que é a tensão mínima para a rede básica.

Há que se observar que sendo a PCH uma fonte de Geração Distribuída (GD) como tal deve ser conectada a rede de distribuição. Entretanto não é simples esta conexão. Na maioria dos casos a PCH é bastante onerada para que a sua energia alcance a rede de distribuição. Entretanto, a GD localiza-se, por definição, próxima aos centros de cargas elétricas e suas unidades geradoras, além de contribuir para o suprimento do mercado local, desempenham um papel importante para o conjunto do Sistema Interligado, reduzindo os riscos de instabilidade e aumentando, conseqüentemente, a confiabilidade do suprimento. Ressalte-se que a GD, em nenhuma hipótese, competirá ou substituirá a geração de forma centralizada. A grande maioria dos consumidores do sistema elétrico brasileiro continuará dependendo da geração centralizada e a GD terá o papel de complementar e melhorar a qualidade de suprimento. O aumento da GD na rede, proporciona melhorias de qualidade do sistema contribuindo para a estabilização da curva de carga, preservando o suprimento elétrico em nível estável e diminuindo a diversidade atual entre as necessidades de suprimento em horários de ponta e o de fora de ponta. A GD poderia, portanto, promover importante revisão das diferenças hoje existentes entre as tarifas nestes dois horários e permitir a redução de investimentos em Linhas de Transmissão (LT) evitando as redundâncias que provocam ociosidades na transmissão e geração centralizada para atender às exigências de ponta.

O ambiente regulatório, entretanto, não reconhece os méritos da geração distribuída para a PCH. Para a conexão à rede, a PCH é submetida a uma variedade de requisitos técnicos e operacionais definidos pela proprietária da rede de distribuição local, requisitos que se encontram sem padronização regulamentar.

Outro aspecto regulatório que merece registro é a questão do cumprimento dos prazos. Sabe-se que a maioria dos aproveitamentos inventariados, licenciados ambientalmente e autorizados pela ANEEL, pertencem a empresas de pequeno porte, sem as condições necessárias e suficientes para implantar a PCH. Enquanto estes

aproveitamentos não são transferidos ou vendidos ficam pendentes e não cumprem os prazos estabelecidos pela ANEEL. Aqui cabe maior eficiência do órgão regulador para o cumprimento dos prazos sob pena da perda da Autorização.

4. REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E O MERCADO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

O presente capítulo traz uma breve reconstituição histórica da evolução do setor elétrico brasileiro, buscando identificar eventuais barreiras ao desenvolvimento da PCH e analisando o posicionamento do Programa PCH em face da reestruturação do setor. Traz ainda uma visão panorâmica do mercado, e, especificamente, do mecanismo de comercialização de energia das Pequenas Centrais Hidrelétricas.

4.1. PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro nos anos 80 encontrou o Programa PCH em absoluta paralisação. Não havia interesse do setor público em investir em PCH por falta de recursos e o setor privado também não se sentia atraído em face das questões regulatórias e da política tarifária. O País apresentava um quadro caracterizado pelo crescimento da população urbana e avanços da indústria, comércio e serviços o que significava forte pressão da demanda por energia elétrica. Vivia-se, àquela época, um choque entre as correntes favoráveis à nacionalização do setor elétrico e aquelas que defendiam o capital estrangeiro e o liberalismo (Garrido, 1999). Para uma melhor compreensão das condições que antecederam a reforma do setor elétrico brasileiro, é interessante observar o que escreveu Leite (1998):

(...) a primeira grande mudança, de base ideológica, ocorreu a partir dos anos trinta, com a promulgação do Código de Águas que estabeleceu a separação entre o direito de propriedade do solo, de um lado, e, de outro, o dos recursos hídricos existentes em sua superfície. (...) a demora na regulamentação do Código criou clima de incertezas. Reduziram-se os investimentos e os serviços entraram em decadência (...) o que levou o governo federal à primeira grande iniciativa de ação direta: a construção da usina de Paulo Afonso (1948). Excetuada esta iniciativa foi um quarto de século de relativo imobilismo. A segunda grande mudança, essencialmente pragmática, se

iniciou com o presidente Kubitscheck, quando o suprimento de energia se havia tornado precário em quase todo o país. (...) Marcou época a construção da usina de Furnas, com ampla repercussão em vários Estados. (...) As crises políticas e econômicas (...) levaram o país ao impasse de 1964. Logo a seguir foi retomado o crescimento econômico bem como o processo de organização do setor de energia elétrica (...). A regulamentação dos serviços se aperfeiçoava e várias empresas se consolidavam econômica e financeiramente. Foi quase um quarto de século de progresso (...) o governo Geisel lança gigantesco programa de energia, com Itaipu, que já era compromisso binacional, e Tucuruí, além de ambicioso complexo nuclear. Comprou-se a Light. Os investimentos ultrapassavam a capacidade financeira das empresas e do próprio governo federal, que sofria novo impacto negativo com o choque de 1979. No domínio regulamentar instituíram-se a contenção e a equalização tarifárias, de trágicas conseqüências (...). Com a contribuição de alguns desmandos do governo começava a derrocada do setor elétrico. (...) Na terceira grande mudança, ora em curso, procura-se privatizar o sistema por motivos ao mesmo tempo ideológicos e pragmáticos¹¹...” (p. 9-10).

Dessa forma, como conclui Garrido (1999), a indústria de energia elétrica se consolidou, fortalecendo-se no regime militar e sendo alimentada por financiamentos externos, formando-se um modelo híbrido de estatização de propriedade federal e estadual, com pequena participação privada.

Segundo dados do MME (1996) o sistema elétrico brasileiro alcançou resultados notáveis, tendo expandido sua capacidade instalada de 5 GW em 1948 para 55 GW no final de 1995. A indústria mantinha, nesta época, uma estrutura de produção 96% em bases hídricas, com dois sistemas de transmissão interligados e sistemas de distribuição que atendem mais de 95% dos domicílios urbanos.

¹¹ Para a leitura da íntegra, o trabalho de Leite encontra-se no site <http://www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/leite1.doc>.

Até 1980 a coexistência entre as concessionárias controladas pelos governos estaduais e as empresas do governo federal se desenvolvia harmoniosamente. Esta situação era sustentada por um arranjo institucional em que a ELETROBRÁS detinha o papel de supridora de recursos para as concessionárias, e também, graças a um complexo mecanismo de transferência de recursos intra-setoriais, no qual a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Reserva Global de Garantia (RGG), oriundas de parcelas da receita operacional das empresas, que constituíam os recursos utilizados pela *holding* para viabilizar a equalização tarifária, alocando recursos nas concessionárias de regiões menos desenvolvidas. Constata-se a absoluta falta de espaço para o Programa PCH tanto nos programas de investimentos em geração das estatais federais e estaduais como também pela ausência de qualquer mecanismo de atração do capital privado.

Todavia, como acentua Garrido (1999), essa situação de viabilidade se torna crítica a partir da crise do petróleo, e em razão de decisões governamentais de rigor e contenção do gasto público, que provocam a crise financeira do setor.

De acordo com Martínez (1997, p.29), no decorrer da década de 80 a situação das empresas agravou-se:

“houve um aumento da inadimplência entre as empresas do setor e uma crescente escassez de recursos para novos investimentos, resultado da contenção tarifária – dentro de políticas, malsucedidas, de controle inflacionário – e de uso das empresas elétricas para captação de recursos no exterior”.

Segundo o MME (1996, p.10-1) a natureza da crise do setor de energia elétrica não está na escassez ou deterioração dos serviços públicos prestados pelas concessionárias, mas deveu-se principalmente aos pontos a seguir:

- Perda da capacidade de realizar investimentos necessários (cerca de US\$ 6 bilhões/ano); Manipulação das tarifas pelo governo, como instrumento de políticas antiinflacionárias;
- Investimentos em projetos antieconômicos, por razões geopolíticas ou para equilibrar a balança de pagamento do país;
- Disputa por novas concessões entre as empresas federais e estaduais;
- Equalização tarifária, provocando ineficiência e aumento de custos;
- Ineficácia do órgão regulador Departamento Nacional de Água e Energia

Elétrica (DNAEE);

- Instrumentalização política de várias concessionárias;
- Impedimentos para a aplicação da legislação do setor.

A situação de impasses financeiros do setor elétrico, que se coaduna com a crise do setor público, passa a configurar também uma crise institucional, preconizadas pelo novo governo que toma posse em 1990, através de diretrizes de redução da participação estatal na economia, especialmente com a criação em abril de 1990 do Plano Nacional de Desestatização (PND).

Contemporaneamente, o setor elétrico brasileiro é regulado através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia constituída através da Lei nº 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, com a finalidade de *"regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do Governo"*.

O Governo Federal é acionista majoritário da Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS), uma "holding company", com funções de coordenação do planejamento e da operação, captação e aplicação de recursos para financiar as atividades do setor elétrico, antes da reestruturação iniciada nos anos 90. A estrutura do setor elétrico que entrou no processo de desestatização foi formulada no início dos anos 70 sob um modelo no qual o Governo Federal construía e operava a geração e a transmissão de energia elétrica, enquanto os governos dos Estados da Federação tinham a responsabilidade da distribuição dentro do seu território.

Posteriormente os Estados, através das suas companhias distribuidoras, especialmente a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Companhia de Eletricidade de São Paulo (CESP), e a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), no Paraná, construíram e ampliaram o parque gerador que já possuíam e a ELETROBRÁS adquiriu distribuidoras.

Logo, o modelo original foi desvirtuado. Os Estados agiram por questões políticas e de reafirmação de autonomia em relação ao Governo Federal, enquanto que a ELETROBRÁS adquiriu a Light S.A. Serviços de Eletricidade, do grupo Canadense BRASCAN, e a Centrais Elétricas do Espírito Santo (ESCELSA), com o propósito de saneá-las financeira e administrativamente. A ESCELSA foi privatizada em julho de

1995 e a LIGHT em maio de 1996 (Santos, 1999).

Especificamente sobre o setor elétrico, Santos (1999), com base em estudos do MME, enumera seis fatores decisivos para o Estado retirar-se do cenário como acionista majoritário:

- esgotamento da capacidade financeira do Estado para realização de investimentos em infra-estrutura;
- a necessidade de ampliar o sistema elétrico nacional com eficiência;
- o esgotamento dos ganhos de eficiência com incremento de escala de projetos e integração dos mercados que, já atingidos, implicam custos crescentes das futuras expansões;
- o surgimento de novas alternativas tecnológicas que permitem a geração de energia elétrica a preços inferiores aos da expansão convencional;
- a consolidação da interligação dos sistemas de transmissão que possibilitou o livre acesso dos produtores e consumidores, e
- as novas alternativas tecnológicas de geração elétrica (solar, eólica, biomassa, células combustíveis) que deverão induzir o surgimento, no mercado, de agentes mais dinâmicos do que os tradicionais monopólios.

Para completar a visão panorâmica do setor elétrico brasileiro vale citar que a fonte de energia hidráulica no Brasil pode ser representada por três classes de empreendimentos: as Mini Centrais Hidrelétricas – mCH ($P \leq 1.000$ kW), as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (1.000 kW $< P \leq 30.000$ kW) e as Usinas Hidrelétricas – UHE ($P > 30.000$ kW). Esta modalidade de geração de energia responde por cerca de 70% da totalidade de geração elétrica e apresenta um potencial explorável capaz de triplicar a oferta atual de eletricidade no Brasil.

4.2. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro encontra-se em fase de reestruturação, adaptando-se à política de desoneração das responsabilidades infra-estruturais do Estado para um modelo de economia de mercado, com eventuais intervenções estatais no exercício do poder regulador. Para esse tipo de análise, a caracterização da energia, como bem de consumo e de suas fontes de geração como campo de investimento financeiro, trazem

consigo uma nova realidade em relação aos dos grandes empreendimentos com pesados aportes financeiros e sensíveis impactos sócio-ambientais. Nesse sentido, a expectativa de atrair capitais está ligada à possibilidade da pulverização dos empreendimentos de pequeno porte, da sua agilidade construtiva e operativa e da existência de mercados consumidores garantidos. Por isso, caracteriza-se menos dependente do sistema nacional de transmissão por grandes redes, além da possibilidade de tempos mais curtos de retornos dos investimentos. Este é o ambiente próprio para atrair novos investimentos em PCH. Uma vez assegurada a liquidez dos contratos de compra e venda de energia elétrica, estabelecido um preço da energia capaz de remunerar adequadamente o investimento e assegurada a estabilidade das regras e mecanismos reguladores do setor, o programa PCH contará com as condições básicas para o seu acelerado desenvolvimento.

Conforme destaca Santos (1999), o modelo era estatal de controle híbrido: federal e estadual. Estados como Minas Gerais, Rio Grande do Sul, São Paulo e Paraná assumiram a expansão da geração paralelamente aos serviços de distribuição de energia. O Governo Federal ingressa na indústria através da criação da ELETROBRÁS, na década de 60, constituída pelas suas geradoras regionais. Conquanto o modelo tenha apresentado excelentes resultados em sua fase inicial, deve-se ressaltar que a região norte, submetida ao regime do “sistema isolado” não apresentou nenhuma melhoria no campo da eletricidade. Para esta região, nos anos 80, foi instituído um programa de atração do capital privado para implantar e operar usinas hidrelétricas, PCH ou não, voltadas ao atendimento do mercado consumidor local. Este programa apresentou resultados precários em virtude, principalmente, da dificuldade de obter-se financiamento para os empreendimentos em face da inadimplência das distribuidoras locais pertencentes, à época, aos estados.

