UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Programa Interunidades Pós-Graduação em Energia - PIPGE

(IEE/EP/FEA/IF)

A Contabilização das Externalidades como Instrumento para a Avaliação de Subsídios: o Caso das PCHs no Contexto do Proinfa

Paulo Henrique Zukanovich Funchal

São Paulo

2008

PAULO HENRIQUE ZUKANOVICH FUNCHAL

A CONTABILIZAÇÃO DAS EXTERNALIDADES COMO INSTRUMENTO PARA A AVALIAÇÃO DE SUBSÍDIOS: O CASO DAS PCHs NO CONTEXTO DO PROINFA

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Escola Politécnica/ Faculdade de Economia e Administração/ Instituto de Física) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof[a]. Dr[a]. Virgínia Parente

São Paulo

2008

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

FUNCHAL, Paulo Henrique Zukanovich.
A Contabilização das Externalidades como Instrumento para a Avaliação de Subsídios: o Caso das PCHs no Contexto do Proinfa. / Paulo Henrique Zukanovich Funchal;
Orientadora Virgínia Parente. – São Paulo, 2008.
155 p.: il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia Elétrica – Pequenas Centrais Hidrelétricas 2. Avaliação de Externalidades – Emissão de Poluentes 3. Proinfa – Subsídio I.Título.

AGRADECIMENTOS

A concretização deste trabalho só foi possível pelo apoio e incentivos de muitas pessoas que contribuíram de distintas formas, e que sem estas a realização deste estudo estaria seriamente comprometida, a estes eu não poderia deixar de prestar os meus sinceros agradecimentos.

Aos meus pais Ayrton e Mady que foram, são e sempre serão um exemplo de dedicação extremada, e que com amor e carinho sempre me auxiliaram na minha caminhada pela longa estrada da vida.

Ao meu avô Antônio Zukanovich (in memoriam), que sempre foi um exemplo de ser humano e que é um rumo para minha vida.

A minha esposa Carla, que de forma magnânima, não só suportou a minha ausência, mas soube me apoiar e incentivar nos momentos em que mais precisei com muito amor e paixão, mostrando que é uma verdadeira companheira.

Aos meus filhos Pedro e Raphael, que a cada sorriso, não só me enchiam de alegria, mas renovavam minhas forças para vencer qualquer desafio.

A minha orientadora Professora. Dra. Virgínia Parente, que soube pacientemente me mostrar os caminhos a serem trilhados para a realização deste trabalho.

Ao Professor Dr. Juarez Rizzieri, que além do privilégio de tê-lo como professor de economia, pude contar com sua capacidade em discussões de inestimável valor para a elaboração conceitual da estrutura lógica deste estudo.

Ao Professor Edmilson Moutinho dos Santos, cuja amizade e aconselhamento foram fundamentais para meu ingresso no programa de pós-graduação do IEE.

A diretoria da Logos Engenharia, que não só possibilitou minha participação no curso do IEE, mas principalmente me propiciou a vivência com profissionais do mais alto gabarito.

A todos, agradeço intensamente o apoio e dedico o resultado desta dissertação.

Resumo

FUNCHAL, P.H.Z. **A Contabilização das Externalidades como instrumento para a Avaliação de Subsídios: o Caso das PCHs no Contexto do Proinfa**, 2008, 155 p. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo

Este trabalho tem como objetivo avaliar o balanço econômico de uma política de incentivos para as fontes de energia renovável, analisando em particular o caso das PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétrica) inseridas no Proinfa, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. A análise é desenvolvida tomando por base a internalização de custos e benefícios para a sociedade do referido Programa. Dentre os benefícios, estão destacados o desenvolvimento de uma fonte alternativa de energia que diminui os impactos ambientais devidos às emissões de gases poluentes, tal como o CO_2, NO_x o SO_2 e o material particulado. Dentre seus custos, o imposto a ser cobrado se faz necessário para que programas dessa natureza se realizem. Para tanto, a revisão da literatura se concentra em assuntos concernentes à avaliação de programas de incentivos, bem como sobre o desenho de políticas de subsídio e das formas que a economia encontra para lidar com externalidades. Em seguida, analisam-se as estruturas propostas de incentivos, verificando-se, à luz da teoria, se essas estruturas são apropriadas aos seus fins e procedendo-se a uma análise de custo/benefício destas.

Palavras-chave: Políticas Públicas; Setor Elétrico; Regulação Econômica; Proinfa; Pequenas Centrais Hidrelétricas; PCHs; Subsídio; Externalidades; Economia do bem-estar.

ABSTRACT

FUNCHAL, P.H.Z. **Externalities Accounting as Tool for Subsidies Valuation: the Case of SHPs into the Context of Proinfa**, 2008, 155 f. Work, Program of Post-Graduation in Energy. Univrsidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

This work has the objective to evaluate the economic balance of an incentive policy for renewable energy source (RES), in particular it analyses the SHP (Small Hydropower Plant) case into the Context of Proinfa, the Brazilian alternative electrical energy source incentive program. This analysis is developed considering the point of view of internalizing the costs and benefits for the society. Among the benefits could be highlighted the development of a RES that reduces environmental impacts caused by pollutant gas emissions, such as CO_2, NO_x, SO_x and particulated material, among the costs is the tax necessary to support this kind of program.

To achieve this objective, the literature revision was focused on subjects related to evaluation of an incentive program as well as on the design of subsidy policies and how the economy deals with externalities. Also it is analyzed the incentives framework proposed, verifying based on the economic theory, if this framework is suitable to its own aims, and at the end it is proceed a cost benefit analysis of this structure.

Key words: Public Policies; Electricity Market; Economic Regulation; Proinfa; Small Hydropower Plants; SHP; Subsidy; Externalities; Welfare Economics.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 11
1.1 OBJETIVO 13
1.2 JUSTIFICATIVA 14
1.3 METODOLOGIA 16
2 REVISÃO DA LITERATURA 19
2.1 O PROINFA 19
2.2 BREVE HISTÓRICO DAS PCHS 21
2.3 SUBSÍDIO COMO FERRAMENTA DE POLÍTICA PÚBLICA 51
2.4 A BASE TEÓRICA DA ANÁLISE ECONÔMICA DO SUBSÍDIO/IMPOSTO .. 64
2.5 EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 85
2.6 AS ESTRUTURAS DE FINANCIAMENTO NO BRASIL 92
3 AVALIAÇÃO DO CUSTO ECONÔMICO DO PROINFA X CUSTO SOCIAL EVITADO 111
3.1 ESTIMATIVA DO SUBSÍDIO PARA AS PCHS– "CUSTO DAS PCHS DO PROINFA" 111
3.2 O CÁLCULO DO "CUSTO DAS PCHS DO PROINFA" 113
3.3 O CUSTO SOCIAL EVITADO 117
3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE 134
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 139

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Evolução do Número de Empresas e Potência Instalada (1920 – 1930) .28
Tabela 2 – Crescimento da média anual da capacidade instalada 1883- 1945 29
Tabela 3 - Limites de potência para PCHs em vários países 38
Tabela 4- Classificação das PCHs quanto à potência e à queda de projeto 44
Tabela 5 – PCHs em operação até julho de 2006 – por faixa de potência.....45
Tabela 6 - PCHs em operação até julho de 2006 – por tipo de empreendedor 46
Tabela 7- PCHs contratadas dentro do Proinfa – por faixa de potência.....46
Tabela 8 – Geração de energia elétrica no Brasil por fonte 75
Tabela 9 – Resumo das privatizações no setor elétrico até 2000 93
Tabela 10 - Riscos envolvidos em um projeto.....107
Tabela 11 – Comparação *Project Finance* e *Corporate Finance*.....109
Tabela 12 – Tarifa média dos leilões 4º e 5º de energia nova e 6º e 7º de ajustes.112
Tabela 13 – Valor Econômico da Tecnologia Específica PCH em R$/MWh 113
Tabela 14 – Montante de energia previsto para a fonte PCH dentro do Proinfa 113
Tabela 15 – Cálculo do “Custo das PCHs do Proinfa” devido ao “Imposto Proinfa”114
Tabela 16 – Resumo de estudos de emissões de CO_2, SO_2, NO_x e Particulados para Termelétricas a gás e Hidroelétricas 119
Tabela 17 – Cálculo de máximo e mínimo de emissões por ano para um térmica a gás 121
Tabela 18 - Cálculo de máximo e mínimo de emissões por ano para uma hidroelétrica.....122~~121~~
Tabela 19 – Valores de emissão de uma termoelétrica em g/KWh - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch.....123
Tabela 20 - Valores de emissão de uma hidroelétrica em g/KWh - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch.....124
Tabela 21 – valores de fechamento da cotação do euro.....125~~124~~
Tabela 22 – preço da tonelada de CO_2 equivalente.....125
Tabela 23 – Custos em ton/EUR estimados para emissão de SO_2, NO_x e Material Particulado 125
Tabela 24 – Resumo do máximo e mínimo das externalidades de uma termelétrica por ano 127

Tabela 25 - Resumo do máximo e mínimo das externalidades de uma hidroelétrica por ano 127
Tabela 26 - Total de emissão de uma termelétrica em t/ano - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch 129
Tabela 27 – Valor das externalidades de uma termelétrica em EUR/ano e R$/ano- Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch 129
Tabela 28 - Total de emissão de uma hidroelétrica em t/ano - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch 130
Tabela 29 - Valor das externalidades de uma hidroelétrica em EUR/ano e R$/ano - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch 130
Tabela 30 – Custo social evitado – considerando-se dados de todos os trabalhos selecionados 131
Tabela 31 – Custo social evitado – Baseado nos dados do Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch 132
Tabela 32 - Cálculo do custo social evitado devido à utilização de PCHs 132
Tabela 33 - Cálculo do Valor Presente do custo social evitado devido à utilização de PCHs 133
Tabela 34 – redução de 10% no valor da energia vendida nos leilões de energia avaliados 134
Tabela 35 – Impacto da variação de -10% do preço do leilão de energia 135
Tabela 36 – Redução 10% do preço de energia e emissão de 454 gCO_2 eq/KWh para térmicas 137
Tabela 37 – Impacto da variação de -10% no preço da tonelada de Carbono 138
Tabela 38 – Redução do preço da tonelada de carbono para igualar o “Custo das PCHs do Proinfa” com o custo social evitado 138

Índice de Figuras

Figura 1 - Fluxograma de implantação de uma PCH 49
Figura 2 - O excedente do consumidor para um mercado 69
Figura 3 – O excedente do produtor em um mercado.....70
Figura 4 – Peso Morto devido a criação de um imposto 71
Figura 5 - Custo social da externalidade da empresa 73
Figura 6 – Custo social da externalidade do mercado 74
Figura 7 – Custo presente e futuro em relação ao Armazenamento final 77
Figura 8 – Custo presente e futuro em relação ao Armazenamento final 78
Figura 10 – Decomposição do custo marginal da UTE 81
Figura 11 – Custo Marginal Expansão PCH e UTE.....82
Figura 12 – Custo Marginal Expansão Social UTE x PCH 84
Figura 13 – Avaliação do Ciclo de vida 91
Figura 12 – Estrutura contratual típica de um *Project Finance*.....102

1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho, com objetivo de apresentar uma estrutura de análise para avaliar as externalidades geradas pela emissão de poluentes da produção de energia, encadeia os vários aspectos teóricos, partindo de uma revisão bibliográfica, e aborda vários aspectos metodológicos. O estudo está organizado em 5 capítulos, O capítulo da introdução está subdividido em 3 itens que apresentam o objetivo, a justificativa e a metodologia utilizada no presente estudo.

No segundo capítulo, faz-se uma revisão da bibliografia de forma a identificar os assuntos mais relevantes para um entendimento global do problema em pauta; Assim no item 2.1, apresenta-se o Proinfa, explorando o contexto da criação desse programa. No item 2.2, elabora-se um breve histórico da PCH, incluindo: (a) o conceito e a caracterização técnica deste tipo de planta de geração de energia, e (b) a comparação do mercado das PCHs antes e depois do Proinfa. O item 2.3 traz a revisão da teoria sobre o subsídio, identificando as características necessárias para um programa de incentivos ter o efeito desejável e apresentando um breve descrição da teoria do Bem-Estar, que é aplicada na avaliação do "Custo das PCHs do Proinfa" em relação às externalidades produzidas por uma fonte de geração térmica. O item 2.4 compara as diferentes modalidades de financiamento possíveis para obras de infra-estrutura. Considera-se, no item 2.5, a introdução do conceito de externalidade e apresenta-se a metodologia do LCA (*Life Cycle Assessment)* como ferramenta para internalizar os custos externos das várias fontes de geração de energia elétrica. No capítulo 3 faz-se as avaliações e cálculos para quantificar os "Custos das PCHs do Proinfa" e as externalidades produzidas pelas térmicas e PCHS.

Por fim, no capítulo 4, são sintetizadas as conclusões e as considerações finais, abrangendo não só os resultados alcançados, mas, também, avaliando-se quais seriam os próximos passos para uma efetiva avaliação dos custos reais para os empreendimentos de geração elétrica tipo PCH no Brasil.

Com essa estrutura, a dissertação pretende desenvolver a base teórica para responder a questão principal deste trabalho que é: **O "Imposto Proinfa" criado**

para financiar as novas Pequenas Centrais Hidrelétricas inseridas no programa é economicamente eficiente?

A hipótese que conduz à investigação da resposta a essa questão é que a não-contabilização dos custos das emissões de CO_2, SO_2, NO_x e material particulado não retratados nos preços da energia elétrica das fontes de geração convencional, principalmente as fontes de energia de origem fóssil, é fonte de distorção na comparação do preço da energia oriunda de fontes convencionais com a de fontes renováveis.

1.1 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo principal analisar, do ponto de vista econômico, se os custos incorridos com o subsídio para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), em particular as inseridas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) são adequados do ponto de vista social. Para esta análise, considerar-se-á o custo do subsídio comparado com o benefício social de se evitar principalmente o aumento da emissão de gás carbônico (CO_2) e, secundariamente, o dióxido de enxofre (SO_2), dos óxidos de nitrogênio (NO_x) e dos materiais particulados na atmosfera. Em particular, este estudo pretende quantificar – considerando-se como base teórica do bem-estar social – o valor do subsídio suportado pela sociedade para a implantação das Pequenas Centrais Hidrelétricas selecionadas na primeira fase do Proinfa, e comparar este custo com o valor das emissões de CO_2, SO_2, material particulado e do NO_x evitadas.

Como objetivo secundário, a pesquisa tem o intuito de avaliar o desempenho do programa na implantação das Pequenas Centrais Hidrelétricas até Setembro de 2008 e também analisar quais foram os possíveis aspectos que impediram que esta implantação fosse mais eficaz.

1.2 JUSTIFICATIVA

O documento do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), publicado em 2 de fevereiro de 2007, constata que a concentração dos Gases do Efeito Estufa (GEE) tem aumentado desde 1750 devido, principalmente, às atividades humanas. Nesse relatório, o dióxido de carbono (CO_2), indicado como o GEE antropogênico de maior impacto ambiental, cuja emissão é principalmente devida à utilização de combustíveis fósseis e representa 77% dos GEE antropogênicos emitidos em 2004 (IPCC, 2007). Já um relatório mais recente do IPCC, publicado em 4 de maio de 2007, relata que entre os anos de 1970 e 2004 houve um aumento de 70% das emissões dos GEE, sendo o maior crescimento das emissões mundiais dos GEE proveniente do setor de fornecimento de energia.

O Alerta do quarto relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas – IPCC, divulgado em 2007, é claro quando relata:

> Atividades econômicas, políticas e atitudes de seres humanos estão provocando um fenômeno de conseqüências muito graves e que poderia até, em longo prazo, inviabilizar a sobrevivência de milhares de espécies de seres vivos em nosso planeta. Independentemente dos cenários traçados, sejam eles otimistas ou pessimistas, o fato é que a partir da divulgação desse relatório ninguém mais pode alegar desconhecimento de causa. Nem pode alegar que é igual a responsabilidade de todos os seres humanos: de fato, as causas estão vinculadas a processos econômicos e de apropriação de recursos ambientais que geram benefícios para alguns, enquanto deixam impactos de degradação ambiental e social para outros ou em regiões e países distintos. A desigualdade na distribuição dos efeitos e na responsabilidade das causas é tanto entre países como também entre segmentos populacionais em cada país.

Considerando-se ainda que, de acordo com ESHA (*European Small Hydropower Association*), a produção de uma unidade de energia, ou seja, de um GWh de eletricidade produzida por uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) pode significar a redução de 480 toneladas de emissão de CO_2, caso se optasse por uma fonte de geração de origem fóssil.

E é dentro deste contexto, no qual se constata que o dióxido de carbono destaca-se como o principal responsável pelos danos ao meio ambiente, acrescido que os custos incorridos pela degradação do meio ambiente não são incorporados ao preço da energia elétrica gerada através da queima de combustíveis fósseis, que se apresenta a necessidade de avaliar os programas de incentivos para utilização de fontes renováveis. Assim, a referida avaliação é feita à luz dos reais custos e benefícios que programas como o Proinfa impõem à sociedade.

Ainda que as análises aqui desenvolvidas não sejam capazes de examinar todas as variáveis que impactam tais programas, pretende-se estabelecer diretrizes para identificar as possíveis consequências da implantação de uma política pública na área de energia. Política esta que deve ter como um dos seus principais condicionantes a minimização da emissão dos gases de efeito estufa.

1.3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para a realização deste trabalho é dividida em 5 partes principais. São elas:

1. pesquisa dos principais assuntos relacionados com a implantação de um programa de incentivo para as fontes de energia renovável, em especial para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e o Proinfa;
2. levantamento dos dados referentes à oferta de energia elétrica das PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e dos custos envolvidos no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa);
3. levantamento dos dados referentes sobre as externalidades da produção de energia elétrica por plantas hidrelétricas e termelétricas;
4. avaliação do custo do subsídio do Proinfa para o mercado de energia elétrica nacional e mensuração deste devido à imposição do “Imposto Proinfa”;
5. avaliação do valor evitado de emissões de CO_2, NO_x e SO_2 e material particulado devido à utilização de PCHs frente ao “Imposto Proinfa”.

Abaixo estão detalhadas essas etapas.

1. Pesquisa dos principais assuntos relacionados com a implantação de um programa de incentivo para as fontes de energia renovável, em especial para as PCHs: esta etapa tem - como objetivo - a revisão da literatura dos assuntos correlacionados à implantação de um programa como o Proinfa, a fim de permitir um melhor entendimento do estudo como um todo. Inicialmente, é realizado um breve histórico das PCHs no Brasil de forma a verificar a importância deste tipo de empreendimento e, principalmente, entender o porquê do desestimulo à construção de novas centrais deste tipo. Em seguida, faz-se uma avaliação da legislação do Proinfa de forma a não só entender o arcabouço institucional deste programa, mas também com o propósito de verificar o seu desenvolvimento ao longo do tempo. A seguir, analisa-se o conceito de subsídio e as características desejáveis a um programa de incentivo às fontes de energia renovável. Não menos importante é a revisão dos tipos de estruturas de financiamento adequadas a um programa de

incentivo para projetos de infra-estrutura, de forma a identificar as condições e os modelos adequados de financiamento. Por fim, faz-se uma revisão do conceito de externalidade e a distorção que a existência de uma externalidade implica no custo social percebido.

2. Levantamento dos dados de oferta de energia elétrica das PCHs inseridas no Proinfa e dos custos envolvidos no programa: esta fase do estudo tem como objetivo levantar os dados de produção de energia das PCHs que é a base para o cálculo do valor do custo total do programa (tarifa do Proinfa multiplicado pelo total de energia gerada). Esta informação também é a base para o cálculo total de poluentes lançados na atmosfera tanto pela operação das PCHs quanto por uma termelétrica.

3. Levantamento dos dados existentes na bibliografia para o cálculo de emissão do CO_2, NO_x e SO_2, utilizando-se o método da Avaliação do Ciclo de Vida (*Life Cycle Assessment* – LCA). Não sendo objeto deste trabalho o levantamento dos dados de emissões de CO_2, NO_x e SO_2 nem a avaliação do método LCA, os dados serão obtidos de estudos de diversos autores que já realizaram avaliação sobre as emissões de poluentes para plantas de geração hídrica e termelétrica. Estes dados serão tabulados e considerar-se-á uma faixa mínima e máxima para as emissões por kWh, de forma a identificar os limites inferiores e superiores do total de externalidades produzidas tanto pelas geradoras hídricas como térmicas a gás.

4. Apreciação do custo do Proinfa para o mercado de energia elétrica nacional: com as informações dos custos incorridos com a contratação das PCHs dentro do Proinfa, avaliar-se-á o valor total do subsídio pago pelo consumidor final pelo "Imposto Proinfa", cobrado dos consumidores de energia elétrica. Para a avaliação do valor do "Imposto Proinfa", considerar-se-á o valor da tarifa de energia elétrica paga para a produção de energia das PCHs, comparado com os preços de energia obtidos nos últimos leilões de venda de energia. Para esta avaliação, todos os valores serão corrigidos até março de 2008. A diferença do preço pago pela Eletrobrás para os produtores de energia produzida pelas PCHs em relação à média dos preços auferidos nos leilões de energia selecionados será utilizado como proxy do "Imposto Proinfa". A multiplicação do "Imposto Proinfa" pelo total de energia

gerada pelas pequenas centrais hidrelétricas resultará no “Custo das PCHs do Proinfa ”, imputado à sociedade.

5. Para a avaliação do valor evitado de emissão de CO_2, NO_x e SO_2 e material particulado devido à utilização de usinas térmicas, dados estes estimados, utilizando-se a metodologia de avaliação do ciclo de vida (LCA sigla em inglês), calcular-se-á a diferença entre as emissões produzidas por uma planta térmica e uma planta hidrelétrica para a produção de um MWh, de forma a identificar a quantidade a mais de emissões produzida por uma termelétrica. Para este cálculo, utilizar-se-ão as estimativas da quantidade de emissão de CO_2, NO_x e SO_2 e material particulado relativas ao ciclo de vida das fontes de geração de energia térmica e hídrica constantes das bibliografias consultadas.

A quantidade de emissões por unidade de energia a mais que uma térmica produz, em toneladas de poluentes por kWh, multiplicada pelo total de energia a ser gerada no prazo de 20 anos pelas PCHs dentro do Proinfa resulta no total de emissões evitadas pela implantação das PCHs dentro do Proinfa. Este valor multiplicado pelo valor (na data da avaliação) do preço do crédito de carbono e dos custos de emissão dos outros poluentes disponíveis na bibliografia representa a externalidade não contabilizada das plantas termelétricas, aqui identificado como o “Custo Social Evitado”.

Comparando-se o valor do ”Custo das PCHs do Proinfa” gerado devido à implantação do “Imposto Proinfa” com a o “Custo Social Evitado” de emissão de CO_2, NO_x e SO_2 e material particulado, identificar-se-á se a implantação das Pequenas Centrais Hidrelétricas contempladas pelo Proinfa resultou em uma perda ou em ganho de eficiência econômica para a sociedade brasileira.

2 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão da literatura tem como objetivo realizar uma reflexão sobre trabalhos relevantes a respeito de avaliação de programas de incentivos, como forma de respaldar a análise, no capítulo seguinte, sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Deste modo, este capítulo encontra-se estruturado em seis partes. A primeira cobre as origens, características e finalidades do Proinfa. A segunda traz um pequeno histórico sobre as Pequenas Centrais Hidrelétricas, que são uma das modalidades de geração de energia elétrica incentivadas pelo Proinfa. A terceira faz um levantamento das características necessárias que um programa de subsídio deve ter para maximizar seus resultados. Na quarta discorre-se sobre teoria do Bem Esta e o custo social das externalidades. Em seguida, na quinta parte apresenta-se o conceito de externalidade da geração de energia elétrica e a ferramenta para a mensuração desta o *Life Cycle Assessment* (LCA). Por fim, na sexta parte tece-se uma rápida comparação entre Project Finance e Corporate Finance.