Os governos não se dispuseram a realizar os ajustes requeridos para a consolidação do modelo, seja pelas crises políticas ou pela falta de arcabouço legal que sustentasse a readequação do setor aos novos tempos de modernização. A demora de definições levou ao esgotamento do modelo e sua irreversibilidade foi acelerada pelo fracasso do Estado no papel de empresário. Santos (1999) busca as razões para o fracasso: falta de recursos para financiar os investimentos, captura do Estado pelos agentes, ineficiência inerente às grandes estruturas estatais e, finalmente, em função do movimento de globalização.

Por outro lado, de acordo com o estudo do MME (1996), o agravamento da situação das empresas estatais do Setor Elétrico Brasileiro deu-se pelo fato do Governo usar as tarifas de energia para amenizar efeitos inflacionários, não concedendo reajustes tarifários nas épocas oportunas, privilegiando os grandes consumidores e os segmentos sociais de baixa renda com tarifas artificialmente reduzidas. Com o passar dos anos estas práticas acumularam vultosos passivos do Governo para com as estatais, através do mecanismo denominado Conta de Resultados a Compensar (CRC) e provocaram importantes desequilíbrios na situação patrimonial das companhias.

A partir de 1993, houve diversas alterações na legislação do setor elétrico, visando “...à entrada de capitais privados, ao aumento da competição e ao início do processo de privatização” (Martínez, 1997).

Em julho de 1995 foi promulgada a Lei no 9.074 que estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões e permissão de serviços públicos. Algumas das principais inovações trazidas por estas leis de concessões (nºs 8.987 e 9.074), segundo MME (1996) são apresentadas a seguir:

- Prorrogação das concessões por prazo até 20 anos, desde que reagrupadas segundo critérios de nacionalidade operacional e econômica.
- Adequação do processo de privatização das empresas do setor elétrico, com a outorga das concessões por um período de 30 anos.
- Apresentação pelas concessionárias dos planos de conclusão de usinas em andamento, obrigatoriamente em parceria com o capital privado.
- Licitação de concessões de geração para o serviço público nos valores acima de 1 MW para usinas hidrelétricas e acima de 5 MW para térmicas.
- Criação da figura do produtor independente de energia.
- Determinação da definição de uma rede básica de transmissão e correspondente licitação de cada novo trecho.
- Separação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição.
- Formação de consórcios para usinas de geração destinadas ao serviço público, produção independente e autoprodutores.

- Livre acesso para a transmissão e liberdade de escolha do fornecedor de energia; os consumidores já ligados terão o direito de escolher o fornecedor de forma progressiva, de acordo com a tensão e potência; os novos consumidores, desde que tenham demanda superior a 3 MW, independente da tensão, poderão optar pelos seus fornecedores.
- Autorização de acordos da União com os Estados para fiscalização e controle de serviços públicos de eletricidade.
- Extinção da “reserva de mercado” das concessionárias federais sobre os potenciais hidrelétricos de suas áreas (MME, 1996, p. 16-7).

Para Greiner (1997a, p.1) as Leis nºs 8.987/95 e 9.074/95 “... foram o ponto de partida para a reforma”, pois “...definiram as diretrizes básicas para um mercado competitivo...”, determinando ainda o “... fim da verticalidade da indústria”.

O novo desenho, conforme Paixão (1997b, p.1), molda um setor elétrico onde:

“...o governo seja somente formulador de políticas, regulador e fiscalizador, transferindo a novos agentes as tarefas operacionais; a participação privada seja significativamente aumentada, os agentes sejam específicos para os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização e a competição exista sempre que possível, com a regulamentação restringindo-se aos campos realmente necessários”.

Dentre as várias mudanças conceituais que o novo modelo propõe, uma delas é a distinção entre a utilização do recurso hídrico e a instalação industrial para produção de energia, denominada usina hidrelétrica. Anteriormente a implantação de usinas hidrelétricas requeria prévia concessão do Governo (Santos, 1999).

Enquanto anteriormente o setor era um monopólio, com predominância estatal e coordenação federal da ELETROBRÁS, o novo modelo foi concebido com presença marcante de agentes privados, funções integrativas sendo exercidas por organismos independentes e função de regulação destinada ao governo.

Inicialmente as Pequenas Centrais Hidrelétricas constavam do Plano 2010 da ELETROBRÁS, vinculadas ao planejamento energético exclusivamente para o atendimento de comunidades isoladas, em critério assistencialista emergencial, em

função da sintonia dos investimentos alicerçados na premissa dos ganhos de escala, por empresas concessionárias estatais. Razão porque, mais uma vez, o programa PCH não contava com os meios para o seu avanço.

Já no Plano 2015 da ELETROBRÁS, apontava-se para a hipótese da entrada da PCH em uma caráter marginal, no planejamento da matriz energética em função da regulamentação da venda do excedente elétrico, na figura dos autoprodutores e dos produtores independentes. Esta regulamentação já foi feita através do Decreto Lei 2003 de setembro de 1996, definindo como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) 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. A mesma lei regulamentou a figura do Autoprodutor de Energia Elétrica (AP), como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão e autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu próprio uso.

4.3. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DA PCH

Não há dúvida da importância da venda da energia da PCH como fator primordial na viabilização dos aproveitamentos e conseqüentemente acelerar ou retardar a implantação do programa. Portanto, cabe uma análise cuidadosa deste assunto na tentativa de identificarem-se eventuais barreiras.

O valor da energia comercializada em PCH não se desvincilha das condições comerciais da energia hidrelétrica. No caso de compradores de energia para distribuição em mercado cativo, ambiente regulado, a ANEEL fixa valores das tarifas de geração pelo Valor Normativo (VN). No mercado livre, ambiente não regulado, o valor da energia é estabelecido por contratos bilaterais. (DOEHLER, 2003).

A PCH pode vender energia diretamente para a Distribuidora, para o Consumidor Livre ou para a ELETROBRÁS, caso esteja integrando o PROINFA. Em qualquer hipótese deverá considerar os seguintes custos:

- Custo de conexão à Rede Básica
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Nos sistemas isolados do Norte do País as PCH vendem sua energia diretamente às Distribuidoras mediante negociação direta dos termos do contrato de compra e venda de energia. Este mercado não exerce forte atração para PCH em função da incompatibilidade entre os custos de implantação da usina em face da política tarifária praticada pelas concessionárias no ambiente regulado. A energia consumida nos sistemas isolados é predominantemente térmica a partir do consumo de óleo diesel e, portanto, bastante onerosa. Para que os consumidores do sistema isolado possam pagar tarifas equivalentes ao sistema interligado, o Governo instituiu o mecanismo chamado Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) que é um encargo destinado à compra do óleo diesel e do óleo combustível usados nas usinas termelétricas dos sistemas isolados pago por todos os consumidores do país na fatura mensal de energia elétrica. A conta CCC também pode, mediante sub-rogação, reembolsar os investimentos realizados em fontes alternativas de energia, entre elas PCH, na medida em que haja substituição do consumo de combustíveis fósseis para geração de eletricidade. Ainda assim o programa PCH nos sistemas isolados apresenta fraco desempenho e alguns aproveitamentos demoram mais de uma década para a sua efetiva implantação.

4.3.1. A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO PROINFA

Os contratos resultantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) contemplam a compra, por 20 anos, da energia gerada pelos empreendimentos selecionados. Os contratos terão como base o montante de Energia de Referência (ER), estabelecido pela ANEEL em ato autorizativo, para cada central geradora.

O preço da energia contratada da Pequena Central Hidrelétrica tem como base o valor econômico correspondente à sua tecnologia, tendo como piso 70% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. O Valor Econômico referente à Tecnologia Específica da Fonte será fixado por meio de portaria do Ministério de Minas e Energia e reajustado até a data de assinatura do contrato pelo Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M). (MME, 2004)

Os futuros empreendedores deverão indicar a previsão de geração anual da central, de forma a orientar a ELETROBRÁS no preparo de modularização do PROINFA, procedimento que auxiliará na elaboração do Plano Anual de Aquisição de Energia Elétrica.

Se a PCH disponibilizar para o PROINFA apenas uma parcela de sua capacidade instalada (repotenciação), a energia de referência será calculada multiplicando-se o valor obtido pelo fator “k” de participação, alcançado pela razão da diferença entre as energias de referência total e média pela energia de referência total. (MME, 2004)

Os desvios de energia gerada ocorridos em um ano com relação à energia anual de referência serão compensados no ano seguinte, em doze parcelas idênticas, debitando ou creditando sobre os valores a serem pagos.

Com base nos valores de energia de referência de cada empreendimento, homologados pela ANEEL e revisados de cinco em cinco anos, a ELETROBRÁS elaborará o Plano Anual de Aquisição de Energia Elétrica do PROINFA, que deverá ser encaminhado à ANEEL para homologação até 30 de outubro do ano anterior ao de sua vigência.

No Plano PROINFA constará o montante anual de recursos financeiros a serem rateados por todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) (exceto a Subclasse Residencial Baixa Renda), incluídos aí os custos administrativos, financeiros e os encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS, além da previsão dos percentuais de reajuste dos contratos.

Até 30 de novembro de cada ano, a ANEEL estabelecerá, com base no Plano PROINFA, as quotas de energia e de custeio correspondentes a cada agente que comercializa energia com o consumidor final. Estas quotas serão estabelecidas proporcionalmente ao consumo verificado e utilizadas por todos os consumidores finais atendidos pelo SIN, (MME, 2004).

A receita anual do produtor de energia será calculada com base no Plano Anual de Oferta de Energia de seu empreendimento, a partir da quantidade de energia contratada pela ELETROBRÁS.

Para PCH que não optar por participar do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a ELETROBRÁS contabilizará, para cada central geradora, as variações mensais entre os montantes de geração contratados e os efetivamente gerados (em

MWh), referidos ao Centro de Gravidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional. A diferença mensalmente apurada para cada central será compensada anualmente, nos pagamentos subsequentes a serem realizados pela ELETROBRÁS, valorada pelo preço de contratação, no mês da compensação (MME 2004).

Para PCH que optar por participar do MRE, a ELETROBRÁS contratará a energia assegurada, em conformidade com as regras da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Sem dúvida o PROINFA é a melhor opção para PCH. Os empreendimentos selecionados vendem a totalidade da sua energia à ELETROBRÁS mediante um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE). Este contrato assegura ao empreendedor a garantia de colocação da sua energia com a liquidez que a estatal oferece. Trata-se do documento que o sistema bancário deveria aceitar como garantia dos recebíveis e desonerar o empreendedor com outras formas de garantias reais e bancárias que comprometem a viabilidade do projeto. Em que pese o mérito do PROINFA a implantação dos aproveitamentos selecionados encontra-se bastante atrasada apesar da prorrogação do prazo por mais 2 anos.

A meta do PROINFA para PCH, em sua etapa inicial, é a implantação de 1.100 MW de potência instalada. Para tanto selecionou 62 aproveitamentos dentre 102 habilitados cujo prazo de início de geração expirava em dezembro de 2006. Posteriormente este prazo foi prorrogado para 2008 e a expectativa é que apenas a metade, ou menos, da PCH seja concluída. Em recente trabalho Albuquerque (2006) procedeu a cuidadoso levantamento da situação dos aproveitamentos contratados pelo PROINFA e concluiu que apenas 2 já entraram em operação. As causas desta performance residem, basicamente, nas condições de financiamento e das garantias exigidas.

4.4. IDENTIFICAÇÃO DE BARREIRA FINANCEIRA

De um modo geral o principal financiador de PCH é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). As exigências do banco para enquadramento e aprovação dos financiamentos constituem-se no principal fator de atraso na implantação da PCH. É que muitos empreendedores não possuem o nível

patrimonial suficiente para responder pelas garantias exigidas pelo BNDES e necessitaram admitir novos sócios ou simplesmente vender o seu aproveitamento. Registre-se que para a obtenção da Autorização da ANEEL para a PCH não há nenhuma exigência de natureza patrimonial. Assim, pequenos empreendedores desenvolvem todas as etapas necessárias a viabilização de uma PCH até a obtenção de todas as licenças e o empreendimento não se inicia por falta de financiamento.

A falta de financiamentos para a implantação de PCH deve ser contornada. Não é admissível que expressivo número de aproveitamentos fique paralisado em virtude do financiamento. Ao empreendedor cabe a responsabilidade de implantar a usina a partir da Autorização da ANEEL e da licença ambiental. A falta de condições patrimoniais e de garantias para obtenção do financiamento não deveria justificar a paralisação da construção das usinas.

No caso dos aproveitamentos hidrelétricos com a autorização do órgão regulador emitida, licença ambiental concedida, energia comercializada e projeto de engenharia e viabilidade aprovadas, jamais deveriam ficar represados porque o empreendedor não dispõe de patrimônio suficiente para garantir o financiamento. Esta é uma barreira financeira que precisa ser removida.

5. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E IMPACTOS AMBIENTAIS

Este capítulo aborda a formação e evolução da consciência ambiental, os conceitos de impacto ambiental e como as Pequenas Centrais Hidrelétricas se relacionam com a sustentabilidade e o meio ambiente. Trata-se aqui, principalmente, da viabilidade das PCH, em face dos custos decorrentes dos possíveis impactos ambientais por elas produzidos.

5.1. EVOLUÇÃO DA CONSCIÊNCIA AMBIENTAL

A maioria das PCH construídas na primeira metade do século passado assim como as usinas hidrelétricas da Região Norte do Brasil não seriam implantadas hoje em função das exigências ambientais. Importantes usinas como a UHE BALBINA no Estado do Amazonas, próximo a Manaus e a UHE SAMUEL em Rondônia, próximo a Porto Velho, jamais seriam construídas segundo os atuais critérios de licenciamento ambiental. É necessário examinar cuidadosamente os conceitos do meio ambiente para que se possa constatar o grau de responsabilidade das exigências ambientais pelo atraso do programa PCH.