2.1 O PROINFA

Para incentivar a utilização de fontes alternativas de energia, foi criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O Proinfa foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, além de incluir o incentivo à indústria nacional e excluir os consumidores de baixa renda do rateio da compra da nova energia.

O objetivo principal do Programa é financiar, com suporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES), projetos de geração de energia elétrica, a partir dos ventos (energia eólica), de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e de bagaço de cana, casca de arroz, cavaco de madeira e biogás de lixo (biomassa).

Inicialmente, a linha de crédito previa financiamento de até 70% dos investimentos por meio dessas fontes, excluindo apenas bens e serviços importados e aquisição de terrenos. Os investidores teriam de garantir 30% dos projetos com capital próprio, valores estes que, em 23 de março de 2005, foram alterados, posteriormente, para 80% e 20%, respectivamente.

As condições do financiamento eram: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), mais 2% de *spread* básico e até 1,5% de *spread* de risco ao ano; carência de seis meses após a entrada em operação comercial; amortização por doze anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento (BNDES, 2005).

No programa, além do BNDES, a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) tem um papel muito importante, ela é a responsável pela contratação dos empreendimentos, e, após a escolha dos projetos a serem incluídos no programa, será a compradora da energia oriunda desses empreendimentos.

No contrato de compra de energia de longo prazo (*power purchase agreements* - PPAs), a Eletrobrás assegura - ao empreendedor - uma receita mínima de 70% da energia firme durante o período de financiamento e a proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Estes contratos terão duração de 20 anos e envolverão projetos selecionados que entrarão em operação até dezembro 2008.

Além de ser visto como um importante instrumento para a diversificação da matriz energética do país, o Proinfa quer garantir maior confiabilidade e segurança ao abastecimento, principalmente após a crise do setor e o racionamento de 2001. Uma das exigências da legislação é a obrigatoriedade de certo grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento na primeira etapa e, noventa por cento, na segunda etapa do Programa, em cada empreendimento. O Programa permite também maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando, assim, o número de agentes do setor.

Os critérios de regionalização incluídos no Proinfa, por sua vez, estabeleciam um limite de contratação por estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa, e 15% para as PCHs. Caso não viesse a ser contratada a totalidade dos 1100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não contratado seria distribuído entre os Estados. A contratação inicial era para potência de 3300 MW, sendo 1100 MW para cada fonte, com previsão de investimentos na ordem de R$ 8,6 bilhões até o final do programa.

Apesar da grande aceitação e dos benefícios que o Proinfa prevê, a assessoria de imprensa do Ministério de Minas e Energia informou - no final de 2006 – que ainda não havia projeções futuras para uma segunda reedição do programa intitulado Proinfa II.

O número de empresas que se apresentaram para participar do Programa foi maior que o esperado pelo governo. Foram apresentados projetos, envolvendo geração de 6,6 mil MW: o dobro de potência solicitada pela Eletrobrás (3300 MW). Aqueles que tinham licença ambiental mais antiga tiveram prioridade e os empreendimentos deveriam entrar em funcionamento a partir de dezembro do ano 2006.

A produção de 3,3 mil MW, a partir de fontes alternativas renováveis, prevista inicialmente no programa, dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólicas, de biomassa e de PCH que, em 2003, respondiam por 3,1% ao total produzido e, agora, no final de 2008, podem chegar a 6%.

2.2 BREVE HISTÓRICO DAS PCHS

O aparecimento de turbinas hidráulicas está intimamente ligado à revolução industrial. Nesta época, na Inglaterra, devido à grande oferta de carvão, utilizava-se este energético para alimentar o processo de sua industrialização. Na França, devido à falta deste recurso mineral, outro tipo de fonte de energia deveria ser desenvolvido.

Foi baseado nos experimentos, realizados em 1750, do matemático suíço Leonhard Euler e de seu filho Albert que o francês Jean Victor Poncelet idealizou a turbina radial de fluxo interno: a percussora direta das atuais turbinas hidráulicas. A utilização da energia hidráulica, em lugar do carvão, ficou conhecida como houille blanche (hullha branca ou carvão branco), conforme Santos et al.(1986).

Em 1838, o norte americano Samuel B. Howd patenteou e começou a construir turbinas similares às desenvolvidas por Poncelet; posteriormente, o seu projeto foi aprimorado pelo engenheiro e inventor Américo-Britânico James B. Francis. Em 1824, uma turbina de fluxo radial externo foi projetada pelo engenheiro francês Claude Burdin e seu aluno Benoît Fourneyron. A primeira versão de sucesso da turbina foi construída por Fourneyron em 1827, mais de 100 turbinas deste tipo foram construídas para aproveitamentos em todo o mundo, alcançando uma eficiência de até 75 por cento para potência total, para quedas de até 107 metros. Em 1844, Uriah A. Boyden aumentou a eficiência destas turbinas, incluindo algumas modificações técnicas (Enciclopédia Britânnica, 2007).

As turbinas Francis tiveram sua capacidade aumentada com o desenvolvimento das rodas de Pelton (1889) para baixas vazões e grandes quedas, sendo que as turbinas Kaplan seriam manufaturadas a partir de 1920. Estes tipos de máquinas, junto com a turbina Deriaz, inventada em 1956, são os tipos atualmente existentes de turbinas hidráulicas.

Em meados do século 19, turbinas hidráulicas eram amplamente utilizadas para moinhos e equipamentos da indústria têxtil, normalmente utilizando um sistema complexo de engrenagens, alavancas e polias. Contudo, com o advento da máquina a vapor, estas não tiveram grande aplicação para a geração de energia, isto só iria acontecer com o advento do gerador elétrico (1870).

A primeira central hidrelétrica do mundo foi construída em 1882, em Appleton, Wis, depois de três anos da invenção da lâmpada de bulbo por Thomas Edison. Sua potência de 12,5 kW foi utilizada na iluminação de dois moinhos de papel e de uma residência. Apesar de a geração hidrelétrica ter apresentado rápida expansão mundial, ainda em 1910 as unidades geradoras tinham potências entre centenas

e/ou poucos milhares de quilowatts, instalações com mais de 100,000 kW de potência não foram construídas até a década de 1930.

2.2.1 Evolução das PCHs no Brasil

No Brasil, a definição de PCH foi formalmente instituída em 1982 pela portaria DNAEE 109, de 24 de novembro de 1982. No entanto, ao se analisar a história do setor de energia elétrica no Brasil, verifica-se que este tipo de empreendimento hidrelétrico está intimamente ligado com o nascimento do setor, sendo presente, em nossa história, de forma pioneira, no atendimento às cidades e às indústrias no início do século XIX (TOLMASQUIM et al., 2005).

De acordo com Paulon e Martins Neto (2000), a utilização de energia elétrica proveniente de aproveitamentos hidráulicos, deu-se, primeiramente, em 1883, devido à intensificação do uso da eletricidade como nova opção tecnológica para atender às demandas industriais. Nesta data, foi instalada, em Diamantina, Minas Gerais, uma pequena central hidrelétrica, para alimentar duas bombas de desmonte hidráulico para auxiliar na prospecção de diamantes. A usina foi construída no ribeirão do Inferno, afluente do Jequitinhonha.

A energia elétrica desta primeira pequena central hidrelétrica brasileira era transportada por uma linha de transmissão de dois quilômetros, até chegar na mineração Santa Maria. Nos anos de 1885 e 1887, duas outras pequenas centrais hidrelétricas foram construídas, uma para autoprodução para a Companhia Fiação e Tecidos São Silvestre em Viçosa, Minas Gerais, e outra, construída pela *Compagnie des Mines d'Or du Faria,* em Nova Lima, Minas Gerais, que fornecia energia para iluminação da mina e para as casas dos trabalhadores da empresa (BNDES,2002).

Entre o final do século XIX e começo do século XX, o processo da industrialização nacional experimentava um salto vertiginoso. Entre 1890 e 1909, o número de estabelecimentos industriais cresceu 800%. Este aumento do número de estabelecimentos industriais ocasionou uma forte demanda de energia para o acionamento de sua maquinaria. Os empresários logo perceberam que a utilização

do carvão importado como insumo para fornecimento de energia era menos vantajosa do que a utilização da energia elétrica; assim, os novos empreendimentos industriais passaram a adotar cada vez mais a energia elétrica proveniente das pequenas centrais hidrelétricas.

A primeira pequena central hidrelétrica, considerada de porte, foi a Marmelos-0, Juiz de Fora, Minas Gerais, usina esta implementada pelo empresário Bernardo Mascarenhas que, em janeiro de 1888, obteve a autorização da Companhia Mineira de Eletricidade, empresa da qual o empresário subscrevera um terço das ações, para gerar e distribuir energia elétrica para prover iluminação pública e para as residências particulares da cidade de Juiz de Fora, além de suprir os motores da sua Companhia Têxtil Bernardo Mascarenhas. Este empreendimento teve uma potência instalada de 250 kW e iniciou sua operação em 1889; posteriormente, em 1892, foi expandida com a inclusão de mais um grupo gerador de 125 kW, totalizando uma potência de 375 kW. Neste mesmo ano, seria inaugurada outra usina junto à Marmelos-0, a Marmelos – I, esta primeira deixaria de operar em 1896, quando da ampliação da Marmelos – I, (TOLMASQUIM et al.,2005).

Como conseqüência do aumento expressivo dos estabelecimentos industriais, entre 1883 e 1900, observou-se a expansão da capacidade total instalada no Brasil. Considerando-se as geradoras térmicas e hidrelétricas, obteve-se um crescimento de 17.787%, passando a potência instalada de 61 kW para 10.850 kW, dos quais 53% de origem hidráulica (BNDES,2002), ou seja, após a entrada da primeira pequena central hidrelétrica de Marmelos - 0 em 1899 até 1900, foram agregados ao setor energético um total de 5.500 kW de geração hidrelétrica. A partir do começo do século XX, a geração de energia, por meio das pequenas centrais hidrelétricas, passa a ser a grande fonte de energia elétrica do país.

Segundo Paulon e Martins Neto (2000), a construção das pequenas centrais hidrelétricas, no final do século XIX e começo do século XX, deu-se devido à necessidade do fornecimento de energia elétrica para os serviços públicos de iluminação e para as atividades econômicas dos setores de mineração, têxtil, madeireira e indústrias do setor agrícola. Este aspecto foi um fator determinante para a localização das plantas industriais junto às quedas d'água.

O processo de rápida expansão urbana do Rio de Janeiro e de São Paulo atraiu para o Brasil um grupo de capitalistas canadenses. Em 1899, o empreendedor italiano Antônio Glauco, associado ao comendador Antônio Augusto de Souza e ao engenheiro americano Frederick Pearson, constituíram, em Toronto (Canadá), a *São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited.* O objetivo desta empresa era, além da produção da energia elétrica, a venda de serviços que utilizassem como fonte primária de energia: a eletricidade produzida por suas usinas. Em maio de 1901, a companhia deu início à operação da primeira linha paulistana de bondes elétricos, que utilizava energia fornecida por uma termelétrica da própria companhia (BRANCO et al., 2002).

A *São Paulo Tramaway, Light and Power Company Limited* inaugurou em 1901 a sua primeira pequena central hidrelétrica, a usina de Parnaíba (atualmente Edgard de Souza), com potência de 2.000 kW no rio Tietê, em São Paulo. Esta usina disponibilizaria a energia produzida para alimentar os bondes e a iluminação da cidade de São Paulo, usina esta que foi expandida até a potência de 16.000 kW em 1912 (TOLMASQUIM et al., 2005).

Em 1904, os mesmos capitais canadenses, em parceria com sócios americanos, criaram a *Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company* para explorar praticamente todos os serviços urbanos de utilidade pública: transportes (bondes e ônibus), iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade, distribuição de gás canalizado e telefonia (BNDES,2002). No ano de 1905, no município de Piraí, iniciou-se a instalação da hidrelétrica de Fontes, no ribeirão das Lajes, que principiou com uma unidade provisória de 3.400 HP (2.535 kW) para atender às necessidades da própria obra e para distribuição de energia elétrica à cidade do Rio de Janeiro, usina esta que, em 1909, passaria para uma potência instalada de 24.000 kW, o que representava um total de 20% da potência instalada no Brasil neste ano. Nessa ocasião, a usina de Fontes era a maior usina hidrelétrica do Brasil e uma das maiores do mundo (LIGHT S.A., 2007).

No início do século XX, com aumento da utilização da energia elétrica, sentiu-se a necessidade do início de um processo de regulamentação das atividades de

exploração dos recursos hídricos pelo Estado. Em 1903, uma lei bastante ampla instituía que o governo federal estava autorizado a promover, por via administrativa ou concessão, a autorização da construção de empreendimentos de geração de energia elétrica de fonte hidráulica para fins de serviços públicos, possibilitando o uso dos excedentes para autoconsumo em atividades agroindustriais. Apesar da promulgação desta lei em 1903, os concessionários de geração de energia hidrelétrica continuaram a celebrar contratos e obedecer aos regulamentos feitos pelos estados e municípios. Mesmo assim, pode-se interpretar que foi esse o germe da regulamentação federal da indústria de energia elétrica (BNDES, 2002).

Até 1920, as atividades de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil eram exercidas por uma quantidade muito grande de unidades de geração isoladas, haja vista que estes empreendimentos, espalhados pelo território nacional, utilizavam a fonte hidráulica abundante no país. Em 1920, o recenseamento apontou um total de 209 pequenas centrais hidrelétricas com uma potência total instalada de 272.000 kW (TOLMASQUIM et al., 2005), de forma que a potência média para as usinas hidrelétricas em 1920 era de 1.301 kW.

A expansão urbana das principais cidades brasileiras é confirmada quando se analisa o grande aumento da população nacional, sendo que esta saltou de 17 milhões de habitantes em 1900, para 31 milhões em 1920. Este aumento de 82% da população brasileira teve um impacto direto no aumento da demanda por serviços urbanos e fez surgir um mercado interno que justificava a produção local de bens de consumo. A este fator somam-se as dificuldades externas provocadas pela Primeira Guerra Mundial, criando-se as precondições necessárias para a alocação do capital excedente oriundo das atividades cafeeiras.

O aumento do potencial de geração de energia elétrica pelo aproveitamento do potencial hidráulico do eixo Rio-São Paulo fez com que a capacidade instalada no país se ampliasse mais de 600% entre 1907 e 1919. Esta maior disponibilidade de oferta de eletricidade de fonte hidráulica, a custos mais competitivos do que a de fonte térmica, elevou a disponibilidade de força motriz para uso industrial. Conseqüentemente, no período apresentado, a potência instalada de máquinas acionadas por eletricidade na indústria de transformação passou de 109 mil para

363,3 mil HP, representando 47,2% das formas de energia empregadas no setor secundário, embora esta maior disponibilidade não tenha livrado o país de racionamento de consumo (TOLMASQUIM et al., 2005).

Não demorou muito tempo para que a utilização de energia de fonte hidráulica fosse adotada por outras regiões além dos principais centros urbanos do país. O marco do emprego da energia elétrica fora do eixo Rio-São Paulo pode ser considerado 1913, quando o empresário Delmiro Gouveia, proprietário da Companhia Agro Fabril Mercantil, inaugura, em Alagoas, a primeira PCH do nordeste: a hidrelétrica de Angiquinho com duas unidades de 1.500 HP (1.119 kW) cada, com captação na cachoeira de Paulo Afonso. Assim, como as primeiras pequenas centrais hidrelétricas brasileiras, a energia gerada pela usina de Angiquinho destinou-se para o fornecimento de iluminação pública para a vila operária de Pedra, atual município de Delmiro Gouveia, e para acionar as máquinas da fábrica de linhas e fios do seu proprietário (BNDES,2002).

Com a rápida expansão do setor e das possibilidades de desenvolvimento de negócios da incipiente indústria de energia nacional, em 1924, a subsidiária da *Bond and Share Co., a American Foreign Power Company* (Amforp) inicia suas operações no Brasil. A empresa entra no país comprando várias pequenas concessionárias no interior de São Paulo e, em um prazo de três anos, a Amforp já operava em nove capitais e, em São Gonçalo (RJ), Petrópolis (RJ) e Pelotas (RS).

Em 1930, a canadense *Light* e a americana Amforp promoviam um intenso processo de centralização e concentração de concessionárias, que terminou quase com a completa desnacionalização de nossa indústria. O parque gerador brasileiro, por sua vez, tornara-se predominantemente hidráulico (BNDES, 2002).

Como citado nos parágrafos anteriores, a instalação das pequenas centrais hidrelétricas até 1920 teve como objetivo atender a necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação nos Estados e para o autoconsumo em determinadas indústrias, construídas por pequenos empresários da época ou pelas prefeituras municipais. Essa situação apresentou uma rápida expansão no período entre 1920 e 1930. Em dez anos, o parque de Pequenas Centrais Hidrelétricas teve

um aumento significativo, passando de 306 empreendimentos para um total de 1.009, um aumento de 230% (LEITE, 1997). Todas elas operavam, em geral, com aproveitamentos hidrelétricos abaixo de 5.000 kW, como mostrado na tabela abaixo.

Tabela 1 - Evolução do Número de Empresas e Potência Instalada (1920 – 1930)

Unidade da Federação	Número de empresas		Potência instalada [kW]		Tamanho médio das instalações (kW)	
	1920	1930	1920	1930	1920	1930
Bahia	8	36	17.689	22.264	2.211	618
Espírito Santo	11	31	5.537	8.301	503	268
Minas Gerais	72	252	42.934	90.750	596	360
Rio de Janeiro	18	63	83.040	193.664	4.613	3.074
São Paulo	66	108	155.208	331.164	2.352	3.066
Santa Catarina	11	29	5.638	9.270	513	320
TOTAL	**186**	**519**	**310.046**	**655.413**	**1.667**	**1.263**

Fonte : Ministério de Minas e Energia, 2006

Se, nos primeiros 47 anos do desenvolvimento do parque gerador de energia elétrica nacional, a intervenção do Estado foi marginal, mesmo após a promulgação da lei em 1903, esta situação seria completamente invertida após 1930. A regulamentação do setor de energia elétrica nacional estaria em linha com a centralização político-administrativa do país. Em 1934, tem início o novo arcabouço regulatório, que se formaliza com Getúlio Vargas, promulgando o Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934), materializando o projeto intervencionista na gestão do setor de águas e energia elétrica.

O Código estabelecia que o instituto das concessões e das autorizações à exploração da energia hidráulica seria de competência exclusiva do Governo Federal, assim como os serviços complementares de transmissão, transformação e distribuição. A partir daí, a União passa a deter a competência de legislar e de outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, pois antes eram regidos apenas por contratos assinados com os estados, com os municípios e com o Distrito Federal. A nova política setorial revê os critérios para estabelecimento de preços dos serviços, o que antigamente estabelecia que a fixação das tarifas seria baseada no custo do serviço (LAMARÃO,1997).

Em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica que tinha como objetivo aperfeiçoar a legislação, contudo o caráter nacionalista das políticas

adotadas, a partir da promulgação do Decreto 24.643/34, provocou incertezas regulatórias que desencorajaram investimentos dos grandes grupos estrangeiros instalados no país.

Às incertezas regulatórias somaram-se os entraves para as importações de máquinas e de equipamentos durante a Segunda Guerra Mundial, resultando em uma diminuição da expansão capacidade instalada sem a contrapartida da redução do crescimento do consumo, o que ocasionou as dificuldades de manter a oferta necessária de energia elétrica para sustentar o crescimento econômico do Brasil. Este cenário de limitações de oferta e do não-atendimento de novas ligações, aliado ao aumento do nível médio de utilização da capacidade instalada em níveis que comprometiam as margens de segurança e no emprego de artifícios operacionais, resultou na queda da freqüência e na voltagem da energia durante os horários de pico de consumo. (BNDES, 2002).

Na tabela abaixo, observa-se que, a partir de 1930, o setor de geração de energia elétrica e, conseqüentemente, a expansão do parque de PCHs, apesar de manter o crescimento até meados da década de 40, diminuem sensivelmente as suas taxas de crescimento, passando de uma expansão de 38,7% no início do século XX para uma modesta taxa de 1,5% no qüinqüênio entre 1940 e 1945.

Tabela 2 – Crescimento da média anual da capacidade instalada 1883- 1945

Período	1883-1900	1900-1910	1910-1920	1920-1930	1930-1940	1940-1945
%a.a.	35,7%	38,7%	8,8%	7,8%	4,8%	1,5%

Fonte: BNDES

Além da *Light* e da AMFORP, empresas de capital estrangeiros, somente existiam oito grupos que possuíam potência instalada superior a 3 MW (Central Elétrica de Rio Claro, Companhia de Força e Luz Santa Cruz, Companhia Sul Mineira de Eletricidade, Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, Companhia Sul Americana de Serviços Públicos, Companhia Paulista de Eletricidade e Sociedade Anônima Elétrica Bragantina). Assim, nesta época, a grande maioria das centrais hidrelétricas era de baixa capacidade instalada (NASCIMENTO, 1999).

Nos períodos 1930-40 e 1940-45, o consumo de energia elétrica, nas cidades de São Paulo e do Rio de Janeiro, cresceu 8,6% e 8,7%, respectivamente, ao ano. Esta demanda superior à capacidade de geração acarretou racionamentos nos anos seguintes. Esta situação levou o Estado a criar empresas tanto no âmbito federal quanto estadual, de forma a garantir o fornecimento de energia para o processo de industrialização pesada do país.

A expansão do setor não mais dar-se-ia pelas mãos da iniciativa privada, mas sim pela forte presença do Estado. Em 1943, cria-se a Comissão Estadual de Energia Elétrica, no Rio Grande do Sul; em 1945, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco, a Empresa Fluminense de Energia Elétrica, no Rio de Janeiro; em 1952, a Centrais Elétricas de Minas Gerais, em Minas Gerais; em 1953, as Centrais Elétricas do Paranapanema, em São Paulo; em 1954, a Companhia Paranaense de Energia, no Paraná; em 1955, a Centrais Elétricas de Santa Catarina, em Santa Catarina; em 1956, a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A., no Espírito Santo e, em 1961, a Centrais Elétricas de Urubupungá, em São Paulo. Esta nova fase resultaria na encampação das pequenas empresas dispersas pelos estados e o início do investimento em grandes obras de geração, buscando economia de escala (NASCIMENTO, 1999).

A partir da década de 50, estas empresas estaduais praticamente abandonaram as pequenas centrais hidrelétricas, mantendo em operação aquelas julgadas mais interessantes na época. Iniciava-se, então, a época da construção de usinas de grande porte e a distinção entre o setor de geração de energia e o de distribuição. No final da década de 50, foi construída Furnas, que foi a primeira central hidrelétrica a ter potência superior a 1.000 MW. O setor de geração de energia elétrica punha um fim à hegemonia das pequenas centrais hidrelétricas, e o modelo do setor de geração reestrutura seu modelo, passando de um sistema de pequenos empreendimentos, com características regionais e de propriedade privada ou municipal para os grandes sistemas elétricos, controlados pelo governo federal, e que eram supridos por grandes usinas hidrelétricas (SANTOS E NOGUEIRA, 1984).

Depois de mais de quatro décadas de desinteresse e falta de incentivo para a construção das pequenas centrais hidrelétricas, em 1984, foi aprovado pelo Governo

Federal um programa que procurou incentivar a implantação de pequenas centrais hidrelétricas: o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) do Ministério de Minas e Energia – MME, promovendo estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do assunto, que tinham os seguintes objetivos de acordo com Souza (1988):

- diminuir o consumo de combustíveis fósseis, notadamente os derivados do petróleo, principalmente óleo diesel, na geração de energia elétrica, com uma contrapartida positiva de reduzir o diesel para o transporte deste combustível utilizado para a geração termelétrica;
- reduzir o gasto com o transporte urbano e de longa distância;
- eletrificação de ferrovias;
- criar condições para o desenvolvimento das regiões rurais, viabilizando as condições básicas de formação de infra-estrutura à expansão de fronteiras agrícolas;
- gerar condições para o maior beneficiamento dos produtos e conseqüente economia no transporte pela diminuição das cargas *in natura;*
- estimular a geração de empregos locais, por conseguinte, diminuindo as migrações internas para os grandes centros;
- racionalizar a energização rural, em casos que esta se mostra muito onerosa com a expansão de redes de transmissão ou pela implantação de Pequenas Centrais Termelétricas;
- implantar projetos com pequeno prazo de maturação, possibilitando uma melhor distribuição dos investimentos no tempo;
- incentivar a utilização de equipamentos de fabricação brasileira.

Observa-se que, de acordo com objetivos a serem alcançados pelo PNPCH, este visou principalmente à autoprodução e ao atendimento aos mercados isolados do Norte do país. Contudo, de acordo com Nascimento e Gomes (1995), apesar do esforço governamental, após a implantação do PNPCH, ressalta-se que pouca coisa se efetivou devido a vários motivos, entre eles:

- a opção nacional por adotar a geração de energia em grandes blocos;

- a conjuntura econômica de desaceleração, pela qual o país se encontrava na data do início do programa e que perdurou até o ano de 1993;
- as constantes crises financeiras pelas quais o país passava e que impedia que a taxa de retorno dos projetos fossem competitivas com o retorno do nível de juros existentes;
- a grande disponibilidade de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, existia ainda uma oferta maior do que a demanda;
- o incentivo para a extensão de sistemas de transmissão associados aos baixos níveis de tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias de distribuição, e
- o valor mais competitivo da geração térmica, devido ao valor mais barato dos motores e de geradores em relação às pequenas centrais hidrelétricas, além do preço estável do petróleo.

Na mesma linha de criar incentivos para o desenvolvimento do setor de pequenas centrais, a ELETROBRÁS criou, em 1996, o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas - PNCE, com o objetivo de viabilizar a implantação de usinas de geração elétrica e financiar projetos de construção, revitalização de centrais elétricas, com capacidade instalada igual ou menor do que 10 MW. O programa tinha o objetivo de suprir carências de energia em todo o território nacional, com eficiência, com relação custo/benefício otimizada e com tecnologia que permita o estudo, o projeto, a construção, a instalação, a operação e a manutenção dessas centrais de forma segura e acessível.

Segundo Souza (2005), a retomada das centrais de pequeno porte só seria recobrada depois da crise energética de 2001 e com a privatização e posterior desverticalização das empresas de energia no final da década de 90. A estes acontecimentos, somaram-se os seguintes incentivos introduzidos na legislação:

- a institucionalização do PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica (Artigo 11 da Lei 9.074/95), como agente gerador, totalmente exposta ao regime de mercado livre, assumindo o risco do empreendimento de geração hidrelétrica;

- 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 de distribuição de energia elétrica, ampliada para 100%, no caso das centrais que entrarem em operação até 2003;
- a criação da figura do comercializador de energia elétrica, com a definição de uma quarta atividade (além de geração, de transmissão e de 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;
- o lançamento do Programa PCH-COM, da Eletrobrás, em 1998, que não ofereceu resultados práticos, porém foi de grande importância ao mercado, sendo assim como o PRÓ-EÓLICA, uma introdução à criação do Proinfa, sinalizando aos investidores os princípios gerais que deveriam ser considerados;
- a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, legitimada no Congresso Nacional, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e
- a elaboração do programa de incentivo as PCHs estadual - Minas PCH – realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em 2005.

Esses fatores criaram as condições para o estabelecimento um novo ciclo de desenvolvimento e implantação das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, restando, agora, fazer com que os projetos se concretizem em obras e estas entrem em operação.

2.2.2 Conceituando as PCHs

Do ponto de vista legal, como apresentada anteriormente, a definição de PCH foi incluída pela primeira vez na legislação do setor elétrico em 1982, na Portaria do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE nº 109, a qual definiu que seriam consideradas PCHs aquelas centrais hidrelétricas que contemplassem cumulativamente as seguintes características:

- a operação a fio d'água ou ,no máximo, com regularização diária;
- a utilização de barragens e de vertedouros com altura máxima de até 10 metros;
- a não-utilização de túneis;
- a necessidade de possuírem estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão turbinável de, no máximo, 20 m^3/s;
- a indispensabilidade de que fossem dotadas de unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW;
- a precisão de que tivessem potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW.

Contudo, de acordo com Tiago e Nogueira (2005), a grande quantidade de características a serem atendidas pelos empreendimentos acabou por impedir o desenvolvimento de um programa para implantação de pequenas centrais hidrelétricas. Estas restrições foram relaxadas em 1987, pela Portaria DNAEE nº 136, na qual, o regulador manteve 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, considerando a necessidade de incentivar o aproveitamento das fontes renováveis, visando ao estímulo para os estudos e à construção de pequenas centrais hidrelétricas e, finalmente, considerando a importância de maior facilidade de aprovação do projeto de outorga pelo poder concedente.

Segundo Nascimento (1999), a retirada das restrições estabelecidas na portaria do DNAEE nº 109, não criou um ambiente favorável para a ampliação das obras de pequenas centrais hidrelétricas, mas, sim, esta definição mais limitada permitiu a execução de empreendimentos que, apesar de enquadrados como PCHs, não deveriam ser enquadradas como tal. Podem-se citar alguns casos concretos de

obras que se enquadraram conforme a Portaria DNAEE nº136, como PCH, mas não deveriam ser consideradas como PCHs.

(a) PCH Ernestina, com 4.800 kW, de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, com 40 km^2 de reservatório;
(b) PCH Santa Rita, com 750 kW, de propriedade da Cal Chimelli, no Estado do Paraná, construída com uma barragem em concreto de 70 metros de altura.

Os dois empreendimentos acima citados, apesar de estarem abaixo dos 10.000 kW de potência estipulado na Portaria nº 136 do DNAEE, apresentam desvios em relação ao conceito implícito de uma pequena central hidrelétrica. De fato, a despeito da baixa potência instalada, tais empreendimentos provocam impactos consideráveis do ponto de vista socioeconômico (no caso da PCH Ernestina) ou exigem obras de elevada complexidade (como no caso da PCH Santa Rita), apresentando características que são inerentes a grandes usinas hidrelétricas e que não condizem com os procedimentos simplificados definidos para pequenas centrais. Casos como esses claramente indicam que nessas situações existem distorções, ou então que as centrais e seus reservatórios têm outro uso que não somente a geração de energia elétrica.

De acordo com Santos e Nogueira (1984), a definição de uma pequena central hidrelétrica não segue uma regra absoluta, pois a sua definição é bastante distinta de país para país, não existindo uma padronização internacional. Contudo, existe um julgamento que independe da posição geográfica, este é apresentado no Manual Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás que, na sua introdução, define: “Uma PCH não é uma usina grande em escala reduzida”.

Este entendimento é fundamental principalmente para que se mantenha o custo de uma pequena central hidrelétrica dentro de faixas aceitáveis. É de notório conhecimento que uma das principais características de uma Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) é que a grande parcela de seu custo está na execução das obras civis, principalmente na construção do reservatório regularizador. Para reduzir estes custos, um dos princípios de uma PCH é que este deva ser projetado, utilizando-se

somente a potência firme (ELETROBRÁS & DNAEE), evitando-se, assim, a regularização, aproveitando-se somente o acompanhamento diário da carga, que exige pouco volume regularizador (SOUZA et al., 1983).

Nascimento (1999) discorre que embora o conceito de PCH seja relativamente novo, com a sua institucionalização apenas na década de 80, ele destaca alguns pontos já existentes na legislação anterior a essa data e que pode ter influenciado o conceito atual:

- no Decreto-lei nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957: este regulamentou o Código de Águas, no seu art. 41 que fazia menção ao valor de 10.000 kW como limite para que a outorga de potenciais hidráulicos pudesse ser realizada pelos estados. Esta é a primeira referência concreta na qual esse limite de potência, caracterizando os aproveitamentos com um determinado porte, merecia um tratamento diferenciado e simplificado;
- na instituição da figura da autorização para aproveitamento hidrelétrico: no caso do Código de Águas e do o Decreto-lei nº 41.019, esse instituto poderia ser aplicado para centrais com potência entre 50 kW e 150 kW. Conceito este aplicado às PCHs.

Como exposto anteriormente, unicamente a disposição sobre o valor da potência instalada não é condição suficiente para uma definição adequada de uma pequena central hidrelétrica, podendo-se, como no caso das usinas de Ernestina e Santa Rita, apresentar grandes distorções sobre o conceito de uma PCH. Souza (1983) já destacava que, apesar dos parâmetros de queda do projeto, conjuntamente à descarga de projeto, ao definirem a potência instalada do aproveitamento hidráulico, estes deveriam sempre ser analisados separadamente, pois poderiam conduzir a obras civis e a tamanho de equipamentos inadequados com o custo esperado para uma pequena central hidrelétrica. Assim, uma central hidrelétrica poderia ser classificada como “pequena” (baixa potência instalada), sem que isto se reflita em uma obra de pequeno porte e baixo custo.

Apesar de não existir uma definição mundial única para a pequena central hidrelétrica, a conceituação de PCH está relacionada à questão da potência

instalada no empreendimento (JIADONG, 1994), conforme tabela abaixo. Em muitos países, é obrigatório que a central atenda a outras características (HVEDING, 1992). Para ilustrar, pode-se citar os Estados Unidos que não permitem que uma PCH tenha regularização maior que diária e a Espanha que dispõe que a PCH deve utilizar quedas naturais para evitar a criação de um desnível por meio de barragens: estabelecendo uma relação-limite entre queda total e altura da barragem (NASCIMENTO, 1999).

Tabela 3 - Limites de potência para PCHs em vários países

País ou Organização	Limite de Potência para PCH (kW)
Alemanha	5.000
Áustria	5.000
Bélgica	15.000
Bolívia	1.000
China	25.000
Colômbia	20.000
República Dominicana	5.000
Equador	5.000
Espanha	5.000
Finlândia	2.000
França	8.000
Grécia	15.000
Índia	2.000
Indonésia	5.000
Irlanda	10.000
Itália	3.000
Japão	10.000
Malásia	5.000
Nepal	10.000
Nova Zelândia	50.000
Noruega	10.000
Panamá	10.000
Peru	5.000
Portugal	10.000
Filipinas	15.000
Polônia	15.000
Reino Unido	5.000
Suécia	15.000
Tailândia	15.000
Turquia	5.000
Estados Unidos	15.000
Vietnam	5.000
Zimbabwe	5.000

Fonte*: Hangzhou Regional Center for Small Hydro Power*, 1999

Para corrigir as distorções criadas com a portaria DNAEE nº 136, nos anos de 1996 e 1997, o próprio DNAEE criou um grupo multiinstitucional para diagnosticar a situação e para implementar um segundo plano nacional de pequenas centrais hidrelétricas. No documento final, apresentaram-se duas conclusões relevantes sobre: (i) o aumento da potência limite, e (ii) a criação de novos procedimentos,

levando-se em consideração as alterações que vinham sendo realizadas no ambiente institucional do setor elétrico, em especial, sobre a criação do *produtor independente de energia elétrica*. É importante salientar que, até esse momento, o DNAEE poderia realizar tal modificação na definição, pois era uma portaria emitida por esse órgão que definia as características de potência (LANDINI, 2004).

Ao final de 1997, depois da edição de várias medidas provisórias, o limite para autorização, no caso das pequenas centrais hidrelétricas, passou de 10.000 kW para 25.000 kW, até ser fixado em 30.000 kW, por meio da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, devido a uma alteração no artigo 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (TIAGO et al., 2006).

Contudo, a Lei 9.648 de 27, de maio de 1998, não só alterou o limite de potência das pequenas centrais hidrelétricas, como também introduziu uma nova variável no ambiente das PCHs, uma vez que, no artigo em que é estendido o limite das usinas até 30 MW, o legislador no corpo da referida lei faz uma nova referência (LANDINI, 2004):

> "O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW é igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica."

Até a publicação da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, a pequena central hidrelétrica era unicamente caracterizada pela sua potência instalada (de acordo com as normas vigentes até então, o que se alterou quando o legislador identifica que as pequenas centrais hidrelétricas são os aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW). Contudo, ao incluir no texto a frase "mantida as características de pequena central hidrelétrica" fica a impressão de que a potência deixa de ser a característica que define a pequena central hidrelétrica, o que obrigou a ANEEL, a partir de outubro de 1998, a realizar uma série de estudos que listassem aspectos físicos que viessem a caracterizar uma PCH (NASCIMENTO, 1999).

Devido à necessidade de regulamentar a legislação, a ANEEL iniciou, em novembro de 1998, uma série de estudos visando a identificar as características físicas que caracterizassem as PCHs em operação no Brasil. De acordo com Nascimento (1999), o estudo realizado pela ANEEL, mais do que definir um tipo novo de instalação ou simplesmente tentar derivar o conceito de PCH de uma grande usina hidrelétrica, era a de definir um conceito, muito mais do que a acepção de capacidade.

Após esses estudos, foi encaminhada proposta de resolução regulamentando a característica de PCH como um empreendimento com os seguintes limites:

- potência instalada de 30.000 kW;
- altura de barragem menor ou igual a 20 metros;
- área do reservatório menor ou igual a 4,5 km^2;
- sem inundações de núcleos urbanos;
- vazão MLT (média de longo termo) menor ou igual a 50 m^3/s.

Em novembro de 1998, a ANEEL realizou uma audiência pública, com a participação de cerca de 40 instituições, que apresentaram uma centena de comentários, ficando, então, definido que seriam considerados PCHs os aproveitamentos hidrelétricos com potência superior a 1 MW e inferior a 30 MW com reservatório igual ou inferior a 3 km^2, com delimitação pela cota d'água associada à vazão de cheia em tempo de recorrência de cem anos. Para a fixação do valor máximo de 3 km^2 de área alagada pelo reservatório, considerou-se que entre 60% e 70% dos reservatórios das PCHs avaliados ocupavam áreas iguais ou inferiores a esse valor (NASCIMENTO, 1999).

Em 4 de dezembro de 1998, a ANEEL edita a resolução nº 394 que, no seu art. 3º, tem a seguinte redação:

> O empreendimento que não atender a condição de área máxima inundada poderá, consideradas as especificidades regionais, ser também enquadrado na condição de pequena central hidrelétrica, desde que deliberado pela Diretoria da ANEEL, com base em parecer técnico, que contemple, entre outros, aspectos econômicos e socioambientais.

Contudo, esse artigo implicou em uma série de incertezas quando da análise, aprovação e da viabilização do empreendimento. Em razão disso, a ANEEL realizou, no período de 17 de setembro a 13 de dezembro de 2002, a Audiência pública 17 que, após as contribuições recebidas e os estudos necessários, concretizou, na edição da resolução 652 da ANEEL, de 9 de dezembro de 2003, estabelecendo os atuais critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de PCH e que, por sua vez, revogou a resolução 394 da ANEEL, de 4 de dezembro de 1998 (LANDINI, 2004).

A Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 652, que revoga a Resolução nº 394, de 1998, manteve os demais critérios de enquadramento, porém o limite de área de reservatório foi flexibilizado para até 13 km², desde que atendida a seguinte inequação:

$$A \leq \frac{14{,}3 \times P}{H_b}$$

sendo,
P = potência elétrica instalada em (MW);
A = área do reservatório em (km²);
H_b = queda bruta em (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante.

O objetivo da abertura dada pela Resolução ANEEL 652/2003 foi incentivar novos empreendimentos hidrelétricos e facilitar a aprovação de projetos em análise junto à Aneel e demais órgãos de gestão de recursos hídricos e meio ambiente, visto que vários destes projetos não podiam ser implementados em função do antigo enquadramento e necessitavam dos benefícios da nova resolução.

Entretanto, Tiago (2005), ao analisar a expressão acima, verificou que a amplitude da área máxima admissível do reservatório fica:

- diretamente proporcional à potência instalada do empreendimento. Isto pode ser justificado pelo fato de que são aceitáveis maiores

reservatórios, que implicam em maiores impactos ambientais, em empreendimentos com maiores potências, em que os benefícios oriundos da geração são mais elevados;

- inversamente proporcional à altura de queda. Isto se explica pelo fato de que, normalmente, aproveitamentos de baixa queda estão situados em locais relativamente planos e que resultam em maiores reservatórios;
- em função direta da vazão utilizada pelo aproveitamento hidrelétrico, pois a relação entre a potência instalada pela altura de queda bruta é um valor proporcional à vazão. Deste modo, para centrais com vazões elevadas, que geralmente são de baixas quedas, pode-se resultar em maiores reservatórios, e
- dependente das limitações operacionais específicas, do tipo turbinas hidráulicas, a serem aplicadas no empreendimento.

2.2.3 Caracterização técnica das PCHs

Os tipos de PCH, quanto à capacidade de regularização do reservatório, são (a) a fio d'água, (b) de acumulação, com regularização diária do reservatório, e (c) de acumulação, com regulação mensal do reservatório.

2.2.3.1 PCH a Fio d'Água

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista.

Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O sistema de adução deverá ser projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

Esse tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações:
- dispensa estudos de regularização de vazões;
- desobriga estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor; e
- facilita os estudos e a concepção da tomada d'água.

No projeto:
- não havendo flutuações significativas do NA (nível d'água) do reservatório, não é necessário que a tomada d'água seja projetada para atender à depleções do NA;
- do mesmo modo, quando a adução primária é projetada pelo canal aberto, a profundidade deste deverá ser a menor possível, pois não haverá a necessidade de atender às depleções;
- pelo mesmo motivo, no caso de haver necessidade de instalação de chaminé de equilíbrio, a sua altura será mínima, pois o valor da depleção do reservatório, o qual entra no cálculo dessa altura, é desprezível;
- as barragens serão, normalmente, baixas, pois têm a função apenas de desviar a água para o circuito de adução;
- como as áreas inundadas são pequenas, os valores despendidos com indenizações serão reduzidos.

2.2.3.2 De acumulação, com Regularização Diária do Reservatório

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto.

2.2.3.3 PCH de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório

Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

2.2.3.4 Centrais quanto ao sistema de adução

Quanto ao sistema de adução, são considerados dois tipos de PCH:
- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

Para sistema de adução longo, quando a inclinação da encosta e as condições de fundação forem favoráveis à construção de um canal, este tipo, em princípio, deverá ser a solução mais econômica.

2.2.3.5 Centrais quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto

As PCHs podem ser ainda classificadas quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto, como mostrado na Tabela 4, considerando-se os dois parâmetros conjuntamente, uma vez que um ou outro isoladamente não permite uma classificação adequada.

Para as centrais com alta e média queda, em que existe um desnível natural elevado, a casa de força fica, normalmente, afastada da estrutura do barramento. Conseqüentemente, a concepção do circuito hidráulico de adução envolve, rotineiramente, canal ou conduto de baixa pressão com extensão longa.

Para as centrais de baixa queda, todavia, a casa de força fica, normalmente, junto da barragem, sendo a adução feita por meio de uma tomada d'água incorporada ao barramento.

Tabela 4- Classificação das PCHs quanto à potência e à queda de projeto

CLASSIFICAÇÃO	POTÊNCIA - P	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
DAS CENTRAIS	(kW)	BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	P < 100	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	100 < P < 1.000	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	1.000 < P < 30.000	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Fonte: Eletrobrás, 2005

2.2.4 O mercado de PCHs

De acordo com as informações do banco de informação de geração da ANEEL Centrais Hidrelétricas até junho de 2006, no Brasil, existiam 292 PCHs em operação. Destas PCHs em operação, observa-se a seguinte distribuição em relação à potência outorgada e o destino da energia produzidas pelas PCHs. (ANEEL)

Tabela 5 – PCHs em operação até julho de 2006 – por faixa de potência

PCHs em operação em julho 2006				
	Quantidade		Potência outorgada	
Faixa de Potência	Unidades	Percentual	kW	Percentual
0 < PCH ≤ 5 MW	180	68,2%	456.035	32,6%
5 < PCH ≤ 10 MW	55	20,8%	411.646	29,4%
10 < PCH ≤ 20 MW	17	6,4%	230.595	16,5%
20 < PCH ≤ 30 MW	12	4,5%	301.291	21,5%
TOTAL	264		1.399.567	

Fonte: ANEEL
Elaboração própria

Como observado na tabela 5, o perfil do parque das Pequenas Centrais Hidrelétricas existentes no Brasil até 2006 era o de usinas de potência menor que 10MW (89% do total das usinas atualmente em operação), representando uma potência total outorgada de 868 MW para empreendimentos deste porte. Do ponto de vista de destino da energia, 75% das geradoras, tipo PCH, ou servem para a autoprodução ou, ao serviço público, representando 841 MW (60,1% do potencial outorgado). Diferentemente das características apresentadas pelas PCHs, atualmente em operação no Brasil, o grupo de PCHs selecionadas para o Proinfa tem um perfil bastante distinto.

Tabela 6 - PCHs em operação até julho de 2006 – por tipo de empreendedor

PCHs em operação em julho 2006				
	Quantidade		Potência outorgada	
Destino da energia	Unidades	Percentual	kW	Percentual
Serviço público	108	40,9%	503.361	36,0%
Autoprodutor de Energia	90	34,1%	337.175	24,1%
Produtor Independente de Energia	66	25,0%	559.031	39,9%
TOTAL	264		1.399.567	

Fonte: ANEEL
Elaboração própria

Da tabela 7, depreende que 53 usinas terão potência maior que 10MW, isto significa que 80,3% dos empreendimentos serão PCHs de médio a grande porte, responsáveis por 93,1% da potência instalada. Além disso, os empreendimentos de geração hidrelétrica contratados dentro do Proinfa, depois de concluídos estarão praticamente dobrando o total da potência instalada de PCHs.

Tabela 7- PCHs contratadas dentro do Proinfa – por faixa de potência

PCHs contratadas dentro do Proinfa				
	Quantidade		Potência outorgada	
Faixa de Potência	Unidades	Percentual	MW	Percentual
0 < PCH ≤ 5 MW	5	7,6%	16,0	1,3%
5 < PCH ≤ 10 MW	8	12,1%	66,3	5,6%
10 < PCH ≤ 20 MW	27	40,9%	418,3	35,1%
20 < PCH ≤ 30 MW	26	39,4%	690,6	58,0%
TOTAL	66		1.191,2	

Fonte: ANEEL, (2006)
Elaboração própria

Outra diferença é que o número total de empreendimentos a serem implantados dentro do Proinfa é quatro vezes menor que o número total de PCHs em operação em junho de 2006. Assim, os empreendimentos passam de uma potência média de aproximadamente 5 MW para 18 MW, além do destino da energia que, até 2006, 25% era destinado a produtores independentes, nos empreendimentos dentro do Proinfa, terão este percentual igual a 100%.

Estas informações nos auxiliam a observar que, apesar da mudança do perfil dos empreendimentos e dos tipos de investidores, o ambiente institucional necessário para suportar o desenvolvimento dos novos projetos continuou o mesmo.

2.2.5 O novo perfil dos investidores em PCHs

Como observado no item anterior, o setor de geração por meio de PCH, com a implantação das plantas dentro do Proinfa, sofrerá uma mudança bastante significativa devido à diferença dos tipos de empreendimentos existentes, que constituem o atual “mercado” brasileiro das PCHs, e os novos empreendimentos dentro do Proinfa. As usinas, a serem implantadas, dentro do Proinfa, têm uma potência instalada cerca de quatro vezes superior aos empreendimentos outorgados até junho de 2006, significando uma maior necessidade de recursos para sua concretização.

Observa-se também que a destinação da energia dos empreendimentos era, em sua grande maioria (75%), ou para autoprodução, ou destinada ao serviço público de energia, diferentemente do perfil dos empreendimentos selecionados para o Proinfa, no qual as novas plantas serão de propriedade de Produtores Independentes de Energia, conseqüentemente, indicando, assim, uma mudança do perfil dos empreendedores.

Para o melhor entendimento desta mudança, deve-se analisar o processo para a execução de uma PCH, desde o início do inventário, considerando-se as leis que regulamentam esta atividade, conforme será detalhado nos próximos tópicos.