A noção de mercados e recursos ilimitados da década de 1960 revelou-se equivocada, porque ficou evidente que o contexto de atuação das empresas tornava-se cada dia mais complexo e que o processo decisório sofreria restrições cada vez mais severas. Um dos motivos dessa mudança no modo de pensar foi o crescimento da consciência ecológica, na sociedade, no governo e nas próprias empresas, que passaram a incorporar essa orientação em suas estratégias (Donaire, 2000).

O primeiro momento na formação de uma consciência ambiental foi a preocupação sobre os recursos hídricos e o saneamento básico. Este estágio pode ser denominado de conscientização.

Segundo Gusmão e Martini Junior (2003), diversos acidentes tecnológicos

ocorreram, principalmente nas décadas de 1970 e 1980, que presenciaram uma série histórica de situações de risco tecnológico maior (acidentes ampliados). Os desastres ambientais provocaram crescimento da conscientização ambiental em toda a Europa e Estado Unidos. As lições aprendidas com dois acidentes, Flixborough¹² e Sevezo¹³, originaram a Diretriz de Sevezo, que define uma rede de geração e transmissão de informação visando à prevenção de acidentes e o gerenciamento de riscos tecnológicos.

Nos Estados Unidos, o movimento ambiental foi além da criação da Agência de Proteção Ambiental (EPA -*Environmental Protection Agency*) e da aprovação das leis a partir da década de 60: o *Clean Air Act* (Lei do Ar Limpo), o *Clean Water Act* (Lei da Água Limpa), o *Toxic Substance Control Act* (Lei de Controle de Substâncias Tóxicas), entre outros. Nos anos 70 foi dado início às negociações com defensores do meio ambiente e empresas para encontrar forma mais eficientes de tratar os conflitos legislativos.

O início da percepção pública negativa do papel da indústria e a participação pública mais ativa nas questões ambientais deu-se com o nascimento da *responsabilidade ambiental* quando a cientista Rachel Carson publicou o *best-seller Silent Spring* (Primavera Silenciosa), denunciando - através do desaparecimento de pássaros nos campos americanos provocados pelo emprego do inseticida DDT (Dicloro Difetiltricloroetano) - como os padrões da sociedade da época estavam afetando o equilíbrio do planeta (Gusmão e Martini Junior, 2003).

Em julho de 1972, na Suécia, foi realizada a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente Humano, mundialmente conhecida como Conferência de Estocolmo¹⁴ que viria a acrescentar, definitivamente, às questões prioritárias discutidas pela Organização das Nações Unidas (ONU), - a paz, os direitos humanos e o desenvolvimento sustentável. A Conferência de Estocolmo foi o ponto de partida para todo o estudo e discussões posteriores envolvendo o meio ambiente, o crescimento econômico e a sustentabilidade.

A Conferência Mundial sobre Meio Ambiente, conhecida por Eco 92, realizada no Rio de Janeiro, foi capaz de alertar o mundo para a urgência de alcançar o desenvolvimento ecologicamente sustentável. Além disso, envolveu a classe

¹²Detalhes poderão ser vistos no site:

<http://www.cetesb.sp.gov.br/emergencia/riscos/acidentes/flixborough.asp>

¹³ <http://www.cetesb.sp.gov.br/emergencia/riscos/acidentes/seveso.asp>

¹⁴ <http://www.silex.com.br/leis/normas/estocolmo.htm>

empresarial no debate acerca dos problemas ambientais, fazendo com que esta desenvolvesse maior interesse pelo assunto, uma vez que o desenvolvimento sustentável pode se traduzir em ganhos para a empresa (Schimidheiny, 1992). A consciência ambiental teve início a partir de graves acidentes industriais com vazamento de substâncias tóxicas e ampliou-se para toda a atividade que envolva a ação do homem junto ao meio ambiente. As PCH passaram a ser submetidas aos criteriosos exames de impacto ambiental com programas que ampliam os investimentos e muitas vezes tornam os projetos economicamente inviáveis. Existem dezenas de aproveitamentos paralisados por questões ambientais e muitos que se localizam em reservas ecológicas ou em áreas indígenas jamais terão a licença aprovada, salvo mudança radical na legislação vigente. Vale registrar que os dispêndios realizados com projetos, estudos e obras relacionadas ao meio ambiente não integram os itens financiáveis de uma PCH o que se constitui pesado encargo para o empreendedor e em alguns casos terminam por inviabilizar o empreendimento.

5.2. O CONCEITO DE IMPACTO AMBIENTAL

O objetivo de se estudar os impactos ambientais é, principalmente, o de avaliar as conseqüências de determinadas ações, para que possa haver a prevenção da qualidade ambiental (Tauk, 1995).

Considera-se Impacto Ambiental “*qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam a saúde, a segurança e 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*”. (Resolução Conama, nº 001, 23 de janeiro de 1986).

A adoção de sistemáticas para a avaliação de impactos ambientais teve início na década de 1960. Um dos países pioneiros na determinação de dispositivos legais para a definição de objetivos e princípios da política ambiental foram os Estados Unidos, através da Lei Federal "*National Environment Policy Act – (NEPA)*" aprovada em 1969.

Frente à repercussão da aplicação do NEPA, alguns organismos internacionais tais como Organização das Nações Unidas (ONU), Banco Interamericano de

Desenvolvimento (BID) e Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), exigiram em seus programas de cooperação econômica a observância dos estudos de avaliação de impacto ambiental.

No Brasil, o primeiro dispositivo legal associado à Avaliação de Impactos Ambientais ocorreu através da Lei Federal 6.938, de 31.08.1981. Esta Lei estabeleceu a Política Nacional do Meio Ambiente e o Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA) como órgão executor. Em consequência, passou-se a exigir que todos os empreendimentos que potencialmente provocariam impacto ambiental, estabelecessem, dentre outras obrigações: a identificação dos impactos ambientais; a caracterização dos efeitos negativos e, a definição de ações e meios para mitigação dos impactos negativos.

A avaliação dos Impactos Ambientais é um instrumento de política ambiental formado por um conjunto de procedimentos capaz de assegurar, desde o início do processo, que se faça um exame sistemático dos impactos ambientais de uma proposta e suas alternativas e que resultados sejam apresentados de forma adequada ao público e aos responsáveis pela tomada de decisão.

Segundo o inciso III do artigo terceiro da Resolução CONAMA 237/97:

Estudos Ambientais são todos e quaisquer estudos relativos aos aspectos ambientais relacionados à localização, instalação, operação e ampliação de uma atividade ou empreendimento, apresentado como subsídio para análise da licença requerida, tais como: relatório ambiental, relatório ambiental preliminar, diagnóstico ambiental, plano de manejo, plano de recuperação de área degradada e análise preliminar de risco.

Neste contexto, pode-se afirmar que impacto ambiental é a alteração no meio ou em algum de seus componentes por determinada ação ou atividade. Tais alterações devem ser quantificadas, pois apresentam variações relativas, podendo ser positivas ou negativas, grandes ou pequenas.

Deve-se observar que a avaliação do impacto ambiental apresenta-se como um importante processo da Política Ambiental. É através desta avaliação que se podem orientar os empreendimentos para a sustentabilidade.

Segundo Machado (2000)

O estudo prévio de impacto ambiental e seu relatório de impacto ambiental só podem ser elaborados por equipe multidisciplinar. Isto quer dizer que uma pessoa física não pode ser autora do EIA e do RIMA, inobstante seja habilitada em diversos setores do conhecimento humano.

Em relação ao dano ambiental, o artigo 3º, III, da Lei nº 6.938/91 da Política Nacional do Meio Ambiente define a poluição como:

A degradação da qualidade ambiental resultante de atividades que direta ou indiretamente prejudiquem a saúde, a segurança e o bem-estar da população; criem condições adversas às atividades sociais e econômicas; afetem desfavoravelmente a biota; afetem as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente; lancem matérias ou energia em desacordo com os padrões ambientais estabelecidos.

De acordo com o caput do artigo 225 da Constituição Federal :

“Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”

Nenhum projeto ou iniciativa capaz de causar um impacto ambiental considerável pode ser iniciado, implantado e operado na Federação Brasileira sem um prévio estudo de impacto ambiental. Sem esse estudo e as respectivas audiências públicas, não poderá ser concedida a necessária licença ambiental. As organizações não-governamentais, os curadores e promotores públicos podem recorrer ao Poder Judiciário, se não for feito um estudo de impacto ambiental, ou se este for realizado de forma irregular (Nogueira Neto, 2006).

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA), instrumento constitucional da Política Ambiental, é um dos elementos do processo de avaliação de impacto ambiental. Trata-se da execução, por equipe multidisciplinar, das tarefas técnicas e científicas destinadas a analisar, sistematicamente, as conseqüências da implantação de um projeto no meio

ambiente, por métodos de análise e técnicas de previsão dos impactos ambientais.

O estudo de impacto ambiental deve ser desenvolvido de acordo com várias atividades técnicas, destacando-se entre elas o diagnóstico ambiental da área de influência do projeto: completa descrição e análise dos recursos ambientais e suas interações, tal como existem, de modo a caracterizar a situação ambiental da área, antes da implantação do projeto.

O Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) é um documento que apresenta os resultados dos estudos técnicos e científicos de avaliação de impacto ambiental. Constitui um documento do processo de avaliação de impacto ambiental e deve esclarecer todos os elementos da proposta em estudo, de modo que possam ser divulgados e apreciados pelos grupos sociais interessados e por todas as instituições envolvidas na tomada de decisão.

O Plano de Controle Ambiental (PCA) reúne, em programas específicos, todas as ações e medidas minimizadoras, compensatórias e potencializadoras aos impactos ambientais prognosticados pelo Estudo de Impacto Ambiental - EIA. A sua efetivação deve ocorrer através de equipe multidisciplinar composta por profissionais das diferentes áreas de abrangência, conforme as medidas a serem implementadas.

5.3. PCH E IMPACTO AMBIENTAL

Para melhor compreensão dos eventuais impactos ambientais causados por PCH deve-se distinguir dois tipos básicos de aproveitamentos: Usinas com Reservatórios de Acumulação e Usinas a Fio de Água. As Usinas a Fio de Água geram energia com o fluxo de água do rio, não acumulando ou acumulando pouca água. Essas distribuem-se ao longo do rio (ELETROBRÁS, 2006). As Pequenas Centrais Hidrelétricas de fio de água, não exigem a construção de grandes reservatórios. Assim, o panorama traçado para projeto de PCH não supõe deslocamentos populacionais de entorno, nem grandes efeitos negativos no ecossistema da região.

As Usinas com Reservatórios de Acumulação geram a energia a partir da água acumulada em grandes reservatórios. Assim, o reservatório regula a vazão de forma a equilibrar a geração em todas as usinas. Os grandes reservatórios permitem o acúmulo

de água em quantidade suficiente para que a geração de energia elétrica esteja garantida, mesmo que chova em pouca quantidade em um determinado ano. Estes reservatórios são chamados de plurianuais (ELETROBRÁS, 2006).

Uma PCH sempre causa menor impacto do que uma grande central hidrelétrica. Entretanto, dentro das especificidades sócio-ambientais de uma região, uma pequena central pode, também, infligir impactos para um bioma determinado e para as populações que nele vivem.

Os principais impactos ambientais causados pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas, são os mesmos das grandes centrais hidrelétricas, só que em pequena escala:

- ocupação do solo pela formação do lago;
- destruição do leito natural do rio por sedimentos;
- erosão que altera o leito original do rio;
- alteração da velocidade da água;
- alteração da qualidade da água devido às atividades anaeróbias, óxidos e gases tóxicos que se formam quando da construção da barragem; modificação sobre a vida aquática (peixes, plantas e seus habitats);
- vazão residual no trecho seco do rio.

Com o objetivo de evitar impactos e fazer jus à credencial de sustentabilidade, é imprescindível que a influência, impactos e viabilidade sócio-ambiental de cada projeto relativo à PCH sejam sempre analisados e avaliados no contexto da multiplicidade dos empreendimentos previstos para uma mesma bacia hidrográfica, evitando, assim, que um pequeno rio deixe de correr e dar vida às populações e ecossistemas que dele sobrevivem.

A expansão do segmento de PCH vem esbarrando em problemas relacionados à questão ambiental. Esse foi um dos motivos que levou a ANEEL a celebrar convênios com órgãos ambientais (IBAMA e entidades estaduais) com o objetivo de contribuir para a agilização dos processos na área de energia elétrica (ANEEL, 2005).

Os projetos relativos às PCH podem, ao longo do tempo, reduzir a dependência brasileira do seu potencial hídrico de grande escala e da geração fóssil, os quais possuem menor sustentabilidade sócio-ambiental. Podem atender, também, ao aumento

da demanda energética do país através da geração distribuída e de baixo impacto ambiental.

O gás natural é considerado o mais limpo dos combustíveis fósseis. Entretanto, sua combustão para a geração de eletricidade em termelétricas emite dióxido de carbono, metano e óxido nitroso. Esses três gases gerados pela atividade humana são os que mais contribuem para o efeito estufa, de acordo com a “Organization for Economic Cooperation and Development - OECD” (2004).

A geração hidrelétrica de pequena escala é uma fonte de energia renovável de baixo impacto e com emissão zero de dióxido de carbono, contribuindo para reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa.

5.3.1. CONTRIBUIÇÃO PARA A SUSTENTABILIDADE LOCAL

A PCH desempenha importante papel na sustentabilidade ambiental em virtude de, por um lado, utilizar fonte de energia renovável com baixíssimos níveis de impactos ambientais, e por outro, evitar a necessidade do uso de fontes fósseis para o mesmo fim.

As atividades envolvidas na construção e operacionalidade de grandes hidrelétricas, frequentemente afetam os recursos hídricos da região e podem acarretar nivelamento de montes, remoção de rochas, obstrução de vales e outras alterações ao terreno existente, tais como erosão e sedimentação do solo, resultantes do emprego de máquinas pesadas utilizadas na construção.

Neste contexto, a alteração de recursos geológicos pode afetar diretamente os recursos biológicos da região, evidenciados pela perda do *habitat* natural de várias espécies. Essas transformações afetam, também, direta ou indiretamente, os padrões de volume e velocidade da hidrografia local, provocando assoreamento dos cursos de água e causando efeitos adversos à vegetação aquática e aos organismos biológicos residentes, tais como populações de peixes (EPA, 1998)

Segundo Thiago Filho (*Thiago Filho, Greenpeace 2004, p. 3*)

...“por serem empreendimentos de pequeno porte (reservatórios até 3km²), têm impacto ambiental ainda menor do que suas congêneres de grande porte. Os pontos preocupantes são

justamente a emissão do gás-estufa metano, pela decomposição de matéria vegetal nos reservatórios (mas com emissão muito inferior à de termelétricas movidas a combustíveis fósseis), e danos à flora e à fauna do curso d'água, para os quais no entanto devem ser feitos estudos de impacto ambiental e planejadas medidas mitigadoras, como a manutenção de uma vazão mínima. O processo para obtenção da licença ambiental, aliás, que costuma durar de 6 a 8 meses, é visto por investidores como um dos obstáculos para deslanchar essa opção de geração”.

Há que se observar que a PCH não exige a construção de grandes reservatórios e, quando construída sob regime de fio de água, evita os resultados impactantes tanto no solo, como nos cursos de água, já que não há nenhuma interferência à jusante no regime fluvial.

Pela definição da ANEEL, Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003, a Pequena Central Hidrelétrica deve ter capacidade instalada maior que 1 MW e até 30 MW, com área de reservatório menor que 3 km². Os projetos fio de água são considerados como aqueles onde o fluxo do rio no período seco é igual ou maior que o mínimo requerido para as turbinas (ELETROBRÁS, 1999). Neste aspecto, há que se observar, também, que usinas à fio de água não incluem “estoques” de água significativos, e devem fazer uso completo do fluxo de água do rio.

Em consonância com esses aspectos deve-se levar em consideração os princípios da consciência ambiental. As empresas devem garantir a preservação do meio ambiente e não apenas se preocupar com a geração de energia. Para tanto foram desenvolvidos projetos específicos baseados em levantamentos dos meios físicos, bióticos e sócio-econômicos, indispensáveis à elaboração dos relatórios exigidos pelas autoridades ambientais, os quais resultaram na implantação de medidas mitigatórias com o objetivo de preservar as licenças obtidas.

Para Elliot (2000) a mudança do paradigma convencional para um novo paradigma energético, está estreitamente ligado aos objetivos dos projetos das PCH. O mundo está se movendo em direção a uma abordagem sustentável para geração energética o que influencia largamente a concepção de um meio ambiente preservado, no que tange, principalmente, ao uso de energia renovável em vez de estoque limitado.

Neste sentido, pode-se afirmar que a geração descentralizada de energia contribui em larga escala para o desenvolvimento sustentável e que a integração regional desenvolvida através de uma rede descentralizada diminui a vulnerabilidade elétrica e a dependência de fontes específicas e limitadas de energia.

A construção de uma central hidrelétrica deve ser analisada de forma que a consideração integrada quanto à viabilidade econômica, à viabilidade social e ambiental e também quanto aos recursos disponíveis permita uma conclusão correta. As pequenas centrais não produzem contaminação ambiental e seu uso pode evitar que seja gerada energia elétrica com outras fontes não-renováveis e poluentes de energia, impedindo desta forma expelir contaminantes na atmosfera e suas conseqüências ambientais.

Por outro lado, há de se considerar, também, que a quantidade de energia a ser produzida por uma PCH de pequeno porte não deve justificar qualquer impacto ambiental. Não é admissível que para produzir energia em pequena escala o ambiente seja agredido vez que o Brasil já dispõe de um parque gerador de grandes proporções. Uma PCH com 10 MW de potência instalada produz em média energia equivalente a 6 MW médios. Atualmente o Brasil produz aproximadamente 55.000 Mw médios. Portanto, para PCH com potência instalada abaixo de 10 MW, seja como autoprodutor ou produtor independente, não justifica qualquer agressão ambiental que seja irreversível.

5.4. BARREIRAS AMBIENTAIS

As exigências para a obtenção das licenças ambientais, tanto a Licença Prévia (LP) como a Licença de Instalação (LI) constituem sérios obstáculos para o programa PCH. Tanto o órgão federal IBAMA como os órgãos estaduais estabelecem para a PCH os mesmos critérios praticados para as grandes centrais hidrelétricas o que significa elevados custos na fase de estudos, projetos e obras de compensação ambientais, nem sempre suportáveis por aproveitamentos de pequeno porte a exemplo de obras exigidas para a transposição de peixes. Outra exigência que dificulta a pequena usina é a vazão residual que provoca redução da capacidade de geração. Acrescente-se, ainda, as dificuldades enfrentadas por PCH cuja localização é próxima a reservas ambientais ou reservas indígenas que, quase sempre, se tornam inviáveis. Outra penalidade sofrida

pelas PCH, é quanto á mensuração dos Custos Evitados e das Externalidades Ambientais. Verifica-se que os modelos econômicos de comparação utilizados pelos investidores ainda não contemplam os benefícios trazidos pelos investimentos em PCH, tais como possíveis custos evitados em transmissão pela concessionária e possíveis benefícios ambientais e sociais que se revertem para toda a população, conforme conclui ROMAGNOLI (2005).

6. O PROCESSO DE DECISÃO DE INVESTIMENTO E A VIABILIDADE DA PCH

Neste Capítulo serão analisados os fatores que atraem o capital privado para o mercado de PCH, como se desenvolve o processo de decisão do investidor e os critérios de análise de viabilidade econômica e financeira dos aproveitamentos. Será ainda discutido o PROINFA como principal programa de Governo para a expansão da oferta de energia renovável na matriz elétrica nacional e a existência de barreiras que impedem o avanço do Programa de PCH no Brasil.

6.1. A ATRATIVIDADE PARA O CAPITAL PRIVADO

O instituto jurídico do Consumidor Livre e a figura do Produtor Independente de Energia criaram a base para que PCH se constituísse, de fato, em um *business*. O Consumidor Livre representa a demanda de energia no ambiente não regulado e o Produtor Independente reúne as condições necessárias para atender a esse mercado. O setor privado sempre demonstrou interesse em investir na geração de energia elétrica. Uma usina hidrelétrica tem características que atraem o capital privado: intensiva em capital; mercado assegurado em longo prazo; faturamento estável; rentabilidade elevada.

Nos anos 80 o Ministério das Minas e Energia sob a liderança do Ministro César Cals, criou um programa denominado “Proposta de Suprimento de Energia Elétrica para os Sistemas Isolados via Investidores Privados”. Esta foi a primeira iniciativa de atração do capital privado para o setor de geração de eletricidade após décadas de domínio estatal. Evidentemente tratou-se de iniciativa discreta, com baixo poder de mobilização e circunscrita ao sistema isolado. Na época o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) publicou edital de licitação de mercados através do qual seria vencedor o proponente que apresentasse a menor tarifa de suprimento. Caberia ao

proponente identificar, licenciar, implantar e operar a hidrelétrica que abasteceria o mercado licitado. Vencida a concorrência o proponente constituiria a empresa que seria declarada Concessionária de Serviço Público de Geração de Energia Elétrica. Portanto, a vencedora seria uma concessionária de serviço público com os mesmos direitos e obrigações das concessionárias estatais. A única diferença era que as ações pertenceriam ao setor privado e não ao setor público. O arcabouço regulatório da época não foi modificado para receber a iniciativa privada. Dentre cerca de 40 editais publicados apenas 10% obtiveram êxito. A iniciativa privada não se sentiu segura sobretudo pelo fato de comercializar a sua energia com as concessionárias estatais estaduais do norte do país onde a inadimplência não era uma hipótese. Era uma certeza. Além disso, quando o edital era publicado restavam apenas 90 dias para a identificação do aproveitamento que abasteceria o mercado licitado. Os riscos geológicos, ambientais, hidrológicos, entre outros, eram assumidos pelo proponente sem o devido estudo prévio. Naturalmente a tentativa foi frustrante e o programa PCH não se desenvolveu, mas o interesse do setor privado permaneceu. Para a presença do investidor privado seria necessário o fim do monopólio estatal.

É fácil constatar que todos os eventos sobre PCH promovidos tanto pelo Governo como por entidades privadas tem presença massiva de empresários, técnicos, consultores e fornecedores e nos últimos 10 anos o setor passou por verdadeira revolução.

Os aspectos a seguir apresentados constataam a atratividade por projetos de PCH pelo setor privado no Brasil:

- **Aspectos Econômicos** - As PCH outorgadas e em fase de aprovação somam cerca de 5.000 MW de potência instalada. Representam investimento da ordem de R\$ 15 bilhões que ingressarão no mercado via o setor privado, sob forma de construção civil, equipamentos elétricos, mecânicos e hidro-mecânicos e serviços de engenharia, tudo de origem nacional, o que significa criação de renda e empregos. Acrescente-se ainda a possibilidade de venda de crédito de carbono podendo representar recebimento de US\$ 10 bilhões no período de 10 anos.

- **Aspectos Técnicos e Ambientais** - A implantação do programa PCH fará expandir a capacidade de geração de energia em 2.500 MW, em curto prazo, o que representa mais de 2% do parque gerador atual em regime de geração distribuída reduzindo perda de transmissão e contribuindo para a estabilização do Sistema Interligado Nacional. Tudo isso com reduzido impacto ambiental, gerando energia limpa e renovável.
- **Aspectos Financeiros** - Possibilidade de financiamento para até 80 % do investimento financiável. Contrato de Compra e Venda de Energia de longo prazo e possibilidade da sua utilização como garantia. Elevada taxa de retorno comparativamente com outros projetos de infra-estrutura.

No Brasil existem algumas particularidades que recomendam a exploração das PCH como um vetor energético importante, destacando-se as seguintes:

1. Características hidrológicas, topográficas e geológicas altamente favoráveis.
2. Domínio tecnológico, por parte de empresas brasileiras, no estudo, projeto, construção, fabricação e operação de PCH, a baixos custos, permitindo geração hidrelétrica de alta rentabilidade.
3. Existência de milhares de pequenos núcleos populacionais e pequenos empreendimentos rurais, onde a PCH promoveria desenvolvimento e criaria futuros mercados para o sistema interligado.
4. Existência de muitos programas sociais dos governos Federal, Estadual e Municipal, de finalidades múltiplas, nos quais a PCH se insere.
5. Tecnologia exportável, prevendo-se contribuições das empresas brasileiras no fortalecimento da balança comercial.
6. Inserção da PCH em comunidades de baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

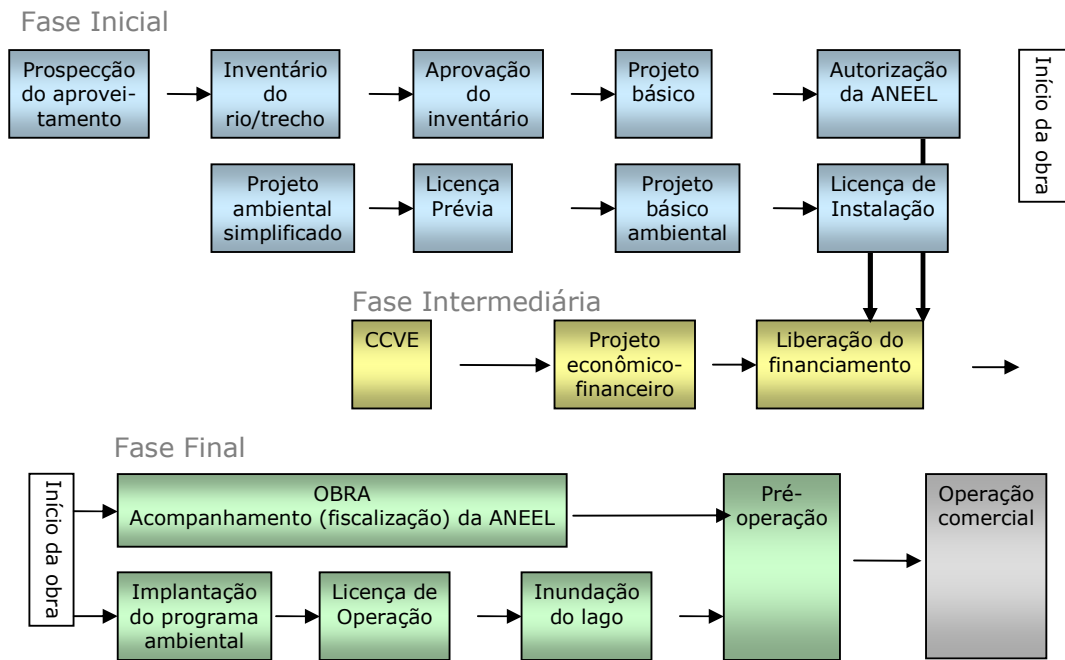
6.2. O PROCESSO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS EM PCH

O investidor de PCH avalia os riscos a serem assumidos no empreendimento e procede ao cálculo de sua viabilidade econômica e financeira. Os riscos envolvem as

questões ambientais, geológicas, hidrológicas e a liquidez do contrato de venda da energia e devem ser afastados antes da avaliação financeira.