2.2.6 Projeto de elaboração de uma PCH

A resolução da ANEEL n˚ 393, de 04 de dezembro de 1998, apresenta a necessidade de manter atualizado o acervo de informações técnicas relativos aos aproveitamentos de potenciais hidrelétricos e conceitua “...o inventário hidrelétrico como a etapa de estudos de engenharia em que se define o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica”.

Também nesta resolução em parágrafo único do artigo 2º, é informado que terceiros poderão fazer o inventário de bacias não contempladas no “Relatório do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - Inventários Propostos para o Biênio", por conta e risco do

empreendedor. E, por fim, na referida resolução em seu artigo 16º é estabelecido que:

> Art. 16. Será anulado o registro de estudos de inventário quando houver fundados indícios de que o seu titular, direta ou indiretamente, vise apenas (SIC) a alcançar resultado que iniba ou desestimule a iniciativa de outros interessados nos potenciais hidráulicos resultantes dos estudos de inventário ou objetive a formação de reserva de potenciais para seu uso futuro.

A resolução Nº 398, publicada em 24.09.2001, estabeleceu os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando à seleção, no caso de estudos concorrentes.

Assim, de acordo com a resolução Nº 393, concluiu-se que a atividade de inventário do rio é uma atividade de engenharia em que o inventariante, quando inventaria um rio fora do "Relatório do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - Inventários Propostos para o Biênio", assume por sua conta o risco desta atividade.
Nesta mesma resolução no artigo 16º, de forma a evitar práticas menos nobres, esta define que, no caso de fundados indícios do titular do estudo visar apenas a alcançar resultados que inibam outros interessados ou que garanta uma reserva de potenciais para o seu uso futuro, o registro seria anulado.

E, pela resolução nº 398, tem-se que o inventário feito por um empreendedor não impede que este seja realizado por outro empreendedor, e a própria ANEEL estabelece os critérios para a seleção, no caso de estudos concorrentes.

Além do inventário, o processo para a definição do projeto básico de um empreendimento, tipo uma PCH, é bastante complexo, demandando recursos e estudos em diversas áreas, como apresentado a seguir:

O projeto básico é apenas uma das atividades a serem executadas dentro do processo de implantação de uma PCH, como mostra o seguinte esquema:

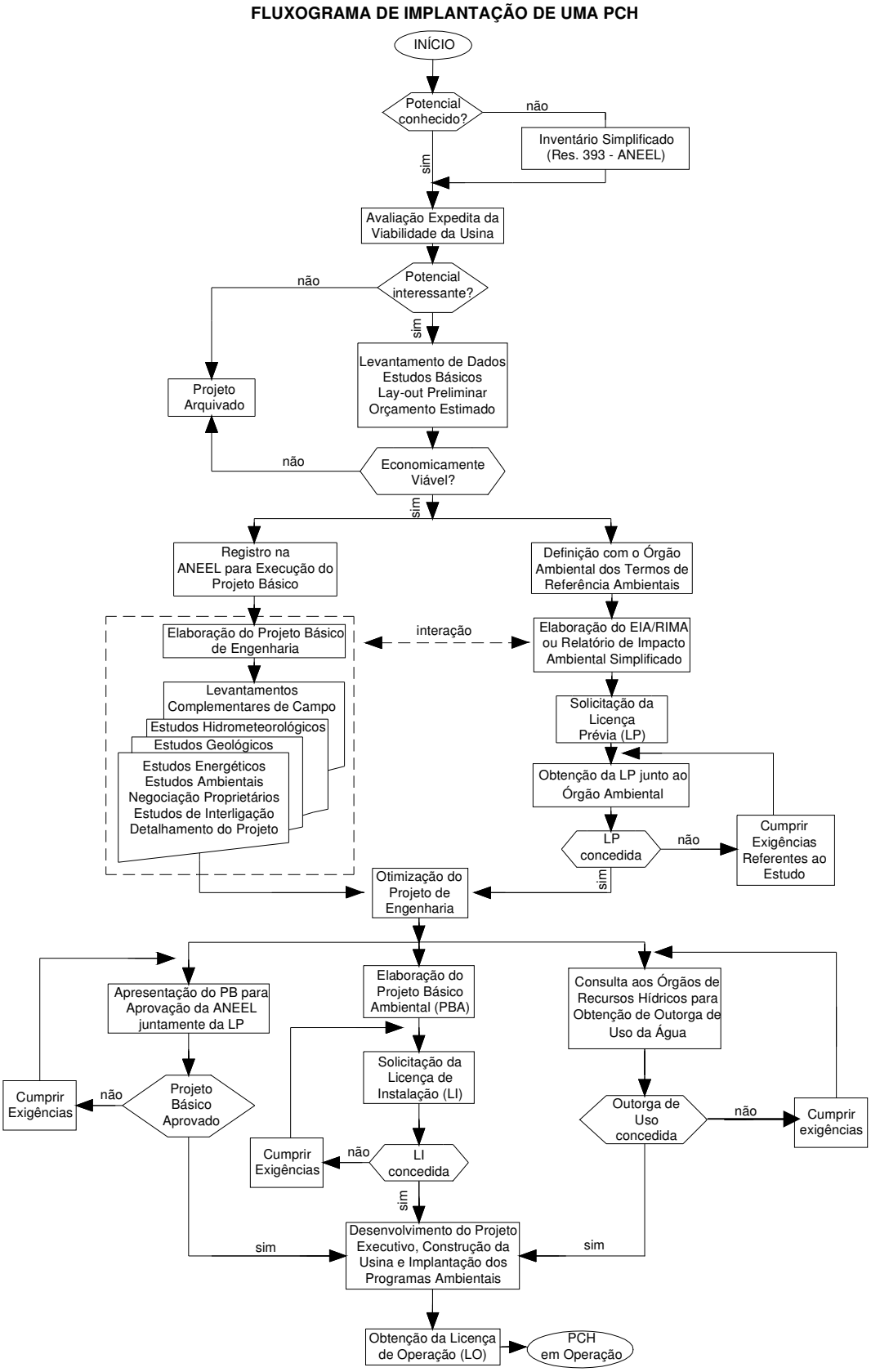

Figura 1 - Fluxograma de implantação de uma PCH

Fonte: Eletrobrás - Fluxogramas de Atividades para os Estudos e Projetos , (2005)

Assim, conclui-se que o desenvolvimento de um projeto de uma PCH é uma atividade essencialmente de engenharia e, quando do estabelecimento do Proinfa, existiam várias empresas de engenharia que detinham os direitos e estavam desenvolvendo projetos para PCHs.

Como apresentado anteriormente, o plantel de PCHs, antes do Proinfa, apresentava um perfil totalmente distinto das novas PCHs, que entraram em operação a partir deste programa. Agora, deixam de ser empreendimentos de baixa potência e o uso da sua energia é para a venda no mercado de energia, ou seja, são Produtores Independentes de Energia.

Desta forma, a inclusão das PCHs, dentro do Proinfa, só foi possível pela existência de empresas que estavam desenvolvendo estes projetos, pois o tempo médio para o desenvolvimento total de um projeto até a sua implantação é de cerca de 4 a 6 anos, dependendo de sua complexidade. Contudo, esta mesma condição que viabilizou a inclusão das PCHs no Proinfa, ou seja, a existência de projetos preparados para serem executados, criou mais uma dificuldade para sua implementação: a estruturação societária do projeto.

As empresas de engenharia, como firmas de prestação de serviço, não são empresas suficientemente capitalizadas para arcarem com o custo da construção de uma PCH. Para a realização dos empreendimentos, era necessária a formação de um consórcio que viabilizasse, do ponto de vista financeiro, a sua realização. Contudo, devido às características do modelo de energia elétrica brasileiro, um modelo ainda em fase de amadurecimento, não existe um mercado suficientemente desenvolvido de investidores em empresas de geração de energia, o que dificultou a estruturação societária de vários empreendimentos. Em alguns casos, esta falta de um mercado desenvolvido gerou ações de negociação especulativas de projetos.

Assim sendo, apesar da competência técnica das empresas, tanto para desenvolver os projetos quanto para fazer a obra, faltavam capacidade financeira a estas. A capacidade financeira é importante não só para se adequar às condições de financiamento disponíveis, como também para viabilizar os contratos de seguros envolvidos em uma operação de construção de uma usina hidrelétrica.

E é dentro deste contexto que aparece um novo mercado: o mercado de PCHs, em que, devido à falta de investidores tradicionais, aparece uma nova leva de empreendedores incipientes, muitos deles visualizando uma oportunidade de negócio mediante participações minoritárias dentro de um consórcio para implantar as PCHs.

2.3 SUBSÍDIO COMO FERRAMENTA DE POLÍTICA PÚBLICA

Houtakker (1972) identificou que “o conceito de subsídio é muito elusivo” para tentar defini-lo. Expõe que “a definição de subsídio, assim como a de beleza, pode ter interpretações distintas de acordo com o observador, cujos olhos estão focados no objeto em análise” (Congresso Norte Americano, Comitê Agrícola, 1972). Mesmo que se tenha uma definição objetiva, ainda assim persiste o problema da avaliação, para a qual Break (1972) sugere que “Considerando que para a maioria dos programas de gastos governamentais somente os benefícios são elusivos e difícil (SIC) de quantificar, no entanto, para os programas subsidiados freqüentemente são os custos e benefícios de difícil quantificação”.

De acordo com Schwartz e Clements (1999), dentro do amplo campo de manobra das atividades governamentais, o subsídio deve ser classificado com base nas seguinte sete categorias:

- pagamentos pelo governo direto ao consumidor ou produtores *(subsídio em dinheiro ou auxílio em dinheiro);*
- garantias governamentais, juros subsidiados, ou empréstimos em condições especiais [i.e. empréstimos governamentais com juros baixos (*créditos subsidiados)];*
- redução de impostos específicos *(subsídio fiscal);*
- participação governamental no capital da empresa *(subsídio de capital);*
- provisão governamental de produtos e serviços a valores abaixo do mercado *(subsídios de produtos);*

- compras governamentais de produtos e serviços por valores acima do praticados pelo mercado *(subsídio de aquisição);*
- pagamentos implícitos por meio de ações governamentais de regulamentação que alteram o preço de mercado e acesso *(subsídio regulatório).*

Do ponto de vista da perspectiva econômica, o principal propósito da criação de um subsídio deve ser o de realocar recursos, isto é, alterar mediante incentivos o comportamento econômico dos agentes para alcançar um resultado "mais benéfico" do que aconteceria sem a sua utilização. Assim sendo, argumentos a favor da utilização de subsídios normalmente são baseados em conceitos de eficiência econômica ou justiça social.

Mesmo que o subsídio gere um resultado econômico mais benéfico, isto não significa que o valor total do subsídio é por natureza corretivo, ou que o tipo particular de subsídio aplicado para um específico propósito é o melhor entre as possíveis alternativas de ferramentas para implementação de políticas públicas. Assim, identifica-se que os argumentos econômicos para a utilização de subsídios governamentais geralmente estão entre as seguintes três principais categorias públicas, segundo Schwartz e Clements (1999):

- correção de várias imperfeições de mercado;
- exploração da economia de escala na produção, ou
- delimitação/ priorização de políticas sociais, incluindo, por exemplo, proteção às classes mais baixas, criando condições para uma melhor distribuição de renda entre outros.

De acordo com Madlener e Stagl (2005), o desenho de políticas públicas que tenham, como objetivo, incentivar a utilização de fontes de energia renováveis, deve gerar o menor impacto social, ecológico e econômico possível, ao mesmo tempo em que garanta um nível adequado de eficiência energética.

Em outra frente, Vittas e Cho (1995) observam que o *crédito subsidiado* pode ser um instrumento efetivo para promover a industrialização e o crescimento econômico;

enquanto Gale (1989) mostra que o crédito subsidiado só tem um efeito de melhora da eficiência, quando este inibe tomadores de alto risco a se comportarem como tomadores de baixo risco, considerando que o subsídio de crédito somente para tomadores que não têm capacidade de conseguir financiamento privado acabam por diminuir a eficiência econômica.

Nos casos de imperfeição de mercado e da economia de escala, a utilização de subsídios - de forma eficiente - implica que o governo seja capaz de tomar a decisão correta (isto é, “escolher os vencedores”). Escolher os vencedores normalmente requer uma boa capacidade analítica e um conhecimento profundo das diferentes indústrias e atividades, além de um poder bastante preciso de projeção.

De forma geral, para que a política pública que utilize o subsídio como ferramenta alcance os seus objetivos, é necessário (mas não suficiente) evitar que esta política incentive o comportamento de apropriação da renda excedente. Freqüentemente, contudo, os subsídios podem beneficiar grupos bem estabelecidos e distorcer os incentivos, o qual coloca os efeitos desejáveis de distribuição e alocação de recursos em dúvida.

Do ponto de vista econômico, a utilização de subsídios só poderia ser justificada sob condições muito peculiares e, em várias situações, nas quais se utilizou esta política, por um determinado objetivo, a sua justificativa não pode ser atribuída apenas com base em razões econômicas. Na prática, os programas governamentais subsidiados normalmente são caros e elevam a carga fiscal dos contribuintes, além de causarem distorções na alocação dos recursos e, por muitas vezes, não são efetivos em atingir o grupo alvo de beneficiários (SCHWARTZ E CLEMENTS, 1999).

Normalmente, é difícil mensurar as conseqüências econômicas dos subsídios governamentais e exercer um controle efetivo sobre o programa, já que os subsídios são oferecidos em formas diversas. De acordo com Schwartz e Clements (1999), ao avaliar as conseqüências econômicas dos subsídios, a atenção deve estar focada nas seguintes cinco áreas:

Aumento de transparência

Transparência é desejável tanto na perspectiva do setor público quanto do privado para identificar os benefícios, os beneficiários e os custos individuais dos programas de subsídio governamental. Quando estes não podem ser rapidamente identificados, o programa de subsídio pode estar comprometido.

Contudo, o aumento de transparência deve ser somente o primeiro passo para o controle eficiente dos programas de subsídio, como a transparência por si própria não é um remédio, sabendo-se que a sua implantação tenha efeitos colaterais positivos quando esta abre os custos dos programas de subsídio. Desta forma, o aumento de transparência seria apenas o primeiro passo para possibilitar a identificação dos beneficiários e analisar o custo fiscal do subsídio.

Aumento do custo benefício

Nem todos os subsídios são subsídios ruins. Contudo, para ser um “bom” subsídio, este tem de ser efetivo (ou seja, atender ao grupo objeto de sua política), e atender este objetivo com o custo mais baixo possível, em termos de carga fiscal ou perda de eficiência.

Limitação da duração do programa

Preocupações em relação à duração de qualquer programa de subsídio são levantadas, pois os agentes econômicos podem alterar o seu comportamento de forma a capturar os benefícios dos programas de subsídio. Para alguns programas desta natureza, a sua duração deve ser claramente limitada desde o início do programa. Subsídios para encorajar empresas iniciantes ou para criar um colchão para evitar os efeitos de um choque de preços, por exemplo, devem ser declarados temporários desde o início.

Fortalecimento do controle e recuperação de custos

Para implantar uma política de controle de custos eficiente, é imperativo que se conheçam exatamente quais são os custos envolvidos nesta política. Quando os

subsídios são providos diretamente do orçamento governamental, o seu controle se torna mais fácil uma vez que os custos individuais do subsídio estão plenamente mapeados; assim sendo, os esforços para melhorar o controle de custos podem ser feitos de forma bastante rápida. Também, em alguns casos, pode-se melhorar o controle dos custos por meio de políticas de precificação, como exemplo pode-se introduzir um sistema de recuperação do subsídio.

Seleção de um enfoque pragmático

Os programas de subsídios devem ser consistentes com as capacidades institucionais e administrativas do governo em questão. Os subsídios implícitos são mais difíceis de administrar e controlar do que subsídios explícitos, porque a sua carga fiscal não é facilmente observada pelos elaboradores de políticas. Assim, para melhorar a administração e controle, os programas de subsídios devem ser os mais explícitos possíveis.

2.3.1 O Subsídio para a Energia Renovável

A implantação de um programa de apoio à utilização de fontes de energia renovável para geração de energia elétrica (E-FER), por si só traz implícita a necessidade do apoio governamental para a sua efetiva concretização, isso porque embora desejável, do ponto de vista do bem-estar social, os custos da geração de energia por fontes renováveis, ainda são superiores aos custos para a geração por fontes convencionais, as quais são dotadas de tecnologias mais maduras e podem usufruir o ganho de escala produzido pelas grandes plantas de geração de energia elétrica.

Três razões são levantadas para explicar a dificuldade para implantação da E-FER no mercado de eletricidade: (i) no cálculo dos valores da energia elétrica gerada pelas tecnologias convencionais não são consideradas as externalidades dos custos ambientais, ou quando o são, não são adequadamente internalizadas; (ii) o maior custo do valor do kWh produzido pelas fontes de energia renovável devido à falta de escala das plantas de energia renovável, conseqüência do tamanho reduzido das

plantas, e (iii) a natureza de produção intermitente de algumas fontes de E-FER, a qual cria externalidades negativas (FINON E PEREZ, 2007).

Como Menanteau (2003) cita, do ponto de vista teórico, o suporte governamental pode ser justificado como um meio de corrigir as externalidades negativas, resultante do uso de combustíveis fósseis, e como forma de alcançar a eficiência dinâmica pela estimulação da troca de tecnologia.

Após observar que depois de várias tentativas frustradas para tentar que consumidores adquirissem - de forma voluntária - a eletricidade de fonte de energia renovável, na Europa aparecem as políticas de incentivo pelo lado da demanda como as ferramentas utilizadas em muitos países. Pela imposição da obrigação de compra de energia oriunda de E-FER ou atender a uma cota de E-FER para um específico tipo de agente, estas políticas foram criadas para permitir que as forças do lado da demanda determinem a alocação dos subsídios para a produção da E-FER.

Os principais instrumentos com esta característica em comum são: *Feed-in Tarrifs* (FIT)[1], instrumentos de leilão (IL) (*Tender System*) para o comprometimento de contratos de compra de longo prazo e as cotas transacionáveis (CT) (*Quota System*) (Costa, 2006). Para tanto, existem possíveis variações para a aplicação destes instrumentos. A seguir, é apresentada uma descrição básica destes instrumentos:

- na bibliografia existente, muitas vezes o conceito de *feed-in tarrif* é utilizado com significados semelhantes. Como linha geral, o termo FIT se refere à garantia de um preço mínimo e à obrigatoriedade da compra de energia oriunda de novas plantas de E-FER, estabelecida pela autoridade regulatória, que as empresas distribuidoras de energia têm de adquirir de um produtor independente de energia renovável. Normalmente, é estabelecida uma tarifa a ser paga, que considera um “Preço Premium” acima da tarifa de mercado do quilowatt-hora fixo para um longo período de tempo para a eletricidade gerada a partir de uma E-FER. Ocasionalmente, o conceito de *feed-in tariff* pode ser

[1] (devido à falta de tradução para o português, utilizar-se-á o termo em inglês neste estudo)

utilizado para designar o valor total de kWh recebido por um produtor independente de eletricidade de fontes renováveis, incluindo os subsídios para a produção, ou incentivos fiscais, enquanto que, em casos especiais, esta pode referir-se somente ao prêmio pago acima do preço de mercado de eletricidade (MONTHORST, 1999; HUBER et al., 2001; HAAS et al., 2001);

- os ILs envolvem um sistema que, por meio de leilões realizados pelo governo, selecionam projetos de E-FER, apresentados pelos empreendedores, de forma que aos vencedores são concedidos os contratos de compra de energia (PPAs – *power purchase agreements*) ou para receberem um subsídio de um fundo administrado pelo governo. Como no sistema das FITs, as distribuidoras também são obrigadas a celebrarem contratos de longo prazo para compra de energia das plantas vencedoras, baseados no preço de lance para o projeto referência (ou custo marginal em alguns países);

- as CTs são um sistema – também conhecido como *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ou Meta de Energia Renovável (*Renewable Energy Targets*) – tem como objetivo promover a geração de energia renovável, aumentando a demanda por eletricidade renovável. Este tipo de instrumento é operacionalizado pelo estabelecimento de metas, pelo governo, de obrigações futuras para os fornecedores de energia elétrica de comprar ou energia elétrica verde diretamente dos produtores de E-FER ou certificados verdes de emissão dos produtores de E-FER. Uma vez definida a quantidade, um mercado paralelo de certificados verdes de energia renovável é estabelecido de acordo com as condições de demanda e geração (estabelecida pela regulação). A venda dos certificados verdes garante aos produtores de E-FER um valor adicional em relação ao valor da venda da eletricidade no mercado. Os certificados também podem ser comercializáveis entre as companhias de energia elétrica, caso alguma delas não consiga atender à meta estipulada pelo governo.

A razão atrás da política de promoção da E-FER é a de manter a oferta de um bem público de forma a diminuir o efeito do aumento de gases nocivos ao ambiente – gases de efeito estufa, contribuindo para a estabilidade do clima. A economia do

bem-estar sugere que um imposto, refletindo o valor do prejuízo marginal proverá incentivos para obter níveis ótimos para tecnologias de substituição e desenvolvimento de equipamentos de geração de energia limpa. Contudo, a adoção deste tipo de impostos é difícil por três principais razões: primeiro, a falta de consenso sobre o prejuízo marginal relacionado aos gases de efeito estufa; segundo, um alto nível de impostos é provavelmente uma alternativa problemática em termos de aceitação pública e política; e terceiro, como qualquer tecnologia, as tecnologias de E-FER encontram barreiras clássicas de entrada, sendo que o imposto ecológico não seria suficiente para ultrapassar estas barreiras (FINON E PEREZ, 2006).

Deve-se ressaltar que do objetivo principal pode-se derivar objetivos secundários, como: (i) estimular a pesquisa em novas fontes renováveis de forma a garantir o progresso tecnológico (ii) aumentar a capacidade de diminuir os custos de investimentos inerentes a estas fontes; (iii) minimizar os custos de transação e administração destes projetos; (iv) estabelecer, apesar dos custos mais elevados, um sentimento de necessidade e aceitação das fontes de energia renovável pela sociedade (HASS et al., 2004).

Como política ambiental, do ponto de vista teórico e da detenção do conhecimento completo da curva de custo marginal de longo prazo da E-FER e considerando-se o custo zero de transação, esquemas baseados em preço – FIT - ou quantidade – Sistema de Leilão ou Cotas – deveriam gerar resultados muito similares. Desta forma, seria equivalente introduzir uma tarifa FIT sobre uma quantidade específica para a produção de E-FER, ou fixar uma capacidade-meta no instrumento de lances ou uma cota correspondente à mesma quantidade.

O preço marginal, no caso do processo de lances e o preço de equilíbrio no mercado de certificados verdes são estabelecidos ao nível das tarifas FIT. A instituição reguladora ou responsável pela administração do programa pode definir o “preço” no caso da tarifa FIT, ou a quantidade, no caso de um leilão competitivo ou cotas comercializáveis, assim de forma a obter a mesma meta de produção de energia verde. Contudo, para as políticas ambientais, o enfoque, baseado no preço e baseado na quantidade, não é equivalente , quando as informações para todos os

agentes são incompletas e existe incerteza na forma da curva de custo (CROPPER AND OATES, 1992).