Para a implantação de uma PCH o empreendedor cumpre um processo constituído em três fases distintas. A primeira envolve a prospecção do aproveitamento, o inventário do trecho do rio onde se localiza, os estudos e projetos até a obtenção da Autorização por parte do órgão regulador ANEEL e as licenças ambientais LP e LI. A segunda fase trata da contratação da venda da energia e a obtenção do financiamento. A terceira fase representa a construção da usina e o início da sua operação. O esquema a seguir mostra de forma sistemática as etapas de implantação.

QUADRO 1 IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH



Fonte: Elaboração Própria

De modo geral percorre-se um período estimado em 6 anos para cumprir todas as etapas da implantação de uma PCH, contado a partir da sua prospecção até a operação comercial. É importante ressaltar o elevado custo administrativo que o empreendedor assume em função do prazo decorrido e, principalmente, dos frequentes deslocamentos. A PCH localiza-se em algum estado. A ANEEL fica em Brasília. Os fabricantes, em sua maioria, estão em São Paulo e em Santa Catarina. O BNDES e a ELETROBRÁS ficam no Rio de Janeiro. Portanto o empreendedor está permanentemente deslocando-se para atender as exigências da implantação da PCH.

Deve-se distinguir os dois tipos de investidor que atuam no mercado de PCH. O primeiro interessa-se pelas etapas iniciais do processo: A realização do inventário, o estudo de pré viabilidade, o projeto básico, as licenças ambientais e a autorização da ANEEL. Estes investidores conhecidos como *developer* geralmente visam a venda do projeto após a outorga ou associar-se a grupos capitalizados que reúnam as condições para o financiamento e implantação da PCH. O segundo grupo interessa-se em investir em PCH já viabilizadas do ponto de vista regulatório, ambiental, comercial e econômico. Neste caso a escolha recairá, naturalmente, para o aproveitamento que apresente a melhor Taxa Interna de Retorno (TIR).

Boa parte das PCH foi construída entre as décadas 1930/1940, o que coloca a média de idade das instalações por volta de quase 60 anos. Este fato sinaliza duas oportunidades de negócios que tem atraído a atenção do investidor. A primeira é a modernização e recapacitação de PCH operantes. Conforme Nascimento (1999), uma modernização com redefinição das unidades geradoras, em especial as turbinas, poderia agregar cerca de 200 MW ao sistema, em curto período de tempo e sem qualquer impacto ambiental.

Outra forma de investimento é na reativação de *PCH*. Existem, segundo Tiago Filho (2006a), cerca de 600 centrais desativadas, com as instalações em condições de serem reformadas, com custo de implantação inferior ao de novos aproveitamentos, representando a possibilidade de mais 120 MW de capacidade instalada, sem causar novos danos ambientais.

Estas oportunidades, de modo geral, apresentam taxas de retorno atrativas em relação ao mercado de capitais e não impactam o meio ambiente haja vista a existência das barragens. Entretanto são aproveitamentos de baixa geração de energia elétrica, em média 1 MW apenas e portanto não geram um fluxo de caixa capaz de atrair o investidor privado em face dos custos indiretos envolvidos com a regulação e com os órgãos ambientais.

Empreendedores desistem, também, de investir em centrais de pequeno porte desativadas em decorrência das condições de financiamento já que necessitam oferecer garantias de seu patrimônio para conseguir recursos que contarão com tempo de retorno em longo prazo.

6.2.1 IMPORTÂNCIA DOS ESTUDOS DE INVENTÁRIO E PROJETO BÁSICO

Para a identificação e caracterização das centrais elétricas são necessários inicialmente estudos de inventário elétrico. Com o inventário determina-se o potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica e é estabelecida a melhor combinação de aproveitamentos nesta mesma bacia. O que se procura identificar é a melhor divisão de queda que, no conjunto, leve ao maior aproveitamento da energia disponível a um custo competitivo, se comparado com outras bacias ou outras fontes de energia. Deve-se observar, também, se os efeitos são aceitáveis pela sociedade.

O inventário é realizado com base em dados secundários, complementados com dados primários obtidos diretamente em campanha de campo. É instruído com estudos básicos hidro-meteorológicos, energéticos, geológicos, ambientais e de outros usos da água.

Feitos os estudos de inventário, o estudo preliminar de viabilidade econômico-financeira é a etapa que conclui a definição do chamado aproveitamento ótimo, ao qual se refere a legislação. É esta viabilidade que determina a concepção global de um aproveitamento identificado na etapa anterior. Para as PCH esta etapa não é formalmente exigida. Pode o empreendedor iniciar diretamente o projeto básico, mas este estudo preliminar é, de fato, relevante, e acaba sendo executado em parte no inventário e em parte no projeto básico.

Este estudo preliminar é importante por ter como objeto a otimização de um dado sítio com a determinação dos custos e benefícios associados, inclusive ambientais, dimensionamento energético, obras de infra-estrutura local e regional necessárias, reservatório, ações ambientais mitigadoras e seu sistema de transmissão associado (CndPCH, 2006).

Enquanto no estudo de viabilidade analisa-se o empreendimento quanto à sua adequação técnica e econômica, apresentando dimensionamentos preliminares e estimativos, o projeto básico visa a definição final das estruturas e equipamentos, auxiliando nas decisões de contratação dos empreiteiros e fornecedores de equipamentos, bens e serviços. Trata-se de um típico estudo de engenharia.

Em boa parte dos casos esse projeto é elaborado em seguida aos estudos de viabilidade. Porém, para as PCH em que já se possa vislumbrar, de plano, considerável atratividade econômica, há empreendedores que optam por não passar por uma fase prévia de estudo quanto à viabilidade do empreendimento, partindo direto para o projeto básico.

Em concomitância com o projeto básico, é fundamental que se desenvolvam estudos ambientais, devendo-se seguir a legislação e diretrizes específicas dos órgãos ambientais envolvidos, seja em nível nacional, seja em nível estadual.

A Operação e a Manutenção da PCH podem ser realizadas pelos empreendedores ou por uma empresa especializada, que deverá participar da fase de pré-operação.

O ponto mais relevante nos estudos de viabilidade técnica e econômica deve voltar-se para a usina propriamente dita, onde os custos são predominantes. Contudo, a parcela a ser despendida na conexão ao sistema elétrico deve ser levada em consideração já ao se planejar o investimento, pois é grande a possibilidade de inviabilização do empreendimento devido a esta questão.

No desenvolvimento do projeto de viabilidade do empreendimento, os estudos ambientais e energéticos são essenciais para definir o custo total. Além disso, projetos básicos de integração da PCH ao sistema elétrico devem ser contratados com o Agente de Transmissão ou de Distribuição local. Dentre os estudos que se destacam, pode-se listar os de cartografia, geologia e geotécnica, hidrologia, energéticos, arranjo de usina e subestação elevadora, integração ao sistema elétrico.

No que tange à integração da PCH ao sistema elétrico, o empreendedor deve dar uma atenção especial ainda na fase de pré-viabilidade, contratando os seguintes projetos e avaliações:

- projeto básico da conexão elétrica;
- projeto básico da transmissão;
- avaliação das responsabilidades institucionais da conexão
- meio ambiente.

Mauro Filho & Zanin (2003, p.20) ressaltam que na matriz dos custos de análise da pré-viabilidade de um projeto de PCH, deve-se levar também em consideração a

receita variável e não garantida devido à vazão não regularizada do rio, a exposição ao mercado de curto prazo (spot), as dificuldades de obtenção do PPA, a falta de regras e procedimentos do mercado de compra e venda de energia específicos para PCH. Entretanto, para os aproveitamentos que optarem pelo MRE, as incertezas poderão ser minimizadas.

As hidrelétricas constituem investimentos vantajosos, proporcionando grande retorno econômico em longo prazo. Mas nem sempre a postura dos investidores, em tempos de neoliberalismo e capitalismo selvagem, é favorável às PCH, já que estes estão à procura de empreendimentos de alta rentabilidade em curto prazo, e, ao mesmo tempo, seguro. Assim, o investimento em pequenos empreendimentos energéticos sai perdendo, já que existem os riscos hidrológicos. Nos últimos anos, porém, tal postura, cada vez mais, vem se alterando em virtude dos programas criados pelo Governo, destacando-se o PROINFA.

Assim é que a partir de 2008 está prevista a entrada em operação de cerca de 2.447 MW, correspondentes a 154 PCH já autorizadas pela ANEEL e com LI concedida pelos órgãos ambientais. Deste total, 1.100 MW referem-se aquelas selecionadas pelo PROINFA. Em médio prazo, entre 2009 e 2012, segundo Tiago Filho (2006a, p.5), estima-se o início de operação para cerca de 1.472 MW, correspondentes a 100 PCH já autorizadas pela ANEEL, mas cuja LI ainda não foi concedida pelos órgãos ambientais.

A tabela abaixo, elaborada a partir de dados da ANEEL (2006), mostra a distribuição regional das Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação e previstas.

Tabela 4 - PCH em Operação, em Construção e/ou previstas para serem construídas no Brasil.

Região	Em Operação		Com LI, entrada em 36 meses		Sem LI, entrada entre 36 e 76 meses	
	Quant	Pot MW	Quant	Pot MW	Quant	Pot MW
SUL	72	350,09	42	567,75	28	456,10
SUDESTE	122	583,13	30	532,82	58	794,60
CENTRO_OESTE	38	283,31	61	1043,04	8	158,41
NORDESTE	10	37,35	4	66,80	5	56,30
NORTE	17	76,02	17	237,10	1	7,50
TOTAL	260	1.329,90	154	2.447,51	100	1.472,91

Fonte: ANEEL, 2006

O custo do MW instalado tem sido utilizado como referência para os investimentos em geração hidrelétrica. No Brasil o valor do MW instalado é estimado em média R\$ 2,8 milhões incluindo a totalidade dos investimentos, inclusive os custos ambientais. Naturalmente existem aproveitamentos que se situam abaixo desta média e outros acima. É importante analisar, juntamente com o custo do MW instalado a questão do fator de capacidade do aproveitamento que determina a geração de energia em MW médio ao longo do ano, é a chamada “energia média” e que determina o cálculo da energia assegurada. A receita de uma PCH é obtida multiplicando-se a quantidade de energia gerada em MWh (megawatt hora) pelo preço de venda. A energia gerada, por sua vez, é o produto da capacidade instalada em MW multiplicado pelo fator de capacidade. No Brasil o fator de capacidade para todo o parque gerador hidráulico é de 50%. Para PCH o nível desejado é de 60%. O próximo item analisará, com detalhes, a viabilidade da PCH.

Historicamente, a fonte energética oriunda de PCH vinha sendo negligenciada. O maior exemplo desta questão é o que prescrevia o antigo “Manual de Inventário da ELETROBRÁS” (1997) para os limites inferiores de aproveitamentos, indicando que no caso dos estudos de inventário nas Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, deveriam ser descartados da análise aproveitamento com potência inferior a 20 MW. Já quanto aos estudos de inventário na Região Norte, deveria ser descartado da análise os aproveitamentos com potência inferior a 50 MW;

De acordo com Tiago Filho (2006a, p.7), o potencial hídrico conhecido no país, adequado à implantação de PCH resulta em algo em torno de 11.800 MW. Deste, apenas 1.567 MW já são explorados e 10.233 MW ainda estão inexplorados. Tal potencial distribui-se por todo o país, embora menos concentrado nas regiões Norte e Nordeste. A região Sudeste, onde está o maior mercado consumidor, possui o maior potencial hídrico disponível e é seguida pelas regiões Sul e Centro-Oeste. Na medida em que se associam as vantagens da PCH como fonte de geração de energia e a potencialidade existente concluem-se tratar-se de um programa que merece toda a prioridade governamental.

6.3. OS ESTUDOS DE VIABILIDADE PARA PCH

Para se estabelecer a viabilidade econômico-financeira de um projeto de PCH é necessário que se leve em conta os seguintes fatores:

- Potência instalada (em MW)
- Energia assegurada (em MWmédios)
- Tarifa de energia (em R\$/MWh)
- Valor total do investimento (em R\$)
- Taxa de juros do financiamento
- Custo de O&M (em R\$/MWh)

Usualmente a análise de viabilidade do empreendimento adota o método do fluxo de caixa descontado através do qual calcula-se o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o prazo de retorno do capital investido – PAY BACK.

O quadro a seguir apresenta, de forma abreviada, um estudo de viabilidade de uma PCH.

QUADRO 2 EXEMPLO DE INVESTIMENTO EM PCH

Discriminação	Valores
Potência Instalada (PCH tamanho médio)	15,5 MW
Fator de Capacidade	58%
Custo médio por MW instalado	R\$ 2,8 milhões
Custo total do empreendimento	R\$ 43,4 milhões
Preço de venda da energia	R\$ 140,00 / MWh
Capital próprio / financiamento	30% / 70%
O & M, Impostos e encargos sobre Faturamento	38%
TIR Taxa Interna de Retorno	23,60%
Pay Back	6 anos
VPL Valor Presente Líquido	R\$ 19,6 milhões

Fonte: Elaboração Própria

Para a implantação de uma PCH é usual a adoção das seguintes estruturas jurídicas: PPA, EPC e SPE.

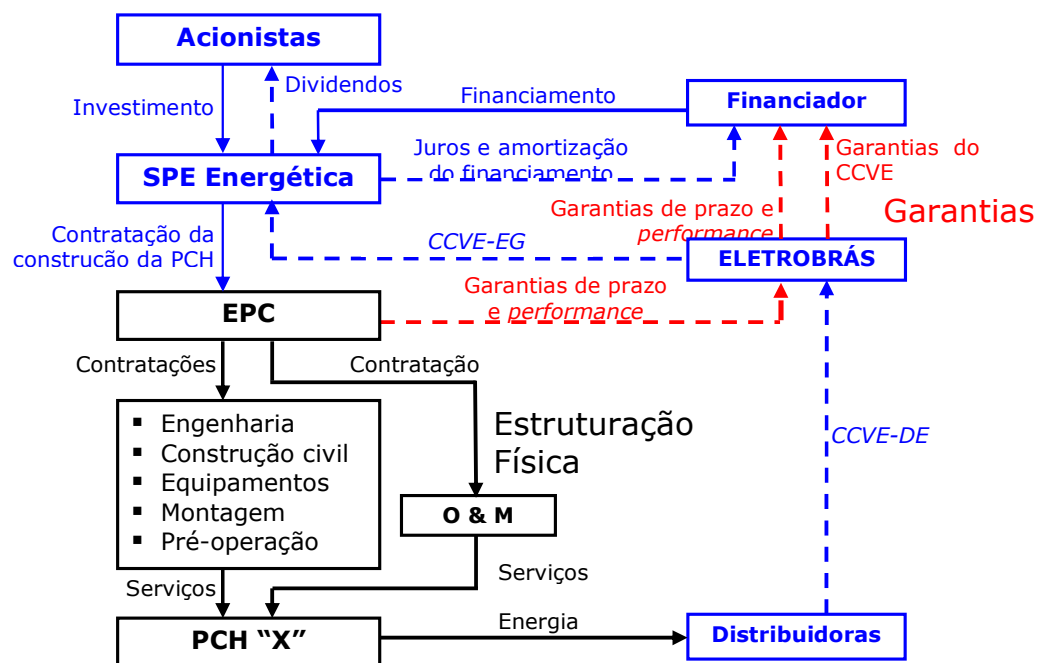
PPA (Power Purchase Agreement) é um contrato de compra e venda de energia que pode ser aceito pela instituição financiadora da PCH em lugar das garantias reais que seriam fornecidas pelos investidores do empreendimento (CndPCH, 2006). O PPA tem como característica uma série de dispositivos e determinações, a exemplo de venda de capacidade de energia, metodologia para cálculo de reajustamento de tarifas ou preços, prazos e término do contrato, pagamentos, impostos e solução de controvérsias.

EPC (Engineering Procurement Contract), por sua vez, é uma forma de contratação em que uma empresa especializada neste tipo de atuação centraliza todos os contratos relacionados à implantação da PCH, inclui a totalidade dos fornecimentos, a construção civil e o detalhamento de projetos e montagem de equipamentos elétricos e mecânicos. Trata-se de algo semelhante a uma terceirização: os empreendedores buscam transferir, via contrato, todos os riscos de engenharia, construção e fornecimento para a empresa ou consórcio contratado. O contrato de EPC pode ter ou não um financiamento associado, seja para toda obra ou parte dela. Como uma modalidade de EPC, têm sido praticados os contratos *turn key*. Nesses casos, o objeto da contratação é a entrega do empreendimento pronto, acabado e operando. Estabelece-se um preço final e uma data.

SPE (Sociedade de Propósito Específico) é uma forma jurídica de uma sociedade por ações assumida pelos empreendedores de PCH. Este tipo de sociedade comercial costuma se constituir em exigência por parte das instituições financiadoras do projeto. Uma das vantagens de uma SPE é a de permitir um isolamento das outras atividades comerciais dos acionistas controladores e um acesso direto e menos complicado aos ativos e recebíveis do empreendimento pelos financiadores.

O esquema a seguir ilustra a estruturação de um negócio de PCH destacando as etapas e o relacionamento nas diversas fases.

QUADRO 3 ESTRUTURAÇÃO DE UMA PCH



Fonte: Elaboração Própria

A SPE capitaliza-se mediante recursos dos Acionistas e dos Financiadores. Contratará a construção da Usina em regime de EPC na modalidade *full turn key*, onde serão realizados os serviços de engenharia, construção civil, fornecimento de todos os equipamentos mecânicos, elétricos e hidro-mecânicos, montagem, comissionamento e pré operação. A SPE, através dos contratos, transfere para os EPCistas todas as responsabilidades com a execução dos serviços e o cumprimento dos prazos. As interferências e compatibilidades entre a construção civil e o fornecimento e montagem dos equipamentos é da inteira responsabilidade do EPC. Havendo atraso no início da geração o EPC fica responsável pela geração do fluxo de caixa da PCH em montante suficiente para o pagamento das obrigações financeiras e também, no cumprimento das obrigações assumidas no PPA, ou seja a entrega da energia contratada. Naturalmente, o EPC conta com a garantia dos recursos necessários para a implantação da PCH e não assume os riscos e obrigações de natureza ambiental. Toda essa tecnologia jurídico-comercial é amparada em contratos complexos e em seguros tanto de *performance* como de *completion*, que resultam em ônus para o empreendimento. A SPE contratará, ainda, uma prestadora de serviços para fazer a Operação e Manutenção da PCH. Na etapa operacional a Usina fornecerá energia à concessionária conforme PPA, cuja

receita será destinada ao pagamento dos impostos, do financiamento do contrato, da O&M e a sobra será dos acionistas sob forma de lucros já tributados.

6.3.1. ESTUDOS DA CONEXÃO ELÉTRICA

Análises de interligação elétrica da PCH são fundamentadas em estudos elétricos dos Agentes de Transmissão e Distribuição, nas Resoluções editadas pela ANEEL, nos Procedimentos de Rede do ONS, nas Resoluções do CONAMA, nas Resoluções do órgão ambiental do Estado, e também nas Leis e Decretos relativos ao uso de solo da região. Estas análises devem preceder as etapas de estudos de viabilidade, projeto, construção e operação do empreendimento.

De acordo com Mauro Filho & Zanin (2003, p.19), os custos de conexão de uma PCH ao sistema elétrico podem chegar a 5% do custo total do empreendimento. Valores menores podem ser atingidos quando são feitas análises criteriosas. Cabe ao Agente Gerador, como Produtor Independente, assumir o ônus relativo à conexão, que em alguns casos pode se estender à obrigatoriedade de executar reforços na Rede de Distribuição local.

As despesas de conexão podem ser atribuídas a:

- estudos elétricos de integração;
- projetos de engenharia;
- linhas de transmissão;
- subestações elevadoras;
- ampliação das subestações de conexão;
- adequação do sistema de proteção da conexão;
- comunicação; e
- outros empreendimentos.

Em alguns casos, conforme relatam Mauro Filho & Zanin (2003, p.20), existe a possibilidade de conexão da PCH inserindo-a no circuito passante de uma linha de transmissão. Este tipo de interligação exigirá do Agente Gerador adequar a subestação

elevadora da usina aos padrões de flexibilidade e confiabilidade do sistema elétrico que compreende as duas extremidades da linha de transmissão interrompida.

A conexão elétrica pode ser mais ou menos complexa, e essa complexidade dependerá de certos fatores tais como: a capacidade instalada, a localização geográfica e o nível de tensão disponível na região.

Pode-se considerar para o caso de estudos da conexão, três faixas de potência da PCH: entre 1MW e 5 MW; entre 5 MW e 15 MW e entre 15 MW e 30 MW.

As PCH com potência superior a 1 MW e inferior a 5 MW normalmente são inseridas em circuitos de tensão até 34,5 KV. O empreendedor deve manter contatos com a concessionária de distribuição de energia elétrica local, ou outra entidade competente, para solicitar os estudos elétricos da conexão. O ponto de conexão da geradora será definido em acordo entre o Agente Gerador e Distribuidor, tendo como base os estudos da conexão.

Nas PCH com potência superior a 5 MW e inferior a 15 MW o transporte da energia gerada por PCH até o ponto de conexão na Rede de Distribuição, levando em consideração os estudos técnicos e econômicos da transmissão, costumam utilizar a tensão de transmissão de 69 KV.

Já o transporte da energia nas PCH com potência superior a 15 MW e inferior a 30 MW até o ponto de conexão na Rede de Distribuição, levando em consideração os estudos técnicos e econômicos da transmissão, normalmente utilizam a tensão de transmissão de 69 ou 138 KV (Mauro Filho & Zanini, 2003).

6.4. FINANCIAMENTOS PARA PCH

Os investidores preferem a modalidade conhecida como *Project Finance* para a viabilização financeira dos empreendimentos de PCH. Trata-se de um conjunto de contratos que envolvem um determinado empreendimento os quais inter-relacionam todos os agentes atuantes e as garantias a eles relacionadas. “O *Project Finance* é uma modelagem comercial onde o projeto é o centro de gravidade das interações entre os vários agentes envolvidos. Segundo as instituições financeiras mais atuantes nos setores

de infra-estrutura, o *Project Finance* se constitui na forma de financiamento mais interessante”.(CndPCH, 2006)

No *Project Finance* o empreendimento é visto e avaliado isoladamente, sem influências de seus controladores. A rentabilidade e as garantias são fornecidas pelo próprio empreendimento ou projeto. As garantias reais são substituídas pelos recebíveis, aqui caracterizados pelos direitos sobre o contrato de compra e venda de energia da PCH, o chamado PPA.

O *Project Finance* é um arranjo financeiro adequado para o financiamento do setor elétrico porque implica em uma mudança na avaliação do risco do empreendimento. O sistema de garantias integrante dessa modalidade de crédito assegura o prazo de conclusão das obras, o início da operação da usina, o valor do investimento (EPC) e a garantia dos recebíveis. Trata-se de uma operação integrada em que os financiadores do projeto almejam obter receitas a partir da operação ou expansão do empreendimento intensivo de capital, visando a amortização do investimento realizado.

Programas como o PROINFA são relevantes na medida em que trazem instrumentos de financiamento para a expansão do setor de PCH. De fato, o setor vem se expandindo. Mas, ainda assim, as condições de financiamento e captação de recursos para PCH poderiam se mostrar mais favoráveis sobretudo no que diz respeito às garantias.

6.4.1. BREVE ANÁLISE DO PROINFA

.O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado pela Lei 10.438, em 26/04/2002, tem como principal objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e biomassa, num total de 1.100 MW por fonte, no Sistema Elétrico Interligado Nacional. De fato, a criação do PROINFA consolidou o negócio PCH na medida em que assegura a comercialização de energia no ambiente regulado, em longo prazo, embora se restrinja ao Produtor Independente Autônomo e com limitação de potência a ser contratada. Para a melhor compreensão do Programa alguns aspectos merecem ser citados (BRASIL,

2002):

- Os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A., em até 24 (vinte e quatro) meses da publicação da Lei (ou seja, até 26/04/2004), para implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, podendo prorrogar-se para dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato;
- A contratação a que se refere, deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, entre cada uma das fontes participantes do programa (1.100 MW para cada fonte renovável: eólica, PCH e biomassa), e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso cinquenta, setenta e noventa por cento (biomassa, PCH, eólica respectivamente) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final nos últimos 12 meses;
- O valor pago pela energia elétrica adquirida na forma deste inciso I, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS na contratação serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado, proporcionalmente aos consumos verificados.
- A contratação das instalações será mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, primeiramente as que já tiveram a Licença Ambiental de Instalação – LI e posteriormente as que tiveram a Licença Prévia Ambiental – LP.
- O governo passará o controle de geração de energia para a ELETROBRÁS, que passa a ser responsável pela compra de energia das geradoras e pela venda para as distribuidoras.

O BNDES possui uma carteira com 57 projetos de financiamento ligados ao PROINFA. Os empreendimentos totalizam investimentos de R\$ 5,7 bilhões, com previsão de financiamento de R\$ 4,3 bilhões. Conforme Canazio (2006), os projetos aprovados têm perspectiva de R\$ 4,4 bilhões em investimentos, sendo R\$ 2,4 bilhões financiados pelo banco. Entre as fontes, as Pequenas Centrais Hidrelétricas se destacam com o maior número de projetos aprovados e em análise.

Ainda segundo Canazio (2006), as 37 PCH da carteira receberão R\$ 2,9 bilhões, dos quais R\$ 2,2 bilhões financiados. Já foram aprovados pela diretoria 37 empreendimentos (eólica, PCH e biomassa), dos quais 19 foram contratados e 18 estão em processo de contratação.

Pôde-se observar que os investimentos em PCH têm aumentado, ainda que não no ritmo desejado. Programas de fomento como o PROINFA têm estimulado o setor. Entretanto o ritmo com o qual os empreendimentos estão sendo viabilizados é muito lento e o padrão de exigências para o financiamento por parte do BNDES não tem sido atendido por grande parte dos empreendedores em PCH. Não há dúvidas quanto aos méritos do PROINFA. Trata-se de norma jurídica válida e eficaz e conforme diz ALBUQUERQUE (2006 pág.115) ...”*compete, agora, ao Poder Executivo prosseguir na implementação da segunda etapa, pois não o fazendo estará agindo de forma contrária ao ordenamento jurídico brasileiro, especialmente à Constituição Federal*”.