2.3.2 O funcionamento e desenho das *feed-in tariff* (FIT)

De acordo com Menateau et al. (2003), FIT é um instrumento para definição de políticas baseadas no preço, a qual estabelece o preço a ser pago para a energia renovável por kWh gerado (na forma de um prêmio garantido sobre o preço de mercado), combinado com a compra compulsória das distribuidoras de energia elétrica, sendo os custos absorvidos ou pelos consumidores ou pelo orçamento governamental. Contudo, estas tarifas podem ser estabelecidas, englobando diferentes estruturas sem deixar de caracterizar-se como uma *feed-in-tariff*. Abaixo, apresentam-se algumas possíveis características para a implementação de políticas baseadas na FIT (RIO E GUAL, 2006):

- **FIT fixa versus sistemas de prêmios fixos**: a FIT fixa é caracterizada pelo pagamento de uma tarifa específica para o total por kWh da energia de origem de fontes renováveis, enquanto o prêmio fixo significa um pagamento de um bônus sobre o valor do kWh do mercado de energia elétrica;

- **cálculo base para estabelecer o nível de apoio:** de acordo com Sijm (2002), a FIT deve ser calculada de acordo com o "custo evitado" de uma energia gerada de uma fonte convencional, acrescido de um Prêmio, representando os benefícios associados à energia gerada pela E-FER, que seriam pagos pelos consumidores finais de energia elétrica ou, em alguns casos, o nível das tarifas FIT pode ser definido sem uma relação explícita com o custo da energia gerada, de forma a assegurar que as E-FERs consigam competir com a eletricidade gerada por fontes geradoras convencionais, além de estimular os investimentos em fontes de energia renovável e, por último, a FIT pode ser vinculada ao preço médio de eletricidade;

- **apoios específicos para tecnologias:** apoios dados às diferenças entre os custos de geração de energia elétrica entre os vários tipos de tecnologias de

E-FER, a diferenciação do nível de apoio devido ao tipo de tecnologia é adequado para manter a competitividade das diferentes fontes de geração, sendo as tecnologias mais novas as que recebem o maior nível de incentivo. O nível de incentivo deve ser adaptado à evolução dos custos;

- **níveis de incentivos diferentes de acordo com a localização**: outra importante característica a ser considerada é em relação à localização da planta de geração de energia renovável, pois esta, de acordo com as particularidades de cada região e a disponibilidade do recurso, podem apresentar custos de geração distintos, o que pode e deve fazer com que o regulador diferencie o subsídio de acordo com as várias localizações (FIT escalonada);

- **sazonalidade:** a sazonalidade deve ser considerada para a valoração do incentivo, pois dependendo do tipo do empreendimento (base ou pico), ou estação (seca ou chuvosa) em que for efetivada a geração das E-FER, o valor de sua tarifa deveria representar o custo real da geração para cada período, de forma a não subavaliar ou sobre-avaliar o custo da geração;

- **freqüência do estabelecimento do valor da FIT**: a definição do valor da FIT pode ser feita considerando-se um valor fixo para um período predeterminado (ex. 20 anos), como em muitas aplicações na Europa podem-se estabelecer reduções periódicas de forma que o valor da tarifa seja beneficiada pelo aumento de produtividade da tecnologia ou absorva, pelo menos, em parte, a redução de custo devido a melhoras da tecnologia;

- **mínimo período para garantia de pagamentos:** mesmo quando considerados períodos de revisão das FITs, estas podem ser estabelecidas por um período relativamente longo (i.e., 20 anos na Alemanha), ou um período menor (i.e., um mínimo de 4 anos na Espanha depois de 2004,);

- **agentes pagantes da FIT:** dependendo da modelagem específica, as tarifas FIT podem ser pagas por todos os consumidores finais de energia elétrica

(Espanha), por meio de uma taxa adicional em suas contas de energia elétrica, somente nos locais onde a distribuidora é obrigada a comprar energia de E-FER (Alemanha) ou por todos os contribuintes e consumidores (Dinamarca).

Os desenhos alternativos escolhidos devem refletir tanto os interesses nacionais como devem levar em conta as peculiaridades de um país, assim como os objetivos a serem alcançados com a adoção do incentivo proposto.

2.3.3 Critério de avaliação e estimativa das FIT

Sijm (2002) observa que uma política para a utilização de FIT deve ser avaliada de acordo com os seguintes critérios, os quais devem ser analisados tanto separadamente quanto conjuntamente, de forma a poder identificar os possíveis efeitos no setor de energia, observando-se se, no cômputo geral, se esta política terá efeitos benéficos ou não para a sociedade.

2.3.3.1 Efetividade

Em termos de expansão da capacidade, os instrumentos devem ser avaliados em sua capacidade de incentivar a utilização de tecnologias de energia renovável (FER). Contudo, esta capacidade depende do tipo de desenho e de suas características na aplicação da FIT. É importante que, devido ao caráter de subsídio, para que seja concretizada com sucesso, a implantação do programa deve gozar de apoio da sociedade. Além disso, fatores operacionais devem ser equacionados para evitar que existam conflitos entre os atuais agentes do sistema e os novos investidores de E-FER (como a regulação da conexão na rede de energia elétrica, procedimentos administrativos, etc.)

2.3.3.2 Eficiência e custo benefício

Um dos mais importantes critérios para a definição dos esquemas de subsídio é a eficiência do programa para o apoio às E-FER, do ponto de vista dos benefícios. Estes são avaliados pelos benefícios ambientais do emprego da E-FER e podem ser comparados com os seus custos (enfoque de eficiência estática). Os benefícios ambientais podem ser avaliados pelas externalidades evitadas pela fonte de energia renovável quando substituída por uma fonte convencional para a produção desta energia elétrica. O valor ótimo da produção é obtido com a intersecção da curva de benefício marginal e a curva de custo marginal da fonte de energia elétrica. O custo econômico do programa da FIT pode ser medido pela mudança do excedente do consumidor e do produtor (ou pelo tamanho dos gastos governamentais), relativo a uma situação sem esta política ou uma política alternativa.

As FITs são consideradas relativamente simples de implementar. Elas geram baixas necessidades administrativas e podem ser facilmente integradas em estruturas organizacionais tradicionais. Rowlands (2005) argumenta que estruturas diferentes de FIT podem acomodar facilmente diferentes tipos de fontes de energia renovável. Entretanto, tanto as demandas administrativas quanto as necessidades de informações do esquema para a FIT podem aumentar rapidamente se o sistema tornar-se mais elaborado e complicado de forma a atender às condições de eficiência (SIJM, 2002).

Para Huber et .al. (2004), o planejamento governamental, o esforço de controle para evitar apropriação de renda e a atividade de lobby aumentam com a complexidade da FIT. Geralmente, quanto mais simples o desenho do sistema, menor o custo de transação, contudo é maior o custo para os consumidores.

2.3.3.3 Eficiência dinâmica e diversidade de tecnologia

Eficiência dinâmica significa qual o estímulo efetivo que um programa de incentivos proporciona para que avanços na tecnologia das diferentes FER sejam alcançados, o que é de extrema importância para alcançar as metas futuras das FER a um custo adequado. Existe uma controvérsia teórica sobre a extensão se as FIT são

dinamicamente eficientes. Sijm (2002) defende que as FIT apresentam um incentivo menor para a inovação, enquanto outros autores, como Menateau et al. (2003), Del Rio e Gual (2006), Sawin (2004) e Lauber (2004) sugerem que as FITs facilitaram o desenvolvimento da indústria.

2.3.3.4 Incerteza para o investidor

Um programa de suporte com baixo risco para o investidor encoraja a sua implementação (i.e. efetividade) e permite que estes captem recursos a taxas mais baixas (menor prêmio de risco), diminuindo os custos de implantação do programa. FITs proporcionam um alto nível de segurança para os investidores (avessos ao risco), garantindo uma estabilidade de receitas para o capital inicial investido.

2.3.3.5 Distribuição dos custos

Um ponto bastante importante na avaliação de qualquer programa é que todos os agentes devem arcar com os mesmos custos, de forma que nenhum agente seja beneficiado em detrimento de outros agentes.

2.3.4 A aplicação do imposto ecológico

De acordo com Dresner, Dunne, Clinch e Beuermann (2006), a racionalidade da aplicação de instrumentos econômicos é de que a internalização das externalidades corrigem mercados e preços distorcidos.

Do ponto de vista microeconômico das decisões de negócios e das decisões individuais, a escolha por melhorias ou por pagar pela poluição é deixada em aberto; os incentivos por melhorias na eficiência são continuamente oferecidos; as inovações são encorajadas e estimuladas, e as fontes de poluição difusa são o foco da atenção.

De todos os instrumentos econômicos, os impostos e taxas ambientais são os instrumentos mais freqüentemente utilizados (CLINCH AND GOOCH, 2001).

Impostos e taxas impõem uma obrigação para os usuários pela utilização dos recursos naturais. Estes fazem com que os custos de poluir e o uso dos recursos naturais sejam incluídos nos preços dos bens e serviços produzidos pelas atividades econômicas.

Como mencionam Mennateau et al. (2003), apesar de o modo mais simples e mais eficiente a solução para restabelecer a competição justa entre as tecnologias de geração seria pela correção das imperfeições do mercado pela implantação de um imposto ecológico ótimo, este seria um incentivo para as inovações tecnológicas e para a mudança de hábito dos consumidores, sem fazer nenhuma distinção entre as soluções (energia renovável, eficiência energética)

Assim, na prática, a aplicação de impostos tem como restrição a sua aceitação política, e, ainda, um imposto ambiental pode não ser suficiente por si mesmo para estimular um processo dinâmico de aprendizado um requisito para a diminuição dos custos.

2.4 A BASE TEÓRICA DA ANÁLISE ECONÔMICA DO SUBSÍDIO/IMPOSTO

Do ponto de vista econômico, a adoção de um subsídio, assim como a imposição de um imposto, considerando-se apenas a relação entre demanda e oferta de um bem, implica na diminuição da eficiência econômica. Contudo, esta análise não leva em conta as externalidades que a produção deste bem ou serviço produz, assim como os impactos desta na sociedade, simplesmente é estudada a inclusão de imposto ou subsídio como um elemento de distorção no equilíbrio da oferta e da demanda e seu efeito sobre o bem-estar social.

A avaliação de uma política pública sempre foi de grande interesse para os economistas, mas considera-se que foi Jules Dupuit (1844), um engenheiro que tinha interesse em aplicar os princípios econômicos para avaliar os trabalhos públicos, o primeiro a observar que a curva da demanda poderia ser utilizada para inferir os efeitos da variação dos preços. Dupuit foi o primeiro a descrever o efeito do Peso Morto como ***"a utilidade perdida tanto pelos contribuintes quanto pela***

autoridade fiscal". A partir de então, vários economistas, entre eles, Jenkin (1870), Jevons (1911), Marshall (1920), Hotelling (1938), Hicks (1946), Walras (1954) e Harberger (1964) entre outros, desenvolveram teorias e métodos e fizeram relevantes contribuições para a aplicação da avaliação da perda de eficiência por meio da estimação do peso morto.(Hines, 1999).

Após Harbeger, esta metodologia ficou conhecida como os triângulos de Harberger, e foi este que em seu trabalho, em 1964, afirmou:

> !...As decisões políticas são continuamente tomadas, estas podem nos mover para mais perto ou mais longe do ótimo de Pareto. O que poderia ser mais relevante na escolha entre a política A ou política B do que uma indicação de que a política A irá nos mover em encontro do ótimo de Pareto de forma a alcançar um ganho para economia como um todo, digamos aproximadamente $ 200 milhões por ano enquanto a política B produzirá um ganho de apenas $ 30 milhões por ano?

Nesta citação, Harberger (1964) mostra a importância de saber o impacto das políticas públicas de forma a poder optar e comparar alternativas. Esta metodologia de avaliação da perda de eficiência devida às políticas fiscais, às regulamentações governamentais, aos subsídios ou a outras falhas de mercado, tem sido largamente utilizada, em virtude de sua simplicidade e eficiência para produzir análises objetivas.

Esta metodologia está baseada no conceito de excedente do consumidor e do produtor que, entre outras possibilidades, auxilia os economistas a avaliarem o impacto, positivo ou negativo de uma política pública exercida, com base em subsídios.

2.4.1 Descrição da Teoria do Bem-Estar

De acordo com Kudelko (2005), existem várias evidências de que a economia do bem-estar tem se mostrado uma teoria eficiente e fundamental para a implementação de ferramentas e elaboração de respostas para como manter o desenvolvimento sustentável de um sistema de energia.

A economia do bem-estar é o ramo da economia que, utilizando as ferramentas microeconômicas, determina simultaneamente a alocação eficiente associada à distribuição de renda de uma economia. Tem como objetivo analisar o bem-estar social, contudo medido em função das atividades dos agentes individuais que compõem a sociedade objeto da análise. Bem-estar social refere-se ao bem-estar geral de uma sociedade. Na construção desta teoria, considera-se que o bem-estar social é a soma do bem-estar de cada indivíduo desta sociedade. Como cita Rothbard, a teoria do bem-estar tem como objetivo a discussão das relações entre os valores dos vários agentes econômicos, e as possíveis avaliações de uma conclusão científica sobre a conveniência "social" das várias alternativas.

Existem duas abordagens que podem ser consideradas para um estudo dentro do campo da economia do bem-estar: a abordagem Neoclássica e a da nova economia do bem-estar.

A abordagem neoclássica foi desenvolvida por Edgeworth, Sidgwick, Marshall e Pigou, a qual assume que:

- a utilidade é cardinal, isto significa que esta é quantificável pela observação e julgamento;
- a preferência é um variável exôgena e estável;
- o consumo adicional proporciona aumentos decrescentes de utilidade (utilidade marginal decrescente).

A abordagem da nova economia do bem-estar é baseada nos trabalhos de Pareto, Hicks, and Kaldor. Esta reconhece as diferenças entre a alocação eficiente e a distribuição da riqueza, e as trata diferentemente. Questões de eficiência são avaliadas com critérios como o de eficiência de Pareto e os testes de compensação de Kaldor Hicks, enquanto questões de distribuição de renda são avaliadas por meio de funções sociais do bem-estar específicas.

O critério de Kaldor-Hicks propõe como ponto principal que, na disputa pela alocação de recursos entre agentes, os vencedores possam compensar os perdedores. Uma decisão eficiente no sentido de Kaldor-Hicks implicaria em que ao

mesmo tempo em que o bem-estar dos ganhadores é aumentado, este aumento seria suficiente para compensar a perda de bem-estar dos prejudicados. (GOLDBERG, 2007)

2.4.1.1 Eficiência

Considera-se que existe uma situação de eficiência distributiva quando os bens ou serviços são apropriados aos agentes que melhor conseguem se beneficiar de seu consumo, ou seja, a satisfação dos agentes beneficiados pela utilização do bem ou serviço é levada ao máximo.

Muitos economistas utilizam o ótimo de Pareto como a meta para a alocação eficiente, de acordo com esta medida de bem-estar social, a alocação de recursos é eficiente somente se nenhum agente pode melhorar seu bem-estar sem que com isso faça outro agente perder bem-estar.

Este estado ideal pressupõe a concretização das seguintes condições:

- as taxas marginais de substituição do consumo são iguais para todos os consumidores. Isto significa que nenhum consumidor poderá aumentar o seu bem-estar sem que piore o bem-estar de outro;
- a taxa marginal de substituição na produção é igual para todos os produtos. Isto implica que é impossível aumentar a produção de qualquer bem sem que haja a redução na produção de outro bem;
- o custo marginal dos insumos é igual à receita marginal do produto para todos os processos de produção. Esta condição é verdadeira quando o produto marginal de fatores de produção deve ser igual para todas as firmas produzindo este bem;
- as taxas marginais de substituição do consumo são iguais às taxas marginais de transformação na produção.

Existem várias condições que são consenso entre os economistas que podem gerar ineficiências econômicas. Estas incluem:

- estruturas imperfeitas de mercado (monopólio, monopsônio, oligopólio e concorrência monopolista);
- alocação ineficiente de fatores de produção;
- falhas de mercado e externalidades;
- custos sociais não contabilizados;
- discriminação de preços;
- informação assimétrica;
- custos médios de longo prazo declinantes em monopólios naturais; e
- subsídios e impostos.

Para determinar se a implantação de uma política econômica leva a economia para um estado eficiente de Pareto, dois tipos de avaliações devem ser realizadas. Qualquer transferência de um agente para outro implica na melhoria do bem-estar do receptor do benefício em detrimento do bem-estar do outro. Assim, esta avaliação identifica qual seria a conseqüência se os beneficiários devessem compensar os preteridos.

Utilizando o critério de Kaldor, uma política contribuirá para o ótimo de Pareto se o valor máximo que os beneficiários estiverem preparados a pagar é maior do que o valor mínimo que os preteridos aceitariam. Considerando-se o critério de Hicks, uma política contribuirá para o ótimo de Pareto se o máximo que os preteridos estão dispostos a oferecer aos beneficiários, de forma a evitar a política, é menor do que o mínimo do valor que os beneficiários aceitariam como compensação para não implementar as políticas.

A avaliação de compensação de Hicks focaliza o assunto do ponto de vista dos preteridos, enquanto a avaliação da compensação de Kaldor é do ponto de vista dos beneficiários. Se as duas condições forem satisfeitas, tanto os agentes beneficiados quanto os preteridos concordarão que a política adotada fará com que a economia mova para o ponto do ótimo de Pareto. Esta é referida como a eficiência de Kaldor-Hicks ou o critério de Scitovsky.

2.4.1.2 O excedente do consumidor

O excedente do consumidor mede quão melhor o consumidor fica - do ponto de vista de satisfação - depois da aquisição de um bem ou serviço. O excedente do consumidor é a diferença entre o que o consumidor estaria disposto a pagar por um bem ou serviço, e o que ele realmente paga pela aquisição deste bem ou serviço (PINDYCK; RUBINFELD, 1997).

De acordo com Pindyck e Rubinfeld (1997), o excedente do consumidor tem implicações importantes na análise econômica, pois quando este representa o agregado de vários consumidores, este mede o benefício total que os consumidores obtêm de comprar um bem dentro de um mercado. Quando se combina o excedente do consumidor com o agregado dos lucros das empresas, podem-se avaliar o custo e o benefício de uma estrutura alternativa de mercado e as políticas públicas que alteram o comportamento dos consumidores e empresas dentro deste mercado. (PINDYCK; RUBINFELD, 1997)

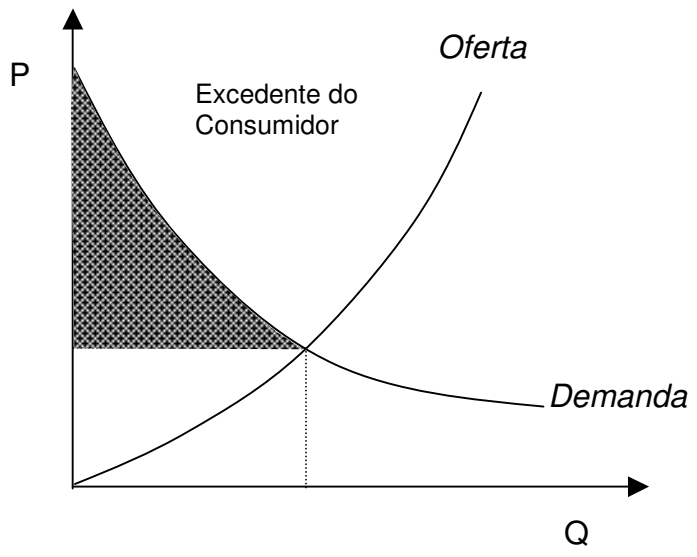

Figura 2 - O excedente do consumidor para um mercado

Fonte: Pindyck e Rubinfeld (1997)

2.4.1.3 O excedente do produtor

Quando o custo marginal é crescente, o preço final para o produto é maior do que o custo marginal de cada unidade produzida, exceto a última que, no caso, terá o seu custo marginal igual ao preço do produto. Desta forma, toda empresa recebe um excedente em todas as unidades, exceto na última produzida. O excedente do produtor de uma empresa é a soma das diferenças entre o custo marginal de produção e o preço de mercado de todas as unidades produzidas.

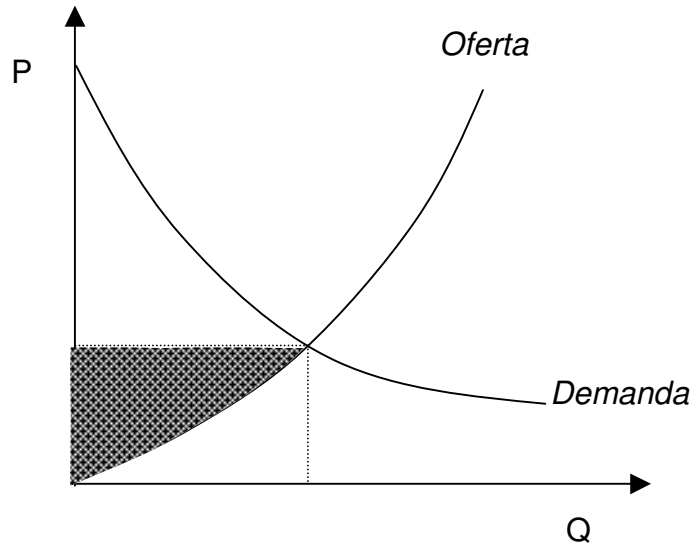

Figura 3 – O excedente do produtor em um mercado

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, (1997)

2.4.1.4 O imposto

A aplicação de um imposto sobre um bem ou serviço tem um efeito tanto no preço quanto na quantidade de equilíbrio do mercado. Assim, ao impor um imposto a um mercado há dois preços importantes: o preço a ser pago pelo consumidor deste bem ou serviço e o preço recebido pelo produtor deste, sendo a diferença entre este dois preços o valor do imposto.

Na figura 4, apresenta-se a inclusão de um imposto em um mercado que se encontrava equilibrado em uma situação em que, para uma quantidade Q_0, o preço de liquidação era P_0. Observa-se que ao governo impor um imposto t, este impõe

que os consumidores paguem um preço P_c e os produtores recebam um preço P_p, sendo $P_c – P_p$ o valor do imposto t.

Nesta ilustração, observa-se que os consumidores perdem (A + B) do excedente do consumidor e os produtores perdem (D + C) do excedente do produtor, em contra partida o governo aumenta sua arrecadação fiscal em (A+D), assim a economia perde o valor (B + C), representando uma ineficiência econômica, chamada de Peso Morto.

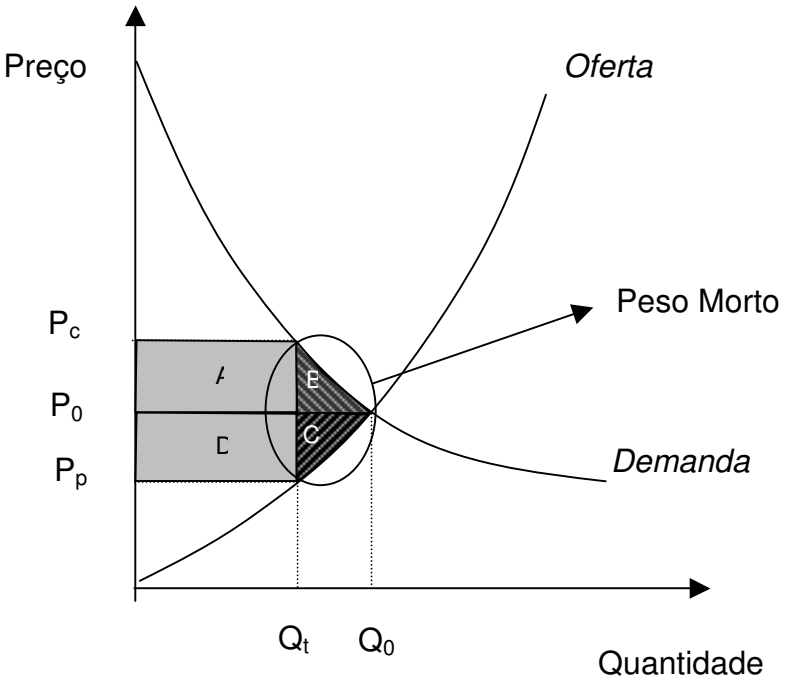

Figura 4 – Peso Morto devido a criação de um imposto

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, (1997)

2.4.1.5 A perda de eficiência devido à externalidade não contabilizada

Devido ao fato de as externalidades não estarem incluídas nos preços do bem ou produto comercializado, estas geram ineficiências econômicas. A atividade econômica de uma empresa que produz externalidades é representada graficamente na figura 5.