6.5. IDENTIFICAÇÃO DE BARREIRAS ECONÔMICAS

A infra-estrutura no Brasil é basicamente financiada pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Embora o Banco tenha programa especial¹⁵ para apoiar financeiramente as Pequenas Centrais Hidrelétricas, o padrão de garantias é o mesmo adotado para outras linhas de crédito, ou seja, garantias reais, predominantemente. Mesmo os projetos de PCH, habilitados e selecionados pela ELETROBRÁS para participar do PROINFA não contaram com flexibilidade do BNDES no capítulo das garantias. Para o Banco o proprietário da PCH deveria possuir condições cadastrais suficientes para garantir o financiamento. O PPA firmado com a

¹⁵ Os detalhes do Programa podem ser vistos no site http://www.bndes.gov.br/programas/infra/fontes_alternativas.asp

ELETROBRÁS, embora imprescindível no âmbito do PROINFA, não era suficiente para assegurar a aprovação do financiamento. Naturalmente, a grande maioria dos grupos detentores da autorização de PCH do PROINFA, na condição de *developer*, não conseguiram atender às exigências do BNDES. Parte desses empresários preferiram vender os seus direitos ou associar-se a outros grupos para criar as condições exigidas pelo BNDES. É necessário, portanto, criar-se outras alternativas de apoio financeiro para PCH.

Segundo Romagnoli (2005, p. 21):

Deve-se atentar para o fato de que as fontes renováveis requerem um tempo maior para que se dê o retorno de investimento, contrariando os modelos de negócios atuais, que estão orientados cada vez mais para horizontes bem curtos devido às incertezas econômicas e políticas. Outros fatores relacionados são a correta importância que se deve dar a fatores de decisão como a área a ser ocupada pelo investimento e se as novas políticas de expansão buscarão valorar substancialmente empreendimentos ambientalmente corretos.

Com exceção do PROINFA, o Brasil não tem programas de incentivos às fontes renováveis que busquem captar novos investimentos visando uma maior diversificação da matriz energética nacional. Uma das dificuldades mais visíveis enfrentadas pelo PROINFA é a questão da viabilidade dos financiamentos, como visto acima. Outra limitação imposta foi a fixação do preço de venda da energia de maneira uniforme, sem reconhecer as especificidades de cada PCH e sem adotar a metodologia do leilão. O preço fixado pelo PROINFA é muito próximo do nível praticado pelo mercado livre. Neste caso o programa PCH está sendo submetido a competição sem que lhe seja reconhecido nenhum dos méritos decorrentes da geração distribuída e do crédito ambiental. Com as características que tem o mercado de capitais no Brasil, raros seriam os aproveitamentos hidrelétricos capazes de atrair o investidor privado, sem o apoio governamental. O programa PCH poderia ter a sua equação financeira resolvida se amparado na formulação da Parceria Público-Privada (PPP) onde fosse possível harmonizar o interesse público com os critérios de viabilização do setor privado. (Lei das Parcerias Público-Privadas foi sancionada em 30 de dezembro de 2004 (Lei nº 11.079).

A política governamental para as fontes renováveis deve reconhecer os méritos da PCH de natureza ambiental que contribui para a redução da emissão de gases do efeito estufa, além de causar pequenos impactos na formação dos lagos. Deve, também, reconhecer os benefícios que a PCH proporciona para a transmissão de energia seja evitando investimentos, seja contribuindo para estabilizar o sistema.

Considerando esses pontos básicos torna-se incompreensível o elevado número de PCH represado em virtude das mais diversas razões e privando o País dos seus reconhecidos benefícios.

7. CONCLUSÕES

Os estudos sobre o potencial hidrelétrico brasileiro¹⁶ indicam que o Brasil dispõe de 260 mil MW em aproveitamentos hidrelétricos que podem ser explorados. Encontram-se em operação 74 mil MW em potência instalada¹⁷ o que representa apenas 28% do potencial existente. No âmbito das Pequenas Centrais Hidrelétricas o potencial estimado é da ordem de 26 mil conforme estudo realizado pela CERPCH dos quais encontram-se em operação apenas 1.567 MW em potência instalada, o que representa apenas 5% do potencial. A razão de tão baixo índice de exploração de PCH no Brasil é resultante de um conjunto de fatores que este estudo pretendeu examinar.

São obstáculos de diversa natureza que se somam aos riscos e incertezas para a exploração de PCH no Brasil.

Com exceção dos empreendimentos participantes do PROINFA a PCH encontra dificuldades nas áreas de comercialização, financiamento, questão ambiental, regulatória e de acesso à rede básica. Os governos estaduais, de um modo geral, deixaram de interessar-se pelo setor de PCH apesar da localização em seus territórios dos aproveitamentos. Submeter o programa PCH às regras do mercado de concorrência não parece ser a melhor alternativa para a utilização desse extraordinário potencial de geração elétrica de fonte limpa e de qualidade.

Pôde-se observar que o potencial hídrico reconhecido pela ANEEL de 11.800 MW para Pequenas Centrais Hidrelétricas indica extraordinária possibilidade de crescimento do mercado de PCH vez que apenas 1.567 MW estão em operação. Portanto, são 10.233 MW de PCH que se encontram represados nas diversas fases do processo de implantação. Os méritos desse tipo de geração hidrelétrica são importantes, tanto do ponto de vista social, como estratégico. A PCH contribui para a

¹⁶ Os dados detalhados poderão ser encontrados no site:
http://www.eletronbras.com.br/EM_Atuaacao_SIPOT/sipot.asp

¹⁷ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>

descentralização do processo de desenvolvimento com a criação de renda e emprego nas regiões mais carentes do País. A tecnologia para construção de PCH é conhecida, dominada e adaptada conforme a melhor engenharia, por empresas localizadas em território nacional. Todos os itens que compõem uma PCH podem ser de fabricação nacional o que representa criação de empregos estáveis e recolhimento de tributos. O Brasil detém ainda serviços de engenharia de qualidade superior para a concepção das melhores soluções para PCH. Outro conjunto de vantagens a ser considerado diz respeito ao baixo impacto ambiental, com possibilidade de venda do crédito de carbono e os benefícios para a rede básica de transmissão decorrentes da estabilidade de tensão provocada pela geração distribuída.

Diante de tantos méritos, o que impede a estruturação de um programa para a implantação da totalidade das PCH viabilizadas?

O número de aproveitamentos represados nas diversas etapas do processo de implantação, como visto, atinge um volume de 10.233 MW de potência instalada. Para efeito de comparação ressaltam-se a importância de três grandes projetos que são objetos de estudos para implantação no Brasil. Os dois primeiros são UHE JIRAU com 3.900 MW de potência instalada, UHE SANTO ANTÔNIO 3.580 MW de potência instalada ambos no Rio Madeira, Estado de Rondônia que compõem o Complexo Hidrelétrico do Madeira. Este empreendimento tem um custo orçado de R\$20 bilhões para gerar cerca de 4.480 MW médios de energia. Naturalmente o Complexo do Rio Madeira é de uso múltiplo e permitirá a navegabilidade em grande trecho do Rio Madeira através de eclusas e, por isso, propiciará extraordinário benefício para a atividade agrícola e comercial da região. O terceiro projeto em estudo é a UHE BELO MONTE (Ex-Kararaô) com 5.000 MW de potência instalada, localizado no Rio Xingu, Estado do Pará, que desde os anos 70 o Governo Federal, através da CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE (ELETRONORTE) tenta implantar. Estes projetos exigem elevados investimentos para a transmissão da energia vez que se localizam bem distante dos principais centros de consumo do País. Não se pretende discutir os méritos e os percalços desses projetos. Apenas para fins de equiparação a soma da energia dos projetos citados é equivalente ao potencial de PCH que se encontra represado. Observe-se que o Programa PCH não requer grande extensão em linhas de transmissão. Ao contrário, contribui para a estabilização da rede básica na medida em que faz a geração distribuída. Além disso, o investimento no Programa PCH será distribuído tanto do

ponto de vista geográfico, pois atingirá todo o território nacional como entre numerosos empreendedores. O impacto ambiental provocado por PCH será mínimo uma vez que será distribuído por centenas de pequenas represas.

Não há dúvida do papel da energia elétrica para o crescimento econômico. A experiência brasileira mostra que para cada ponto percentual de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) a geração de eletricidade precisa crescer em 1,5. Evidentemente o crescimento econômico subordina-se à disponibilidade de energia. Primeiro deve-se expandir a oferta de energia para que a meta do crescimento seja alcançada. Por esta razão é que as grandes centrais hidrelétricas devem ser construídas e é notável o esforço do Governo neste sentido. O que não é compreensível é a falta de interesse para o Programa PCH diante dos méritos que apresenta.

Os dados obtidos através da pesquisa direta realizada junto a técnicos, profissionais e empresários do setor permitiram elaborar a seguinte tabela.

Tabela 5 BARREIRAS PARA A IMPLANTAÇÃO DE PCH

Etapas do Processo de Implantação	%
1. Questões Regulatórias	10
2. Questões Ambientais	20
3. Questões de Engenharia (Projetos, Equipamentos, Construção Civil)	10
4. Questões de Financiamento (Equity, Debt)	30
5. Questões Econômicas (Tarifas, Tributos, Garantias)	30

Fonte: Elaboração Própria com base em pesquisa direta.

De acordo com os entrevistados as questões relacionadas com o financiamento, garantias e tarifas respondem por 60% das causas de atrasos na implantação de PCH.

Este estudo conclui listando as questões abaixo que incorporam as opiniões e comentários dos entrevistados.

- As condições econômicas e cadastrais exigidas pela ANEEL para as empresas interessadas na elaboração de inventários e projetos básicos para a obtenção da Autorização, são insuficientes para assegurar a implantação da PCH, seja com relação ao aporte de capital próprio, seja

com relação à capacidade de fornecer garantias para o financiamento. Em consequência, verifica-se um represamento de aproveitamentos autorizados sem iniciar a implantação.

- O custo da energia gerada pela maioria dos aproveitamentos de PCH, sendo superior ao das grandes centrais, não tem sido viabilizado nem pelo PROINFA nem pelos leilões de energia nova. Assim, esses aproveitamentos ficam estacionados no conjunto do represamento a espera de novas tarifas que os viabilizem.
- A regulação específica para a comercialização da energia da PCH, sendo insuficiente, também contribui para o aumento do citado represamento.
- A exigência por parte de alguns órgãos de controle ambiental de complexos estudos para usinas de pequeno porte provoca a elevação do custo de implantação nem sempre suportado pelo empreendedor. Considere-se ainda que os custos ambientais não são financiáveis e exigem o aporte de capital próprio.
- O nível das garantias e dos seguros exigidos por parte do banco financiador, a exemplo do BNDES, tem sido causa de paralisação de alguns projetos por absoluta falta de capacidade do empreendedor em atender tais exigências. Em muitos casos envolvendo garantias pessoais e patrimoniais que se somam às garantias dos recebíveis do PPA.
- Ressente-se, ainda, a ausência dos Estados que, embora disponham de numerosos aproveitamentos em seu território não desenvolvem política de apoio para a sua viabilidade. De fato, a regulação do setor elétrico deixa pouco espaço para a atuação estadual. Além disso, como o prazo de implantação de PCH, contado a partir dos estudos até a construção, normalmente ultrapassa o período do mandato, os governantes perdem o interesse.

Para atrair interessados em investir na geração de energia elétrica a partir de PCH e criar as condições necessárias para que o Programa tenha sua implantação acelerada, é necessário aperfeiçoar o arcabouço regulatório no sentido de remover as barreiras apontadas neste estudo e fazer constar, como prioridade, no Programa de Governo.

O PROINFA reúne as condições básicas necessárias para que o Programa PCH possa atingir a meta de implantar a totalidade dos aproveitamentos viabilizados. Portanto, é imprescindível que sejam iniciadas novas etapas e que se aperfeiçoem os aspectos relacionados ao preço da energia e as questões do financiamento e das garantias para as Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Sugere-se que estudos e pesquisas sejam realizados no sentido de aprofundar o conhecimento sobre a realidade de cada projeto de PCH que se encontra neste regime de espera. Deve-se, ainda, dimensionar o custo para a sociedade brasileira decorrente deste extraordinário represamento de aproveitamentos hidrelétricos que, em operação, poderiam ampliar a oferta em 10.000 MW de potência instalada para gerar energia limpa e contribuir para a estabilidade dos sistemas de transmissão e de distribuição de eletricidade no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Yolanda Vieira de. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas**. Dissertação de Mestrado em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo: USP. 1999.

ALBUQUERQUE, Heloísa Maria de Carvalho e. **Inserção das Pequenas Centrais Hidrelétricas promovida pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**. 2006. 163f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador – UNIFACS, Salvador.

ANEEL, **Cadernos Temáticos**.
<http://www.ANEEL.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf> Consulta em 02/12/2006.

BAHIENSE, Daniella Azeredo. **Autonomia e independência das agências de regulação do setor elétrico: ANEEL e agências estaduais**. Bahia – Análise & Dados. Salvador, SEI, v.11., n.4. Março de 2002.

BRASIL. **Código de águas**. Brasília: Departamento de Águas e Energia Elétrica, 1980.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução Conama nº 001, de 10 de março de 1987. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 23 mar. 1987. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res87/res0187.html>> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução Conama nº 001, de 23 de janeiro de 1986. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 17 fev. 1986. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0186.html>> Acesso em: 23 nov. 2006.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução Conama nº 237, de 19 de dezembro de 1997. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 22 dez. 1997. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>> Acesso em: 23 nov. 2006.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil, de 5 de outubro de 1988. 24. ed. São Paulo: Atlas, 2005. 200 p.

BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 11 set. 1996. Disponível em: <<http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisaLegislacao.action>> Acesso em: 23 nov. 2005.