Admitindo-se que a empresa de um setor produza uma quantidade de poluição (externalidade negativa) por unidade de produto de acordo com uma função de produção de proporções fixas, isto é, a quantidade de poluição é diretamente proporcional ao seu nível de produção, ou seja, à medida que se aumenta a produção do bem implica em maior "produção" de externalidades para outros agentes. Este custo é representado na figura 5 pela curva custo marginal externo (CMgE), curva esta que possui inclinação positiva, pois a medida que se aumenta a produção, o custo imposto aos outros agentes aumenta devido à premissa de uma função de produção de proporções fixas.

Observa-se, na figura 5, que, do ponto de vista social, o nível de produção eficiente para o preço p_1 seria o nível de equilíbrio q_{1e} , ou seja, o preço do produto é igual ao custo marginal social da produção (CMgS). O CMgS difere do custo marginal privado (CMg), pois este primeiro leva em consideração também os custos externos produzidos pela atividade produtiva; na figura 5, representado pelo custo marginal externo (CMgE).

Como o agente privado não inclui na sua função de custo de produção os custos incorridos devido à produção de externalidades negativas para outros agentes, a empresa estabelece o nível ótimo de produção quando a curva de custo marginal de produção privado é igual ao preço do mercado produzindo uma quantidade q_1.

Assim, como a empresa não se depara com uma função de custo que captura os custos imputados em outros agentes, este produtor estará produzindo para o preço dado p_1 uma quantidade excessiva (q_1 em vez de q_{1e}) criando, assim, um perda de eficiência econômica representado na figura 5 pela área sombreada do triângulo ABC. Observa-se que ao passar de uma produção q_1 para a produção q_2 ($q_2 > q_1$) aumenta-se o tamanho do triângulo (ABC < DEF), implicando que quanto maior for a produção da empresa maior será o custo externo absorvido por outros agentes econômicos.

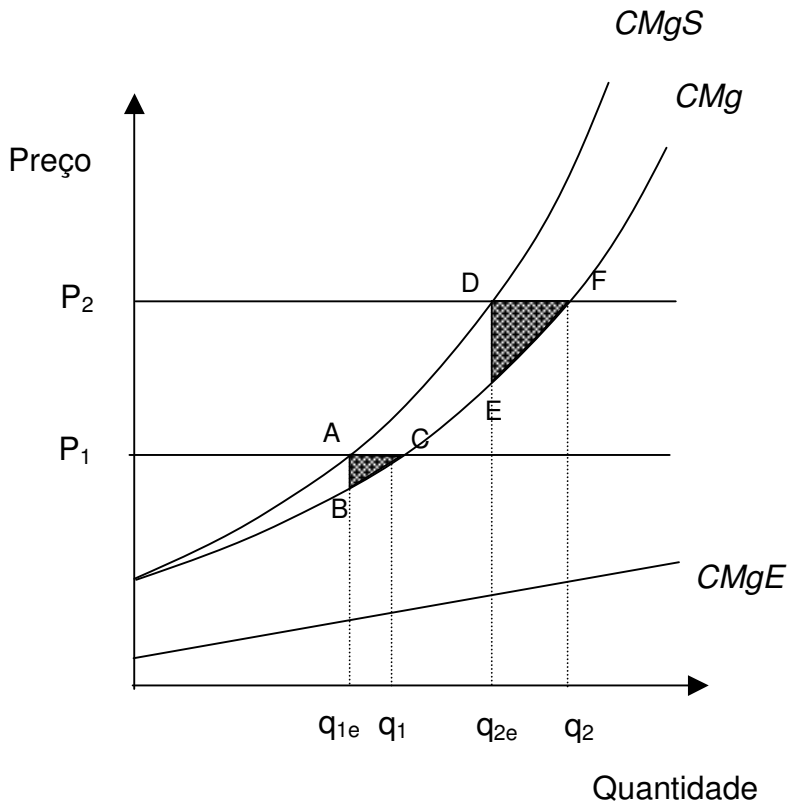

Figura 5 - Custo social da externalidade da empresa

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, (1997)

Considerando-se que todos os agentes de um setor produzissem externalidades negativas tem-se uma representação gráfica como a figura 6, em que o custo marginal de produção do setor é representada pela curva CMg_s que é igual à curva de oferta do setor. A curva $CMgE_s$ representa o custo marginal associado à produção das externalidades do setor, assim a curva $CMgS_s$ representa a soma do custo marginal de produção privado e do custo marginal da externalidade produzida por todas as empresas do setor, ou seja $CMgS_s = CMg_s + CMgE_s$.

Como mostra a figura 6 para alcançar o nível eficiente de produção, tem-se que o benefício marginal de produção seja igual ao custo marginal social. Como o benefício marginal dos consumidores é medido pela curva da demanda, o nível de produção eficiente é considerando-se uma produção Q_e, valor este encontrado onde a curva de custo marginal social $CMgS_s$ cruza com a curva da demanda D. Contudo,

devido às empresas do setor terem funções de custos que não englobam os custos externos, o nível competitivo do setor será dado de forma que o setor produzirá Q_1, no ponto em que a curva de demanda e a curva de oferta CMg_s se encontram. Assim, para um nível de produção maior que Q_e, existe uma ineficiência para a sociedade, custo este que é obtido por meio da diferença entre o custo marginal social e o benefício marginal representado pela curva da demanda. Portanto, o custo social total poderá ser calculado pela soma das diferenças entre o $CMgS_s$ e D para todas as unidades produzidas além do nível de produção eficiente. Na figura 6, este custo social é representado pelo triângulo GHI.

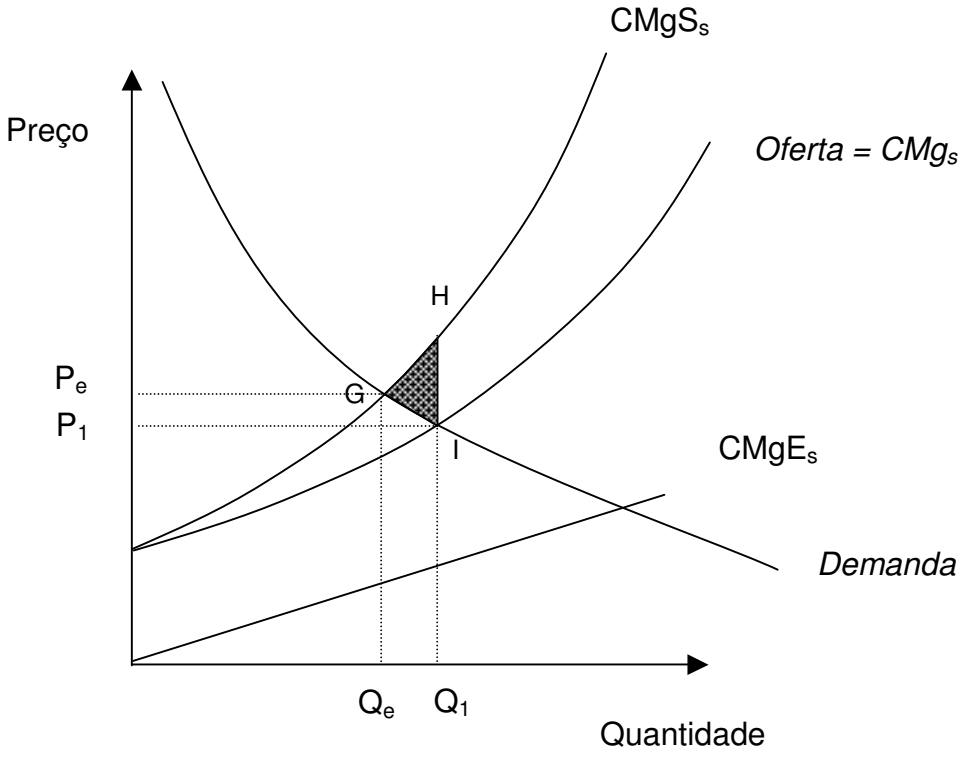

Figura 6 – Custo social da externalidade do mercado

Fonte: Pindyck ; Rubinfeld, (1997)

2.4.2 Aplicação da teoria do bem-estar para o setor elétrico

Neste item, descrever-se-á brevemente as características do sistema elétrico brasileiro e identificar-se-ão as hipóteses, do ponto de vista da teoria do bem-estar, para permitir uma avaliação entre a expansão do setor elétrico pelas PCHs dentro do Proinfa e das usinas termelétricas.

2.4.2.1 Breve descrição da operação do sistema elétrico nacional

O desenho do modelo atual do setor elétrico brasileiro tem como objetivo de alocar os riscos existentes entre os agentes que estão mais bem preparados para gerenciá-los (geradores, comercializadores e consumidores) mediante um conjunto de regras, cujo objetivo é a modicidade tarifária ao consumidor final.

A geração de energia elétrica do Brasil é predominantemente oriunda de plantas hidrelétricas. Como observado na tabela abaixo, em setembro de 2008, o parque hidrelétrico brasileiro representava 76,12% do total da potência instalada nacional, sendo 23,63% proveniente de plantas térmicas e 0,24% de outros tipos de geração.

Tabela 8 – Geração de energia elétrica no Brasil por fonte

Empreendimentos em Operação				
Tipo	**Quantidade**	**Potência Outorgada (kW)**	**Potência Fiscalizada (kW)**	**%**
CGH	227	119.809	119.187	0,12
EOL	16	248.250	247.050	0,24
PCH	311	2.218.148	2.176.289	2,14
SOL	1	20	20	0
UHE	159	74.572.295	75.066.931	73,86
UTE	1.035	24.679.520	22.013.616	21,66
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,97
Total	**1.751**	**103.845.042**	**101.630.093**	100

Fonte: ANEEL, (2008)

onde:

CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovotaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

Devido à grande complexidade do sistema nacional de geração de energia, para que este funcione harmonicamente, é necessária a existência de um agente responsável pela gestão operacional do sistema - o Operador Nacional do Sistema (ONS) — que tem como função a administração e o despacho de carga de cada usina, baseado em um modelo de otimização que maximiza a utilização intertemporal da energia

acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Este agente tem como principal objetivo a coordenação da operação do sistema hidrotérmico, assegurando uma operação econômica e confiável para o sistema elétrico de potência.

A diminuição do custo de geração do sistema consiste na substituição da produção de energia termelétrica por hidroeletricidade (que tem um custo de MWh mais baixo do que o gerado por termelétricas), utilizando a energia potencial armazenada para a geração de energia elétrica no presente, evitando a queima de combustível nas térmicas. Contudo, como a quantidade de água armazenada nos reservatórios das hidrelétricas é finita, a minimização do custo da geração do sistema dependerá de uma avaliação dos possíveis cenários projetados que deverá implicar na coordenação entre a decisão de hoje do operador e seus possíveis reflexos na operação futura do sistema.

Isto significa que uma redução do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas para a geração de energia no presente, caso as condições hidrológicas sejam desfavoráveis em um período futuro, traduzindo em volumes de precipitação abaixo do nível necessário para recomposição dos volumes mínimos dos reservatórios, pode implicar na necessidade de acionamento das térmicas para a produção de energia elétrica, ocasionando um aumento do custo do sistema, ou até o racionamento de energia nos casos mais extremos. De outro lado, se os reservatórios forem mantidos em um nível elevado e ocorrer um período de chuvas abundantes no futuro, as hidroelétricas podem verter a água armazenada, o que representa uma perda de energia e conseqüentemente aumento do custo operacional do sistema.

Na prática, a decisão do operador do sistema é baseada concomitantemente em uma estimativa presente e futura de custos operacionais, como representado na figura abaixo:

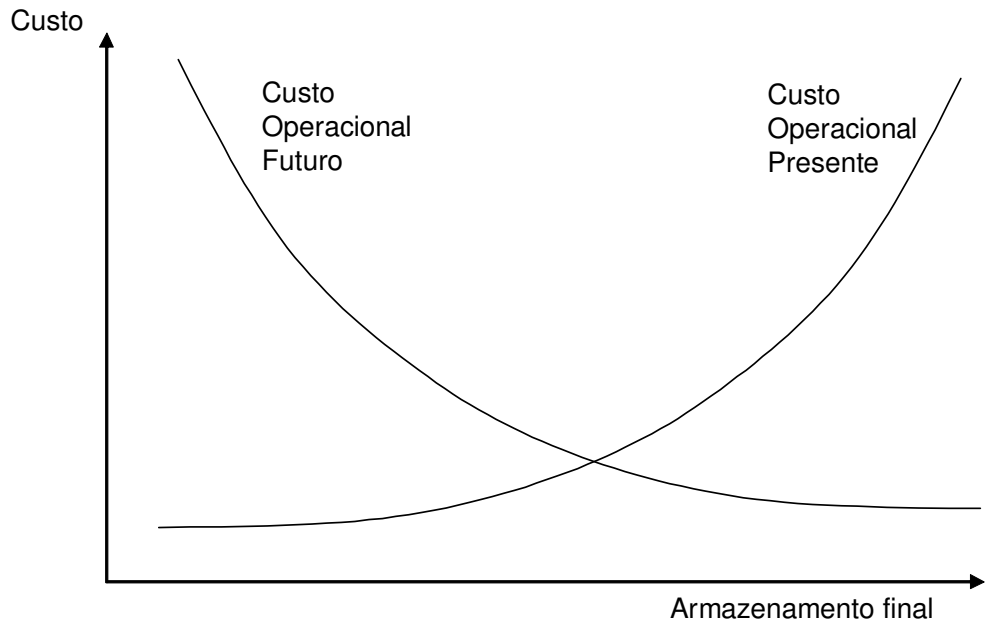

Figura 7 – Custo presente e futuro em relação ao Armazenamento final

Fonte: Pereira (1998)

A função de Custo Operacional Presente (COP) está vinculada ao custo de produção da geração térmica em um instante $_t$; desta forma, quanto maior for o volume de água armazenada nos reservatórios das hidrelétricas, menor será o volume de água disponível para a produção de energia elétrica, aumentando-se a produção de energia de fontes térmicas, conseqüentemente elevando o custo de operação do sistema no presente.

Em contrapartida, a função do Custo Operacional Futuro (COF) está relacionada com o custo esperado para a geração termelétrica de um instante $_{t+1}$ até o final do período de planejamento. Observa-se que a função do custo operacional futuro diminui com o aumento do volume armazenado final, pois mais água estará disponível para a geração de energia elétrica no futuro.

O ponto de maximização do volume de água armazenada equivale ao ponto em que a soma das funções de custo futuro e presente é minimizada, como representado na figura 8 abaixo.

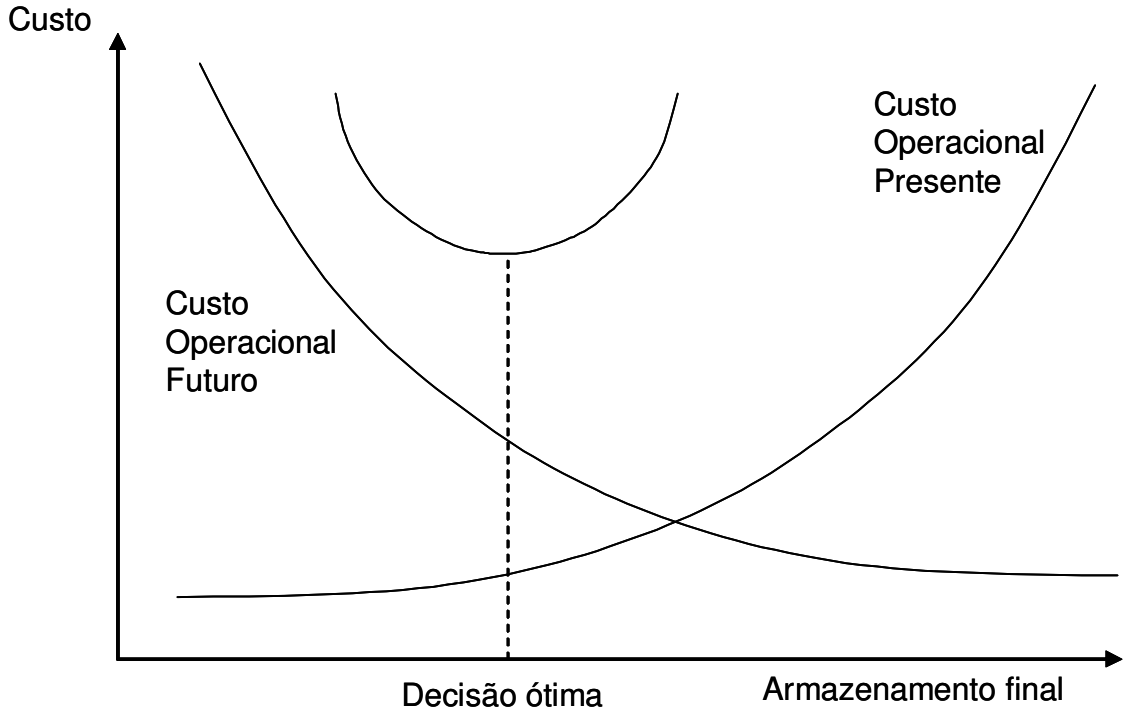

Figura 8 – Custo presente e futuro em relação ao Armazenamento final

Fonte: Pereira (1998)

O resultado esperado desta operação é minimizar o custo da operação e garantir o atendimento da demanda com confiabilidade, minimizando o "vertimento" de água dos reservatórios — ou maximizando o aproveitamento da energia potencial acumulada nos reservatórios e minimizando o custo de operação do sistema (MOREIRA, et al., 2001).

As usinas termelétricas (UTEs) e usinas hidrelétricas (UHEs) apresentam características de geração de energia elétrica complementares. O custo de investimento por MW instalado para uma UTE, assim como o tempo de construção é menor, não requer a construção de barragens. Assim sendo, sua dimensão não depende do melhor aproveitamento da afluência e da topografia da bacia e, devido à não-dependência de grandes obras civis com um volume de escavação expressivo, a incerteza do custo de construção tende a ser menor.

Por outro lado, a UTE apresenta um custo marginal de operação maior, sendo este determinado pelo preço do combustível fóssil que consome, em contrapartida uma UHE apresenta um custo de operação muito baixo, pois o seu "combustível" é a

energia potencial da água armazenada. Contudo, devido à água ser dependente das condições incertas do ciclo hidrológico, a capacidade de geração da UHE apresentará uma incerteza em relação à disponibilidade do “combustível”.

Esta incerteza faz com que a UHE tenha de ser dimensionada com folga suficiente para garantir o fornecimento nos períodos de estiagem. Um sistema misto explora as vantagens dos dois tipos de usina, reservando as UTEs para os períodos de estiagem, possibilitando que um sistema com menor capacidade nominal de geração produza energia com o mesmo grau de confiabilidade de fornecimento. (MOREIRA, et al., 2001).

Como exposto acima, apesar do custo marginal das plantas térmicas ser maior que o custo de uma planta de geração hídrica, um sistema predominantemente hidrelétrico, para manter a sua confiabilidade, precisa ter a participação de geradoras térmicas em seu sistema, mesmo que estas não sejam despachadas, mas sim sejam utilizadas como uma proteção para eventuais regimes hidrológicos desfavoráveis.

Desta forma, o custo da geração térmica em MWh, para fins de análise, poderia ser dividido em duas componentes:

- o valor da energia gerada (R$/MWh);
- o valor de um seguro contra déficit de energia (R$/MWh) – “Seguro Déficit”.

Assim, considerando-se como hipótese para a análise da internalização dos custos devido à emissão de poluentes, objeto deste estudo, que o valor da energia gerada por uma térmica é igual ao valor de energia gerada por uma hidrelétrica (R$/MWh), sendo a diferença entre a tarifa de geração de um MWh térmico e a tarifa de geração de um MWh hídrico o valor referente ao seguro, para garantir a minimização do custo de operação e para manter o nível adequado de confiabilidade do sistema: o “Seguro Déficit”.

Graficamente, tem-se que a representação da curva de custo marginal privado de expansão da UHE (Cmg_{UHE}), custos estes que não levam em conta as

externalidades provocadas pela produção de energia, para um nível de expansão da situação de Energia Hídrica (E_{H1}) até o nível de Energia Hídrica 2 (E_{H2}), é igual ao custo marginal privado de expansão da energia da UTE ($CmgE_{UTE}$) de uma dada quantidade de Energia Térmica 1 (E_{T1}) até Energia Térmica 2 (E_{T2}); custo este obtido com a subtração do "Seguro Déficit" (Seg. Def.) do custo marginal de expansão total da UTE (Cmg_{UTE}), composto pelo valor da energia gerada pela UTE mais o seguro pago para prevenir o déficit de suprimento de energia elétrica.

Na figura 9, a curva de Cmg_{UTE} é representada pelo custo marginal privado da energia elétrica gerada mais o valor do seguro pago para manter o nível de confiabilidade do sistema. O segmento AB representa o custo do "Seguro Déficit" para um nível (Energia Térmica) E_{T2+s} de produção de energia. Observa-se que, devido ao custo da energia mais o "Seguro Déficit" para atender à Demanda D_2, a energia efetivamente produzida utilizando-se uma fonte térmica, passará de E_{T1} para E_{T2+s} e não para E_{T2}.

Ou seja, para uma expansão do sistema hidrotérmico, considerando-se a premissa acima proposta, tanto a expansão pela energia térmica quanto de energia hídrica implicam em um aumento no preço da tarifa igual, contudo, a utilização de um planta térmica inclui no preço do MWh o valor da contratação de um seguro para prevenir o risco da falta de energia elétrica no sistema.

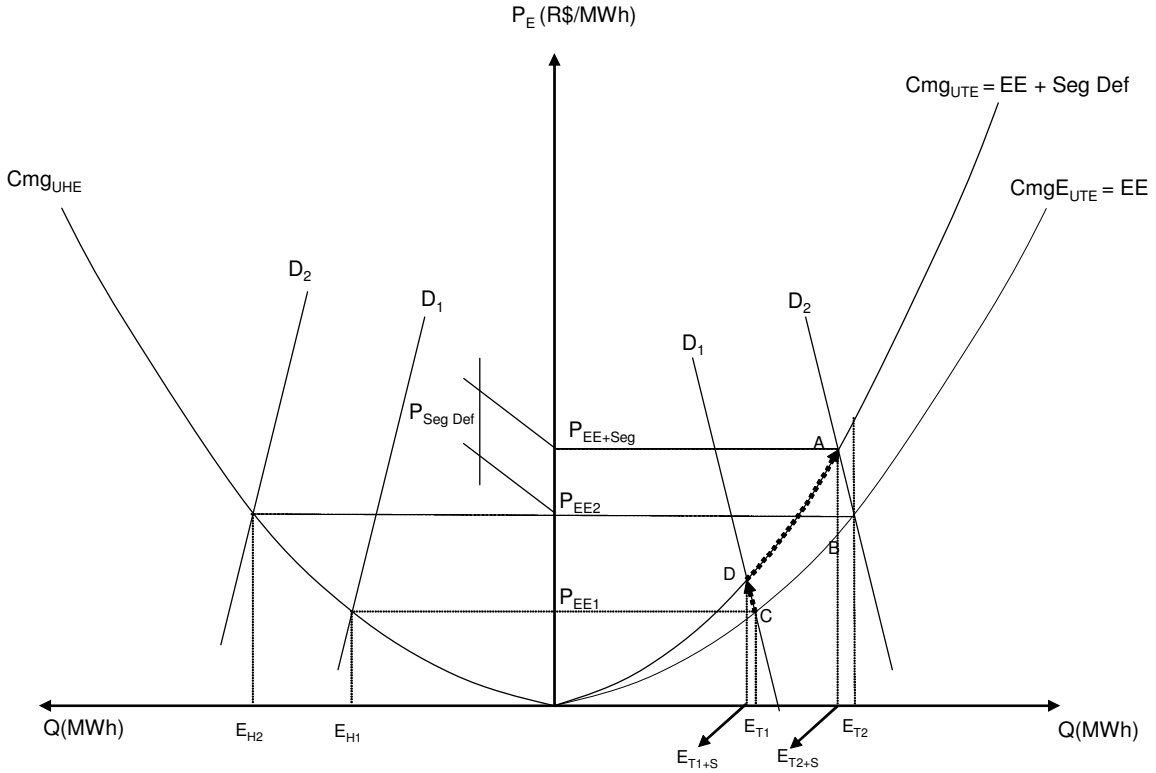

Figura 9 – Decomposição do custo marginal da UTE

Fonte : Elaboração própria

É importante salientar que, ao considerar a expansão térmica, esta impacta a expansão do sistema de duas formas, uma mediante o valor da energia que, de acordo com a premissa formulada, é equivalente ao valor da expansão hidroelétrica, entretanto, quando considerado o "Seguro Déficit" do valor total da tarifa que embute o valor do seguro e este faz com que o custo total da expansão seja maior que o valor líquido da energia, assim, como apresentado na figura 9, o caminho da expansão poderia ser decomposto, passando-se do ponto inicial C (onde E_{T1} igual a E_{H1}) para um ponto D e, em seguida, para o Ponto A, situação esta em que o valor da tarifa P_{EE+Seg} é maior que P_{EE2} e a quantidade de energia de equilíbrio E_{T2+S} é menor que a quantidade E_{T2} .