BRASIL. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 7 out. 1997. Disponível em:

<[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa legislação.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Decreto nº 2.665, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa Legislação.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20Legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 26 mar. 1957. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa Legislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20Legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 17 maio 2004. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisaLegislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20Legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 ago. 2004. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisaLegislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20Legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Portaria nº 109, de 24 de novembro de 1982. Estabelece que para fins de análise pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, de projeto relativo a Pequena Central Hidrelétrica - PCH, será suficiente que o mesmo seja apresentado de conformidade com as recomendações constantes no Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 26 nov. 1982. Disponível em: <<http://www3.ANEEL.gov.br/netacgi/cobaia.exe?S1=portaria&S2=&S3=&S4=109&S5=&l=20&SECT1=IMAGE&SECT4=e&SECT6=HITOFF&SECT3=PLURON&SECT2=THESON&SECT5=BIBL04&S6=legislacao&d=BIBL&p=2&u=http://www.ANEEL.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm&r=31&f=G>> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Portaria nº 136, de 6 de outubro de 1987. Estabelece que, para fins de análise pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE de projeto relativo à Pequena Central Hidrelétrica - PCH, será observado o conteúdo dos manuais elaborados pelo DNAEE e pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e revoga a Portaria DNAEE 109 de 24.11.1982. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 26 nov. 1982. Disponível em: <<http://www3.ANEEL.gov.br/netacgi/cobaia.exe?S1=portaria&S2>>

=&S3=&S4=136&S5=&l=20&SECT1=IMAGE&SECT4=e&SECT6=HITOFF&SECT3=PLURON&SECT2=THESON&SECT5=BIBL04&S6=legislacao&d=BIBL&p=2&u=http://www.ANEEL.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm&r=25&f=G> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 3.890A, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a Empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 abr. 1961. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa legislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a política nacional do meio ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 02 set. 1981. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa legislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 fev. 1995a. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa legislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 08 jul. 1995b. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa legislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa legislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisa%20legislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 18 out. 2001. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/Executa Pesquisalegislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/Executa%20Pesquisalegislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 abr. 2004. Disponível em: <[http://www6.senado.gov.br/sicon/Executa Pesquisalegislacao.action](http://www6.senado.gov.br/sicon/Executa%20Pesquisalegislacao.action)> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, da nova redação as leis 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, 3890-a, de 25 de abril de 1961, 5.655, de 20 de maio de 1971, 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 29 abr. 2004. Disponível em: <<http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisalegislacao.action>> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <<http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisalegislacao.action>> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <<http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisalegislacao.action>> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004. Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 31 dez. 2004a. Disponível em: <<http://www6.senado.gov.br/sicon/ExecutaPesquisalegislacao.action>> Acesso em: 20 nov. 2006.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico: reestruturação do setor, privatização, concessões, expansão da oferta na transição**. Brasília, 1996.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Guia de habilitação de projetos de geração de energia elétrica**. Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs. Rio de Janeiro, 2004.

BRIGHENTI, Cláudia Rodrigues Faria;2003. **Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico**. São Paulo. Dissertação de Mestrado em Energia– Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo – PIPGE, USP.

CANAZIO, Alexandre. **BNDES tem carteira com 57 projetos do Proinfa**. Agência CanalEnergia. 08 de maio de 2006. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/CNDPCH.asp?id=53134>

CARNEIRO, Ricardo. **Estado, mercado e o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. 2000**. Tese. Doutorado em Ciências Humanas – Sociologia e Política. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2000.

COSTA, Irapuã de Oliveira. **Energia elétrica: a luz do consumidor**. São Paulo: Segmento Farma, 2004.

COSTA, Ricardo Cunha da; PRATES, Cláudia Pimentel T. **O papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração no mercado**. BNDES Setorial, *Rio de Janeiro, n. 21, p. 5-30, mar. 2005*

CASTRO, Nivalde J. **“Problemas e perspectivas da crise financeira do Setor Elétrico Brasileiro”**. Rio de Janeiro, IFE nº 1.097. Instituto de Economia - UFRJ, 28 de abril de 2003

COUTO, Fábio. **Fontes alternativas: especialistas defendem ajustes para garantir crescimento**. Canal Energia. www.canalenergia.com.br . Rio de Janeiro, 17 fev. 2005.

DOEHLER, Flávia Dutra. **Avaliação de usinas hidrelétricas**. Revista PCH Notícias e SHP News . Ano 5, nº 18. Itajubá: CERPCH , Mai-Jun-Jul , 2003.

DONAIRE, Denis. **Gestão ambiental na empresa**. São Paulo: Atlas, 2000.

ELETOBRÁS. **Informações sobre o setor elétrico**. Disponível em: www.ELETOBRÁS.gov.br. Acesso em: 11/06/2006

ELLIOT, D. **Renewable Energy and Sustainable Futures**. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue, pp261-274, April/May 2000.

EPA - Environmental Protection Agency. **Principles of Environmental Impact Assessment Review**. July, Washington, D.C., U.S., 1998.

GARCIA, Flávio Amaral. **A regulação jurídica das rodovias concedidas**. Rio de Janeiro: Lúmen Iuris, 2004.

GARRIDO, Paulo Otolini. **Uma alternativa de gestão para a competitividade empresarial no setor elétrico brasileiro: estratégias para a promoção do desenvolvimento humano e tecnológico e geração de trabalho e renda**. Dissertação de Mestrado. Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis: UFSC, 1999.

GONÇALVES JÚNIOR, Dorival. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: estratégia de retomada da taxa de acumulação do capital?** Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2002.

GUSMÃO, Antonio Carlos Freitas; MARTINI JUNIOR, Luiz Carlos de. **Gestão Ambiental na Indústria**. Rio de Janeiro: Destaque, 2003.

LAGO, Rosângela & NÓBREGA, André Pepitone da. **O processo de outorga de autorização-registro de PCH**. PCH Notícias & SHP News, nº 11. Itajubá: CERPCH, Ago-Set-Out 2001.

LAGO, Rosângela & NÓBREGA, André Pepitone da. **O processo de outorga de autorização-registro de PCH**. PCH Notícias & SHP News, nº 11. Itajubá: CERPCH, Ago-Set-Out 2001.

LEITE, Antônio Dias. **A reforma na energia** (Brasil, década de 90). UFRJ – Instituto de Economia, 1998.

MACHADO, Paulo Afonso Leme. **Direito Ambiental Brasileiro**. São Paulo: Malheiros Editora, 2000.

- MARTÍNEZ, Maurício L. **Panorama Setorial Energia Elétrica**. São Paulo: Gazeta Mercantil, 1997. v.1.
- MAURO FILHO, Ivo & ZANIN, Wolmer Roque. **Viabilização de PCH – Conexão Elétrica**. Revista PCH Notícias e SHP News. Ano 5, nº 17. Itajubá: CERPCH, Fev-Mar-Abr 2003.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico: reestruturação do setor, privatização, concessões, expansão da oferta na transição**. Brasília, 1996.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Guia de habilitação de projetos de geração de energia elétrica**. Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH. Rio de Janeiro, 2004
- MOREIRA, I. V. D. **Avaliação de Impacto Ambiental – AIA** . Rio de Janeiro, FEEMA, 1985.
- NASCIMENTO, José G. A. do. **Considerações sobre Incentivos Regulatórios à Geração Descentralizada de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia). Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 1997.
- NOGUEIRA-NETO, Paulo. **Rima e Impacto Ambiental**. Disponível em: www.mre.gov.br/cdbrasil/itamaraty. Acesso em: 11/06/2006.
- OCÁCIA, Gilnei Carvalho et al. **O fato de carga no custo do KWH em micro centrais elétricas isoladas**. Revista PCH Notícias e SHP News. Ano 5, nº 17. Itajubá: CERPCH, Fev-Mar-Abr 2003.
- OECD. **Organization for Economic Cooperation and Development** (2004) (www.oecd.org.)
- OLIVEIRA, Gisele. **ICMS: dificuldade de financiamento atrapalha andamento do PROINFA**. Portal GD: www.portalgd.com.br . Rio de Janeiro. 18. jan. 2005.
- Our Common Future – The World Commission on Environment and Development. Oxford University Press, 1987.
- PAIXÃO, Lindolfo E. Experiências se complementam e redesenham o setor elétrico. MME, Brasília, 1997. In: **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: informações básicas**. MME, Brasília, 1997a.
- PEREIRA, Luiz Carlos Bresser. **A Reforma do Estado dos Anos 90: Lógica e Mecanismo de Controle**, Brasília (MARE), 1997.
- PIRES, J. C. L. **Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro. As experiências da ANEEL e ANP**. Ensaio BNDES. Rio de Janeiro, dez/2000.
- ROMAGNOLI, Henrique César. **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis: UFSC, 2005.
- SANTOS, Afonso Henriques Moreira et al. **Análise do Risco Hidrológico na Definição de contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica em Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Revista PCH Notícias e SHP News. Ano 5 , nº 19. Itajubá: CERPCH, Ago-Set-Out 2003.

- SANTOS, Nivaldo João dos. **Análise do uso da informação contábil para fins gerenciais: o caso da avaliação econômico-financeira da Gerasul.** Dissertação de Mestrado. Engenharia da Produção. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis: UFSC, 1999.
- SCHIMIDHEINY, Stephan. **Mudando o Rumo: uma Perspectiva Global Empresarial sobre o Desenvolvimento.** Rio de Janeiro: FGV, 1992.
- SILVEIRA, Carlos Alexandre Cernach et alli. Campanha da Fraternidade. **Água e Energia Elétrica.** Textos Complementares. Brasília: CNBB, 2004.
- SOUTO, Marcos Juruena Villela. **Breve apresentação do Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.** Revista de Direito da Procuradoria Geral, nº 60. Rio de Janeiro: PGE-RJ, 2006.
- SOUZA RAMOS, Maria Olívia de. **Evaluation de la Noubelle Politique Industrielle et de sa Mise Ceuvre Au Sein du Secteur Életrique Brésilien,** Thèse pour la Doctorat, l'Université du Paris XII, Paris 2006
- TAUK, Sâmia Maria. **Análise Ambiental: Uma visão multidisciplinar.** São Paulo: Unesp, 1995.
- TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio & ALENCAR, Harley Souza. **Panorama Elétrico da PCH.** Acervo do CERPCH. Itajubá (MG): Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2006. Disponível em www.cerpch.unifei.edu.br (C)
- TIAGO FILHO, Geraldo Lucio et alli. **A evolução histórica do conceito das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil.** Disponível em www.artigocientifico.com.br. 2006. Acesso em 29 jul.2006.(A)
- TIAGO FILHO, Geraldo Lucio et alli. **Um panorama das pequenas centrais no Brasil. Comitê Brasileiro de Barragens.** Anais do V Simpósio de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas. Florianópolis, 03 a 06 de abril de 2006(B).
- TIAGO FILHO, Geraldo Lucio. **Brasil redescobre potencial das micro e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).** Disponível em www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.
- TOLMASQUIM, M.T. (org.). **Alternativas energéticas sustentáveis no Brasil.** Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.
- _____. **Fontes renováveis de energia no Brasil .** Rio de Janeiro: Interciência/CENERGIA, 2003.
- TOLMASQUIM, Maurício Tiomno et al. **As empresas do setor elétrico brasileiro: estratégias e performances.** Rio de Janeiro: Cenergia, 2002.
- TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Geração de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

APÊNDICE

ENTREVISTA

O objetivo desta entrevista é obter informações qualificadas sobre o tema “Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil - Uma análise do desempenho programático.”

Trata-se de obtenção de dados para a elaboração de uma dissertação para o Mestrado de Regulação da Indústria de Energia da UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS em Salvador – Bahia.

Agradeço antecipadamente a sua atenção e preciosa ajuda para a elaboração deste trabalho acadêmico.

Pretendo analisar as causas do atraso na implantação de PCH no Brasil em que pese o elenco de fatores favoráveis e contribuir na identificação de alternativas que possam ser estudadas para aumentar o ritmo de implantação de PCH.

Peço-lhe responder às seguintes questões:

1. Considerando a existência de aproximadamente 1.000 aproveitamentos identificados no Brasil como PCH nas diversas fases do processo regulatório, quais as razões para o baixíssimo número de aproveitamentos com obras iniciadas?
2. Considerando a existência de aproveitamentos de PCH em quase todos os estados brasileiros como se explica o desinteresse da grande maioria dos governos estaduais pelo tema?
3. Em que pese as especiais condições para implantação de PCH oferecidas pelo PROINFA quais as razões de adiamentos e atrasos para a realização dos investimentos?
4. Dentre as questões fundamentais para a implantação de uma PCH qual a que V. atribui maior responsabilidade por atrasos:
 - Questões Regulatórias.
 - Questões Ambientais.
 - Questões de Engenharia (Projetos, Equipamentos, Construção Civil).
 - Questões de Financiamento (Equity, Debt).
 - Questões Econômicas (Tarifa, Tributos, Garantias).
 - Outras questões (Identificar).
5. A freqüente transferência de propriedade entre os detentores de autorização da ANEEL para a implantação de PCH é sinal de inadequação regulatória? Comente.

JOSÉ SÉRGIO DE OLIVEIRA ANDRADE
jsoa@uol.com.br

ANDRADE, José Sérgio de Oliveira e. *Pequenas Centrais Hidrelétricas – Análise das Causas que Impedem a Rápida Implantação do Programa de PCH no Brasil*. 2006. 105 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia no Brasil), Universidade Salvador – UNIFACS, Salvador.

Autorizo a reprodução parcial ou total deste trabalho para fins de comutação bibliográfica.

Salvador, dezembro de 2006.

José Sérgio de Oliveira Andrade