Como pode ser observado na figura 10, ao comparar o custo de expansão do sistema por meio de UTE, considerando-se a hipótese acima formulada, em comparação à expansão utilizando geração oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), observa-se que, devido ao $CmgE_{UTE}$ ser equivalente ao custo

marginal privado de expansão da UHE, se tem que o custo de expansão do sistema pelas PCHs é mais caro do que com termelétricas, pois o valor custo marginal privado de expansão da PCH ($CmgE_{PCH}$) é superior ao valor ao Cmg_{UHE}.

Na construção gráfica da figura 10, a curva de custo marginal de expansão da energia de uma UTE tem o mesmo perfil da curva marginal de expansão de uma UHE, e sendo o $CmgE_{PCH}$ maior do que o Cmg_{UHE}, tem-se que o $CmgE_{PCH}$ também será superior ao $CmgE_{UTE}$.

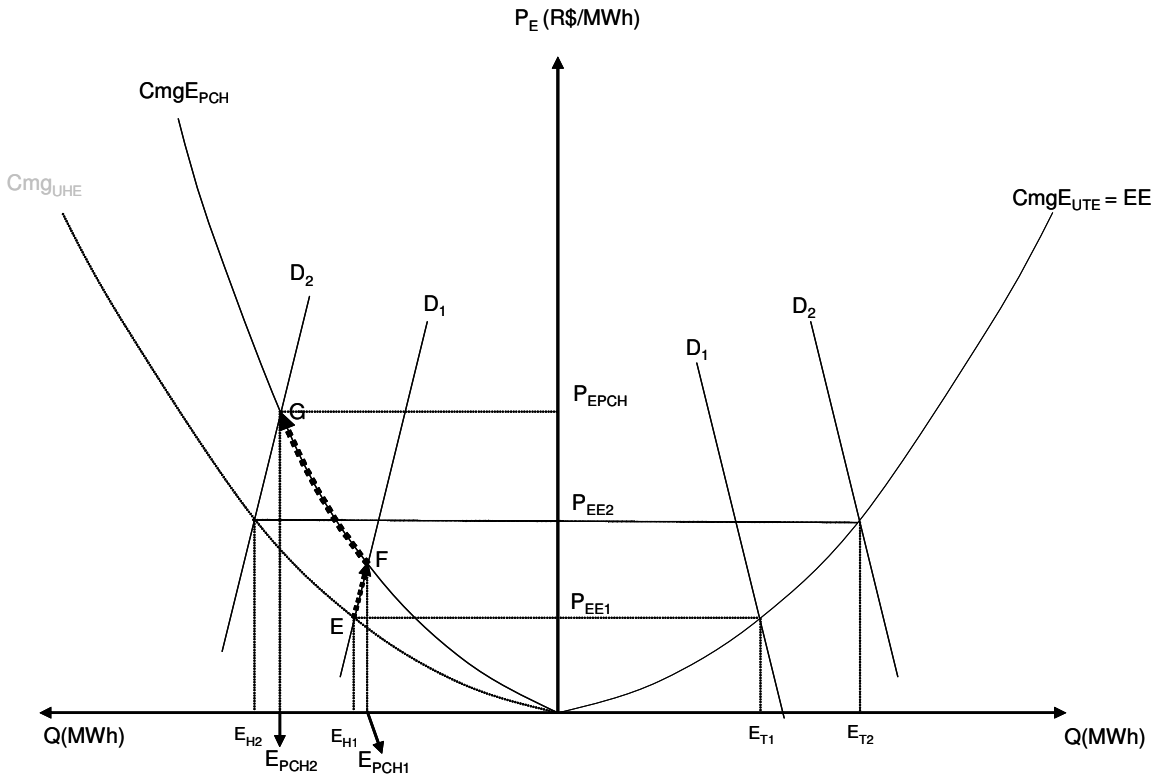

Figura 10 – Custo Marginal Expansão PCH e UTE

Fonte : Elaboração própria

Na figura 10, observa-se que a expansão a partir de um estado de equilíbrio E_{H1} pela utilização de PCH, poderia ser decomposto em duas etapas: a primeira ocorreria, partindo-se do ponto E, onde existe uma oferta E_{H1} , passando para o ponto F, onde se tem uma oferta E_{PCH1} ($E_{H1} > E_{PCH1}$), e, a segunda, (será isto?) percorrendo a curva $CmgE_{PCH}$ até chegar ao ponto G, em que se tem o preço final da energia de P_{EPCH}. Assim, para uma expansão utilizando as PCHs tem-se uma tarifa final de energia P_{EPCH} maior do que o valor final da energia gerada pela térmica (P_{EE2}), sem considerar o custo do seguro do déficit.

A seguir, inclui-se no preço da expansão térmica o valor das emissões de forma obter o custo marginal social da geração térmica.

Na figura 11, observa-se que quando incluído o custo da externalidades ao custo privado marginal da energia gerada por uma termelétrica, ou seja, é incluída no gráfico a curva de custo marginal social de expansão da energia da UTE (Cmg_SE_{UTE}) , que representa o custo da energia gerado por uma UTE mais o valor das externalidades suportados por terceiros.

Assim, no gráfico 11, observa-se que o triângulo IJK representa o custo não contabilizado na curva de custo marginal privado de geração térmica. Este valor comparado ao aumento de custo da energia devido à utilização de PCHs para a expansão do sistema indicará a adequação ou não da criação de um “Imposto Proinfa” para a viabilização do PROINFA.

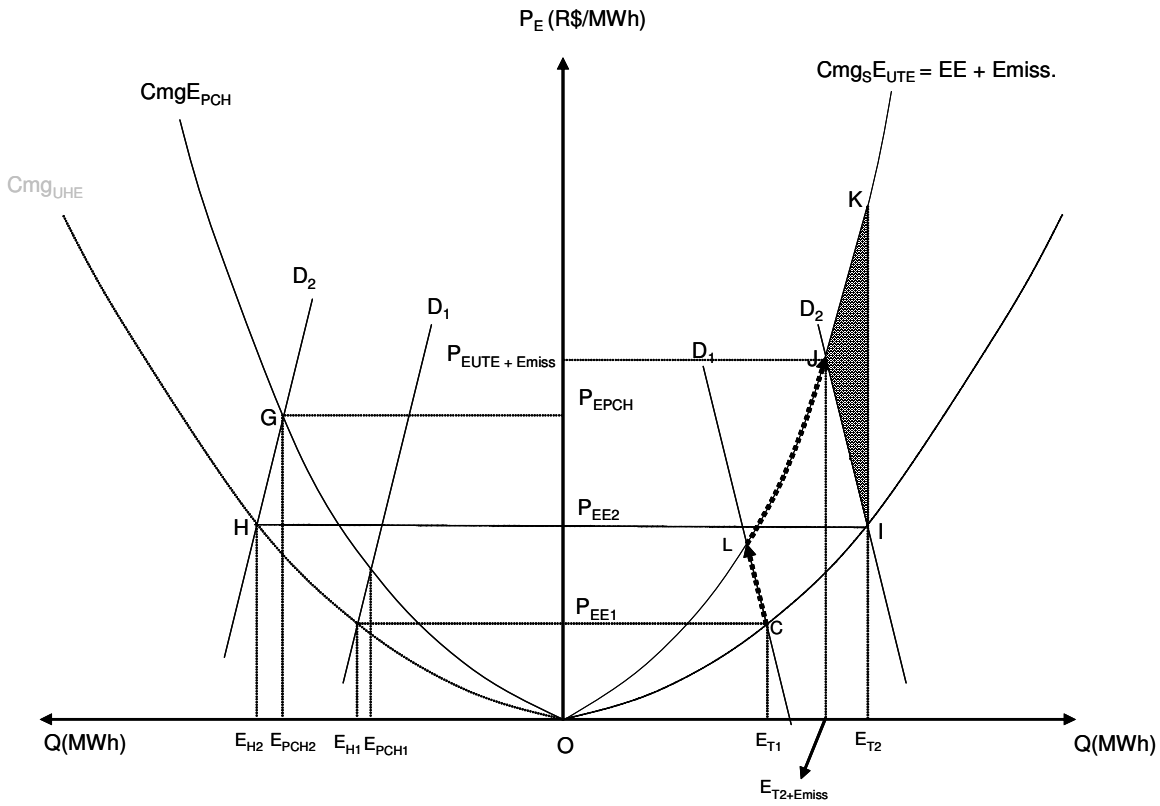

Figura 11 – Custo Marginal Expansão Social UTE x PCH

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se que, no gráfico 11, considerando-se a contabilização das externalidades produzidas por uma termelétrica, o caminho de expansão do sistema, utilizando-se somente a fonte de geração térmica, o sistema passaria do ponto C (E_{T1}; P_{EE1}), alcançando o ponto L e percorrendo a $Cmg_S E_{UTE}$ até chegar ao ponto J, de forma que se teria uma tarifa $P_{EUTE+Emiss} > P_{EPCH}$ e uma quantidade de energia gerada $E_{T2+Emiss} < E_{PCH2}$.

O valor do "Imposto Proinfa" pode ser calculado verificando-se a diferença entre o retângulo $E_{PCH2}GP_{EPCH}O$ e o retângulo $E_{H2}HP_{EE2}O$, diferença esta que, ao ser comparada com o valor das externalidades geradas pela UTE, identificará a eficiência ou não de um programa nos moldes do PROINFA. Estes cálculos são objeto do capítulo 3 - Avaliação do custo econômico do Proinfa x custo social evitado.

2.5 EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde a introdução do conceito da inclusão dos impactos ambientais para avaliar o real custo de produção por Pigou (1920), o conceito de externalidade tem sido considerado central na crítica neoclássica da organização do mercado e as falhas de mercado, assim uma das possibilidades para eliminar esta distorção é a internalização dos efeitos negativos causados no meio ambiente pelo processo de produção de bens e de serviços mediante sua precificação (KIM, 2006).

Externalidades podem ser definidas como os efeitos gerados por um agente econômico quando executando uma atividade produtiva ou de consumo que afetará, positivamente ou negativamente, a atividade produtiva ou de consumo de outro agente econômico, sem que este tenha permitido e nem seja compensado ou compense o outro agente por esta interferência (KOLSTAD, 2000). Esta interferência pode ser expressa em termos de deseconomias externas, ou seja, um custo social superior ao custo privado. Caso o agente que impõe a deseconomia externa e o agente que a sofre fossem capazes e tivessem à disposição para negociar esta deseconomia, a intervenção do Estado seria desnecessária para garantir uma alocação ótima dos recursos (TURVEY,1963).

A Externalidade também pode ser definida como:

Um custo ou benefício que não está incluso no preço de mercado de um bem ou serviço porque este não é incluído no preço da produção ou do consumo. A externalidade é produzida quando uma atividade econômica de um agente tem um efeito positivo ou negativo na função de bem-estar de outro agente, e o agente ativo não é compensado nem compensa o agente passivo dos impactos impostos a este. Externalidade é um tipo de falha de mercado que causa ineficiência econômica.

A base teórica da avaliação econômica da externalidade é o campo da economia do bem- estar, o qual identifica que o custo social final de um produto ou serviço deve computar todos os custos envolvidos em sua produção, desta forma, incluindo os custos externos que esta produção ou seus subprodutos podem gerar. Caso estes custos não sejam contabilizados, o custo social de produção deste bem será

diferente do custo privado, caso este em que as externalidades podem distorcer a alocação de recursos, mas esta falha pode ser tratada adequadamente pelos simples arranjos *ad hoc* (AYRES, 1969), Pigou (1952), em seu trabalho, citava:

> [...]Quando era afirmado que, em alguns setores uma quantidade errada de recursos era investida porque o valor líquido do produto marginal social divergia do valor líquido do produto marginal privado, estava implícito que as empresas destes setores assumiam que estes dois custos erem iguais.

No processo tecnológico de geração de energia, as externalidades associadas com a descarga de resíduos na atmosfera ou na água são inevitáveis e não podem ser excluídas do processo produtivo. Contudo, como largamente observado, o seu impacto ambiental aumenta cada vez mais devido ao desenvolvimento das economias, conseqüentemente a capacidade de absorção do meio ambiente vai exaurindo-se.

Considerando-se que, do ponto de vista econômico, os consumidores maximizam sua utilidade sujeita à restrição de renda e as empresas têm como objetivo a maximização do lucro sujeito à regulação de preços pelo mercado, é esperado, desta forma, que os indivíduos e as empresas tomem suas decisões baseados nos preços observados dos produtos e dos serviços disponíveis. Levando-se em conta algumas premissas relacionadas com a estrutura de mercado o “ótimo de Pareto” poderia ser alcançado pelo mecanismo de preço e por trocas voluntárias descentralizadas (AYRES, 1969).

A avaliação dos impactos ambientais, os quais não são capturados pelo mercado, agora aparecem como uma das principais preocupações para a avaliação das opções energéticas. Estas avaliações dos impactos ambientais e sociais das formas de geração elétrica são derivadas da teoria econômica neoclássica e da institucional (Kim, 2006). A internalização dos custos externos no planejamento energético e, consequentemente, nos preços da eletricidade, é identificada como uma possível solução para a correção desta falha de mercado no caso do setor de energia (Marpaung et al., 2005).

O processo de conversão de energia gera subprodutos que têm, como efeito, danos ao meio ambiente. Os custos envolvidos no processo de geração de energia normalmente não são considerados para fins de custeio da energia gerada, de forma que o custo observado pela empresa privada seja menor que o custo apresentado para a sociedade. Esta contabilização dos custos absorvidos pelo meio ambiente tem como conseqüência o incentivo à má alocação dos recursos, pois as empresas de geração de energia, em suas análises para escolha de investimentos não consideram estes custos. Dessa forma, uma decisão ótima para o agente privado não será ótima do ponto de vista da sociedade, sendo este resultado o oposto do objetivo da maximização do bem-estar (FRIEDRICH E VOSS, 1993).

De acordo com Friedrich e Voss (1993), as externalidades negativas da produção de energia elétrica podem ser definidas como todos os efeitos negativos relacionados com a geração de energia elétrica, os quais não são pagos pelos produtores, mas sim por outros agentes da sociedade. Os custos sociais, conseqüentemente, são todos os custos incorridos na geração de energia elétrica, ou seja, as externalidade negativas geradas pela planta e pelos custos suportados pelo produtor de energia.

Caso as externalidades da geração de energia não sejam incluídas nos preços da energia gerada, principalmente pelas fontes de produção calcadas na queima de combustíveis fósseis, estas podem ser consideradas como barreiras para a entrada de fontes de energia renovável, que são comprovadamente menos agressivas ao meio ambiente. Assim, o custo menor da geração convencional, quando não computada a externalidade de sua produção, está sendo subsidiada pela sociedade que paga por esta (OWEN, 2006).

Apesar da observação das externalidades negativas no processo de geração de energia elétrica, a sua mensuração ainda é uma tarefa difícil e ambiciosa, a técnica para identificar o valor exato destas externalidade ainda não está consolidada. Vários foram os programas e iniciativas para definir uma metodologia científica que pudesse prover respostas precisas para o custeio dos impactos ambientais das diversas fontes de geração de energia elétrica (KLASSEN; RIAHI, 2007).

Contudo, a avaliação e a internalização das externalidades negativas são geralmente necessárias de forma a auxiliar aos executores de políticas públicas na implantação de ferramentas que possibilite, pelo menos parcialmente, a correção da falha de mercado e auxilia na escolha social eficiente. Assim, é essencial para a implementação das políticas energéticas a avaliação dos custos externos. Impostos e subsídios que reflitam ou amenizem o impacto das externalidades e devem assegurar que os agentes, em suas escolhas de alocação de recursos, tenham todas as informações de preços que os possibilite de escolher a tecnologia de produção que melhor satisfaça os objetivos econômicos e ambientais (SÖDERHOLM; SUNDQVIST, 2003).

De acordo com Owen (2006), as externalidades ambientais devido à produção e ao consumo de energia podem ser divididas em duas grandes categorias de custos que distinguem as emissões dos poluentes com impacto local dos de impacto global:

- custos dos prejuízos causados à saúde e ao meio ambiente pela emissão de poluentes que não estão associados com a mudança do clima;
- custos resultantes da emissão de gases de efeito estufa (GEE).

A primeira categoria engloba os efeitos causados por emissões poluentes atmosféricos como os particulados, dióxido sulforoso (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x), devido aos efeitos de longo alcance e à sua dispersão. O cálculo dos impactos negativos destes poluentes é de difícil mensuração, com os efeitos podendo variar largamente entre diferentes plantas de geração.

A poluição de uma planta energética é causada devido a duas razões: a primeira é conseqüência do processo de construção dos equipamentos e da obra civil e a segunda devido ao seu processo operativo. No caso das plantas que utilizam combustíveis fósseis, a maior fonte de poluição se dá na fase de geração da energia elétrica, já que estes poluentes são subprodutos da queima do combustível fóssil; enquanto que, para as plantas de energia renovável, esta poluição dar-se-á no estágio de produção dos equipamentos utilizados nas plantas (OWEN, 2006)

Os impactos ambientais das fontes de energia renováveis são específicos de acordo com sua localização, mas generalizações são possíveis. A geração de energia por meio de plantas de energia renovável é normalmente menos agressiva ao meio ambiente do que as fontes de energia convencional, especialmente em relação a emissões atmosféricas.

Com o aumento da importância de avaliar os impactos das externalidades oriundas das atividades dos agentes econômicos, foram desenvolvidos teorias e métodos que possibilitassem a internalização destes custos, de forma a quantificar as informações relevantes de em uma estrutura metodológica adequada. Estas metodologias basicamente têm como objetivo final a monetização dos impactos e prejuízos causados pelas externalidades de forma a adicionar no custo final do produto o valor destes impactos.

2.5.1 *Life Cycle Assesment* – LCA - ferramenta para mensurar as externalidades

A mensuração das externalidades ambientais provocada pela produção de energia é uma tarefa de alta complexidade, principalmente devido à quantidade de variáveis envolvidas para a sua avaliação. Como não é o objetivo deste trabalho a discussão das metodologias envolvidas para a contabilização destas externalidades, em especial a contabilização das externalidades provocadas pelo gás carbônico (CO_2), dióxido de enxofre (SO_2); dos óxidos de nitrogênio (NO_x) e materiais particulados, a seguir discorre-se brevemente sobre a metodologia LCA – *Life Cycle Assessment*.

A avaliação do ciclo de vida (LCA) é uma metodologia de avaliação de impactos ambientais que engloba todas as etapas da produção envolvidas na fabricação de um bem ou serviço, tem como objetivo avaliar de forma ampla os custos ambientais, econômicos e sociais referentes a uma atividade produtiva, de maneira a contabilizar os impactos significativos no ciclo de produção deste bem ou serviço (GANON et al., 2002).

A metodologia LCA tornou-se uma plataforma padrão para comparar custos de diversas tecnologias, considerando-se estes pela sua vida útil. Esta metodologia de análise é um aprimoramento do conceito do balanço energético (em inglês NEA – *Net Energy Analysis*) um conceito amplamente desenvolvido depois da primeira crise do petróleo em 1973, para designar a avaliação do índice que media a energia produzida em relação à energia consumida das fontes de geração de energia de origem fóssil (CHAPMAN,1974).

No caso do setor de geração de energia elétrica, esta avaliação abrange todos os impactos da geração de energia elétrica, assim como o valor total dos impactos ambientais e sociais durante todo o processo de construção, considerando-se também toda a cadeia de suprimento associada com a construção da planta de geração de energia, incluindo-se desde a extração dos minerais, manufatura das matérias para a construção (cimento e aço), transporte, instalação dos equipamentos das plantas energéticas, reposição de equipamentos, manutenção, descarte dos resíduos até o descomissionamento, é o que, em inglês, chama-se uma metodologia do berço até o jazigo (*from cradle to grave*)

A importância do LCA na avaliação de opções de políticas é discutida por Ross (2002) e Audus (1997). Audus, em seus estudos, avalia que o LCA - em conjunção com um análise de custo benefício - poderia tornar-se a base para a comparação entre diferentes fontes de energia renováveis.

Alfred Voss (2001) menciona que o LCA é uma metodologia que propícia uma estrutura conceitual para uma avaliação detalhada ente os impactos ambientais de diferentes opções de geração de energia elétrica.

De acordo com Maria Rosa Virdis (2001), a metodologia *Life Cycle Analysis* permite uma comparação ampla das implicações econômicas, tanto no curto quanto no longo prazo, dos impactos ambientais das diferentes tecnologias para geração de energia. Estas implicações econômicas estão no fato desta ferramenta utilizar uma metodologia para a avaliação das externalidades ambientais dos combustíveis e do ciclo de produção das plantas de geração de energia elétrica.

Apesar das diferenças de premissas e variações na avaliação de impactos, a utilização da metodologia do LCA entre diferentes pesquisadores, de acordo com Virdis (2001) requer o desempenho dos seguintes passos:

- definição das fronteiras do sistema;
- identificação das conseqüências (inventário) e impactos ambientais;
- quantificação e monetização dos impactos.

Esquematicamente, pode-se representar a metodologia e suas várias etapas de avaliação para uma planta de energia elétrica de acordo com a seguinte ilustração:

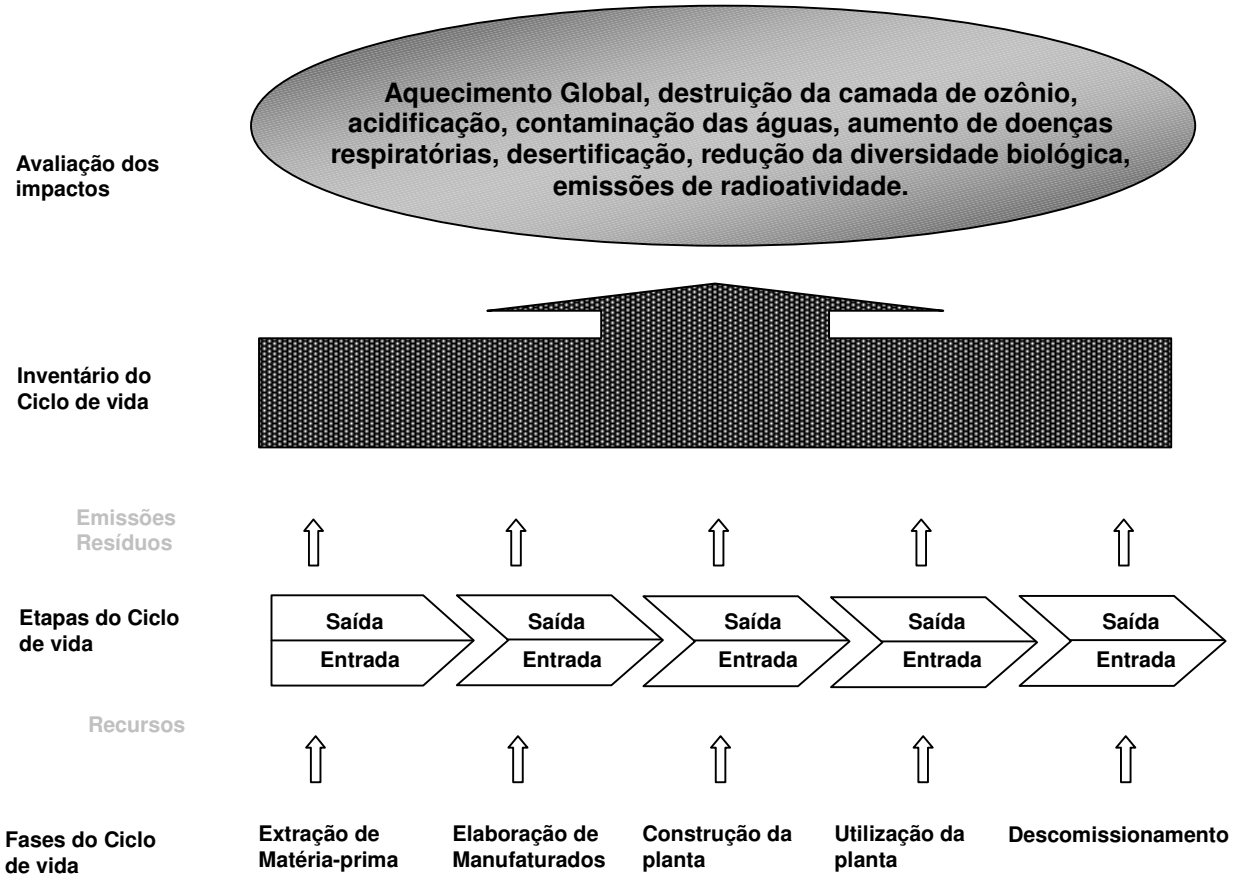

Figura 12 – Avaliação do Ciclo de vida

Elaboração Própria

2.6 AS ESTRUTURAS DE FINANCIAMENTO NO BRASIL

Após uma época de grandes obras e realizações do setor elétrico nacional, no começo da década de 1980, o sistema centralizado começa a mostrar sua fragilidade econômica e financeira. Com a perda da facilidade de obtenção de financiamentos, principalmente após a crise financeira de 1982, aliada à utilização do setor como ferramenta para minimizar os impactos inflacionários e à crise do setor público que, entre outros aspectos, deixaria de propiciar garantias para empréstimos baratos: os problemas e desgastes deste modelo começavam a aparecer (FERREIRA, 2000).

É neste contexto, com o equilíbrio econômico financeiro das empresas do setor elétrico debilitado e a capacidade exaurida de investimento do poder público, que se inicia o processo de reestruturação e privatização do setor de energia elétrica. No final de 1990, é promulgada a Lei nº 8.031, que instituía o PND – Plano Nacional de Desestatização – que iniciava o processo de privatização dentro das reformas econômicas do Estado. Em 1995, o Congresso Nacional aprova a Lei Geral de Concessões, Lei nº 8.987, que fornecia o arcabouço geral para o processo de licitação para as concessões de serviço público. A partir de então, entre 1995 e 2000, quase que a totalidade das empresas de distribuição elétrica seriam vendidas para a iniciativa privada e uma pequena parcela da geração, como mostra a seguinte tabela:

Tabela 9 – Resumo das privatizações no setor elétrico até 2000

Empresa	Data do Leilão
Distribuição	
Escelsa(Ampla)	12/07/1995
Light	21/05/1996
Cerj	20/11/1996
Coelba	01/07/1996
CEEE - Centro Oeste	01/10/1997
CEEE - Norte Nordeste	21/10/1997
CPFL	01/11/1997
Enersul	19/11/1997
CEMAT	27/11/1997
Energipe	01/12/1997
Cosern	01/12/1997
COELCE	02/04/1998
Eletropaulo Metropolitana	15/04/1998
CELPA	01/07/1998
Elektro	16/07/1998
Eletropaulo Bandeirantes	17/09/1998
CELB	30/11/1999
CELPE	17/02/2000
CEMAR	15/06/2000
SAELPA	30/11/2000
Geração	
Cachoeria Dourada	05/09/1996
Gerasul	15/09/1998
CESP Paranapanema	28/07/1999
CESP Tietê	27/10/1999

Fonte : Dados BNDES, (2000)
Elaboração própria

Desta forma, inicia o processo de desestatização do setor. Cada vez mais a iniciativa privada seria a responsável pelos novos investimentos do setor. Apesar de os resultados da privatização do setor de geração serem tímidos em relação ao resultado alcançado com a desestatização do setor de distribuição; após a Lei 8.987, os grandes investimentos na área de geração no país foram feitos por empresas privadas. Esta transição seria ainda mais realçada com a promulgação da Lei 9.074 que, em seu artigo 11, institucionalizava o PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica, como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado livre, assumindo o risco do empreendimento de geração hidrelétrica.

Assim sendo, o setor deixa de ser eminentemente estatal para acomodar, cada vez mais, entidades privadas, agentes estes voltados a uma economia de mercado no qual as empresas buscam a maximização do lucro.

O financiamento das obras de energia elétrica, anteriormente suportado pelo setor público por meio de: (a) recursos oriundos da geração de caixa das empresas estatais, (b) orçamento de investimentos governamental, e (3) financiamentos governamentais de instituições multilaterais ou bilaterais, que passariam a ser suportados por empresas privadas que não têm a capacidade de endividamento dos governos, mas sim os limites de uma empresa privada.

Logo, os investimentos feitos pelas empresas privadas não poderiam ser financiados da mesma forma que os investimentos feitos por empresas públicas, pois, neste último caso, passavam a ser considerados como uma extensão dos ativos da empresas públicas de energia elétrica, sendo os empréstimos considerados uma dívida da empresa de energia elétrica e contavam com o aval do governo.

A estrutura de financiamento calcada em garantias governamentais não seria mais adequada para suprir a necessidade do setor. Os novos agentes, diferentemente das empresas estatais, não contariam com a facilidade de contração de empréstimos lastreados pelo governo, tanto estadual quanto federal. Do mesmo modo, a estrutura de financiamento baseada em garantias corporativas (*corporate finance*) deixa de ser apropriada para as novas empresas de um setor privatizado.

2.6.1 Corporate Finance x Project Finance

Para o financiamento de um novo empreendimento, existem, basicamente, duas fontes de recursos: capital de terceiros ou capital próprio. Entende-se como capital próprio o capital dos sócios da empresa ou o fluxo de caixa gerado pela própria companhia (ROSS,1995). Deste modo, para o financiamento de um empreendimento, existem três possibilidades: a) utilização do caixa gerado pela empresa; b) utilização dos recursos dos acionistas, ou c) captação de recursos de terceiros.

Quando se consideram investimentos em geradoras de energia elétrica, em particular quando se trata das pequenas centrais hidrelétricas, estes valores são da ordem de dezenas de milhões de reais, quando não chegam à centena de milhão. Desta forma, tanto a possibilidade (a) quanto a (b) tornam-se pouco prováveis para novos investidores na área de geração de energia elétrica. Logo, para investimentos desta natureza, a possibilidade adequada seria a captação de recursos de terceiros, mediante empréstimos ou lançamento de títulos.

A estruturação financeira para obtenção de recursos pode ser feita por meio de dois modelos básicos:

- *Corporate Finance;*
- *Project Finance.*

2.6.2 Corporate Finance

Os credores em uma estrutura de C*orporate finance* baseiam sua concessão de crédito na capacidade do credor para a geração de recursos, objetivando o pagamento da dívida e de seu serviço e, na propriedade de ativos da empresa, como possível garantia para o recurso emprestado. Assim, a instituição financeira estrutura uma operação de crédito a qual está lastreada principalmente em ativos existentes e receitas oriundas da empresa tomadora do recurso.

Normalmente, sua estruturação é baseada em uma garantia real e pessoal, além de ser registrada como uma obrigação da empresa contratante, de forma a absorver limite de capacidade de endividamento da empresa, limitando a possibilidade de empréstimo da empresa para outras necessidades como a captação de empréstimos de capital de giro.

No caso brasileiro, atualmente, o setor privado conta basicamente com o BNDES e outras instituições governamentais para o financiamento de empreendimentos de

longo prazo, e de acordo com o próprio BNDES (2007) as garantias para os financiamentos do banco compreendem:

- hipoteca;
- penhor;
- propriedade fiduciária;
- fiança, e
- aval.

As garantias de operações com entidades sob controle de capital privado deverão consistir, cumulativamente, em:

garantias reais: fundada em direito dessa natureza, que autorize a execução da garantia, extrajudicial ou judicialmente, pode ser oferecida pelo cliente ou terceiros; e

garantias pessoais: aval ou fiança, prestada esta por terceiro na qualidade de devedor solidário e principal pagador de todas as obrigações decorrentes do contrato, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827, e 838 do Código Civil, oferecidas pelas pessoas físicas ou jurídicas, detentoras do controle direto ou indireto do cliente, ou outras pessoas jurídicas, integrantes do mesmo grupo.

O valor da garantia real deve corresponder a, no mínimo, 130% (cento e trinta por cento) do valor da operação de financiamento. Quando o financiamento for destinado à aquisição de máquinas e equipamentos, sobre os bens, objeto do financiamento, deverá, necessariamente, ser constituída a propriedade fiduciária, a ser mantida até final liquidação do contrato, não se admitindo a substituição dos bens integrantes da garantia por qualquer outro, exceto nos casos de sinistro ou problemas de performance no período de garantia, os quais devem ser informados ao BNDES.

Além destas garantias, normalmente, os contratos de empréstimos baseados em *corporate finance* apresentam cláusulas que limitam o nível de endividamento da

empresa, como manutenção de índice de endividamento e nível de geração de caixa.

2.6.3 O *Project Finance*

O *Project Finance* é uma modalidade de financiamento bem desenvolvida para projetos capital intensivo. Alguns autores mencionam que suas origens datam do século XIII, quando a coroa Britânica celebrou um empréstimo com o Frescobaldi, um mercador italiano da época, para financiar a exploração das minas de prata de Devon, na Inglaterra. Nesta época, esta estrutura financeira já apresentava características semelhantes ao modelo de financiamento que hoje é conhecido como *Project Finance*, ou seja, o empréstimo era lastreado no fluxo de recebimentos que a própria mina de prata geraria (FINNERTY, 1996).

No setor de energia, o seu aparecimento data de 1930, quando devido às restrições de crédito encontradas pelos fazendeiros no sudeste dos Estados Unidos da América, os quais tinham descoberto grande quantidade de petróleo, mas que não tinham capacidade financeira necessária para o desenvolvimento do negócio. Para solucionar este problema, os bancos desenvolveram o financiamento da produção, estes que confiavam o pagamento na capacidade de geração futura de caixa do projeto.(POLIO, 1998)

O termo *Project Finance* é utilizado como referência para uma larga gama de estruturas financeiras, contudo, todas estas estruturas apresentam duas características fundamentais em comum:

- a primeira característica identifica que o financiamento não é essencialmente estruturado sob a capacidade creditória da empresa tomadora do recurso e não tem como fonte principal de garantia os ativos de propriedade do tomador (como o *corporate finance*), apesar de algumas estruturas mistas utilizarem garantias corporativas. Na estrutura de financiamento de um *Project Finance*, os credores baseiam sua análise creditícia principalmente no desempenho do projeto. Assim, os credores focam suas análises na viabilidade do projeto,

desenvolvendo extensas análises dos possíveis impactos de riscos envolvidos;

- a segunda característica é de que os riscos do ativo a ser financiado devem ser alocados entre as várias partes participantes no projeto, em adição aos patrocinadores do projeto e às instituições financeiras.O risco deve ser aceito em maior ou menor intensidade pelos fornecedores de equipamentos, construtores, operadores, fornecedores de matérias-primas, usuários finais, seguradoras e entidades governamentais.

Em uma estrutura de *Project Finance*, a obtenção de recursos para a implantação de um projeto não depende essencialmente da capacidade financeira dos patrocinadores do projeto ou do valor do projeto em questão, mas sim da geração de recursos que este projeto será capaz de produzir (BENOIT, 1997). A avaliação do tomador do empréstimo é elaborada muito mais no intuito de determinar a capacidade financeira dos patrocinadores, caso o projeto não desempenhe da forma planejada. Esta técnica de financiamento é utilizada para estruturar recursos financeiros para o patrocinador do projeto, contudo, evita que os financiadores tenham acesso aos outros bens e direitos do beneficiário do empreendimento, no caso de um desempenho abaixo do esperado ou de atrasos no início de sua operação (NEVITT,1983).

É claro que, para os agentes financeiros aceitarem o projeto e sua geração esperada de caixa como a principal garantia dos empréstimos, o comprometimento do patrocinador ou patrocinadores do empreendimento será fundamental para a viabilidade de uma estrutura de *Project Finance*. Normalmente, este comprometimento se traduz em aporte de capital, em torno de 20% a 30%, antes da entrada dos recursos de terceiros. Em alguns casos, podem-se ter outros tipos de acordos de garantias.

De acordo com Nahlik (1992), o *Project Finance* é uma estrutura para o desenvolvimento de grandes projetos por meio de uma metodologia de gerenciamento e compartilhamento do risco, enquanto se limita o impacto deste desenvolvimento no balanço patrimonial da empresa patrocinadora. Harries (1990)

articula que *Project Finance* é um empréstimo no qual o credor espera ser pago somente pela geração de caixa por um projeto autônomo, sendo as garantias para o seu empréstimo somente os ativos e receitas provenientes deste projeto, exceto por algumas estruturas que utilizam algum tipo de garantia coorporativa.

Outra importante característica de um financiamento feito na modalidade de *Project Finance* é a sua caracterização jurídica. Esta é conseqüência da estruturação e do compartilhamento dos riscos operacionais e financeiros entre as várias partes interessadas de forma a minimizar os riscos envolvidos no projeto, alocando estes riscos ao agente que melhor possa gerenciá-los. Para a operacionalização de uma estrutura baseada nesta forma de financiamento, é importante a criação de uma companhia legalmente independente, financiada com capital dos patrocinadores e com recursos de terceiros que serão lastreados pela operação desta nova entidade jurídica.

O sucesso da estruturação de um *Project Finance* será vinculado ao tipo de arranjo contratual estabelecido entre as partes envolvidas; deste modo, deve existir uma convergência de interesses para que a operação atinja os objetivos almejados.

De acordo com Esty (2004), os investimentos baseados nesta metodologia de financiamento cresceram a uma taxa composta anual de quase 20% de 1990 até 2001, quando alcançou o pico de US$ 217 bilhões, sendo as suas aplicações mais comuns no setor de exploração de recursos naturais e no setor de infra-estrutura, compreendendo rodovias, sistemas de telecomunicação e plantas de geração de energia.

A estrutura de um *Project Finance* é normalmente focada no estudo de viabilidade do projeto a ser executado. Este estudo é o mais relevante para a estruturação da operação em razão do projeto não ter uma história operacional na data da contração dos empréstimos. A credibilidade do projeto, na etapa inicial, será fortemente baseada na expectativa de lucratividade do projeto e no suporte limitado de crédito de terceiros. Uma atenção especial será atribuída à capacidade técnica e econômica do projeto. Do ponto de vista técnico, significa que a tecnologia utilizada no projeto deve ser de comprovada atualidade e eficiência e que os executores da obra devem

possuir a experiência que os credencie no sentido da execução plena do empreendimento. Do ponto de vista econômico, significa que os patrocinadores devem possuir capacidade financeira para a execução do investimento e que terão condições de completar o projeto sem incorrer em significativo déficit de caixa. (BHATTACHARYA, 2002)

Existem, basicamente, três tipos de estruturação para um *Project Fiannce*. Estes variam de acordo com o tipo de garantia exigida pelos credores. O chamado *Project Finance* puro refere-se a um financiamento com garantias baseadas somente nos ativos do empreendimento financiado e na geração futura de recursos deste. Esta estrutura é conhecida como *Project Finance non-recourse*, pois os credores não têm acesso aos ativos dos patrocinadores do projeto. No caso de uma estrutura com acesso limitado às garantias (*limited recourse*) dos tomadores dos recursos, estas garantias normalmente serão oferecidas por um tempo predeterminado, normalmente até passar a fase crítica da implantação do projeto ou finalizar a sua construção. E, por último, existe a modalidade de um *full recourse:* este é um tipo de financiamento que se assemelha a um *corporate finance*, pois os patrocinadores garantem, até a liquidação do financiamento, os credores com seguranças alheias ao projeto.

Tipicamente, o contrato de empréstimo identificará, no mínimo, duas etapas distintas do projeto:

- a de construção ou desenvolvimento, e
- a de operação.

Durante a primeira etapa, o contrato de financiamento deverá contemplar um prazo de carência igual ao tempo estimado para que o empreendimento esteja apto para iniciar sua fase comercial, e o serviço da dívida deverá ser postergado, capitalizando os juros devidos para serem pagos após o início da etapa de operação. A etapa de construção é o período de maior risco para as instituições financeiras – e não é incomum que o financiamento seja *full recourse* nesta etapa, mediante contratos de garantia solidária dos patrocinadores. Nestes casos, a condição de acesso às garantias corporativas deixa de ser necessária após a conclusão da etapa de

construção, de acordo com as cláusulas preestabelecidas acordadas entre todas as partes envolvidas no projeto e verificadas por consultores independentes, ou seja, um documento de compleição marcará o início da etapa de operação, quando se inicia a geração de recursos e passa-se a servir a dívida e amortizá-la.

Para o estabelecimento de um *Project Finance*, é necessária a criação de uma entidade legalmente separada dos empreendedores. Isto normalmente é feito com a criação de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), que será a concessionária detentora da concessão e responsável pela garantia dos financiamentos, estabelecendo-se como elo da estrutura contratual entre os vários interessados e, após a conclusão das obras, como responsável pela operação da facilidade..

A constituição de uma sociedade de propósito específico (SPE) tem como objetivo principal servir como elo entre as várias partes que suportaram o projeto, isto é, os *stakeholders* do projeto. A figura 6 mostra uma estrutura contratual típica de um *Project Finance*, contudo deve-se salientar que cada estrutura de financiamento pode ter diferentes desenhos, dependendo das características de cada projeto, sendo estas as determinantes para a definição da estrutura a ser utilizada.

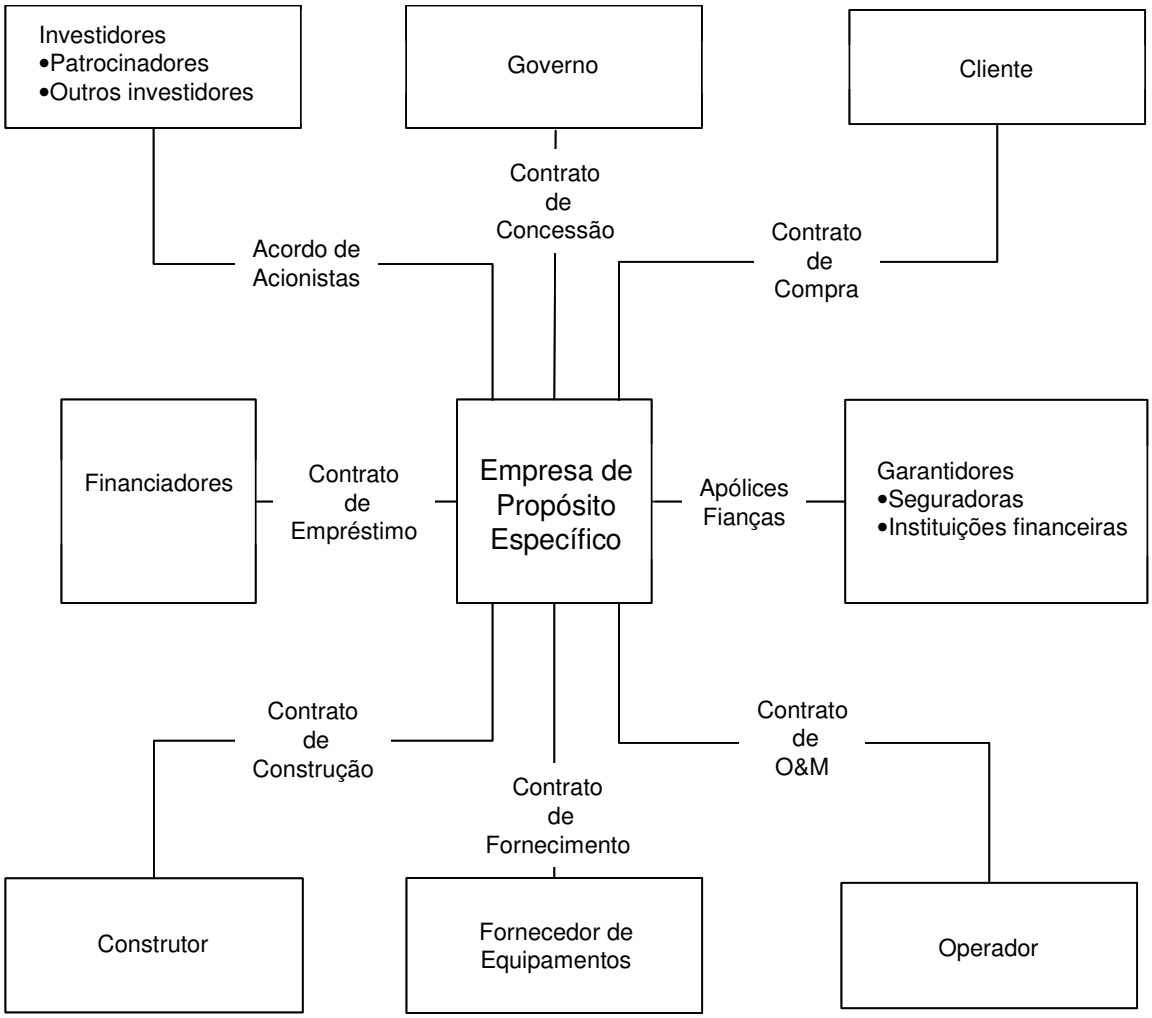

Figura 13 – Estrutura contratual típica de um *Project Finance*

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se, na figura 6, apesar de ser um modelo simplificado da realidade, a quantidade de interessados na execução do projeto é muito grande. Neste modelo, aparecem oito agentes com interesses distintos, contudo estes interesses só serão alcançados com a execução do projeto. Os Investidores (patrocinadores ou não) estão interessados no retorno do projeto, ou seja, nos dividendos gerados; o Governo tem interesse em que este projeto seja concluído sem que aja a necessidade de recursos públicos; os Clientes estão interessados no produto ou serviço que esta facilidade irá prover após sua conclusão; as Instituições financeiras querem receber o serviço da dívida e, o principal disto é que a seguradora quer vender apólice para um risco que esta acha adequado; o Construtor e o Fornecedor de equipamento querem vender serviços e produtos e, por último, o Operador obterá sua renda mediante operação da facilidade. Apesar de não fazer parte da estrutura do *Project Finance*, devido ao grande número de contratos e interesses envolvidos, os advogados têm papel fundamental para a viabilidade da estrutura.

2.6.3.1 As partes envolvidas no Project Finance

a) A Sociedade de Propósito Específico

A SPE, após a sua constituição, é a detentora da concessão e também arcará com a responsabilidade da garantia do financiamento, de identificação do projetista e do construtor do empreendimento, do operador, durante o prazo de concessão e eventual transferência para o governo no final desta. A SPE também é responsável pelo serviço devido da dívida, na fase de implementação do projeto.

b) Os Investidores

Normalmente, são dois tipos de investidores: o primeiro, são patrocinadores, cuja participação no projeto pode não estar restrita a seu papel de investidor, estes podem ser uma empresa ou um consórcio feito por partes interessadas, como empresas de engenharia, fornecedores de equipamentos, fornecedores de matérias-primas ou até os clientes finais do empreendimento; o segundo, são os investidores de longo prazo, cujo interesse no projeto é o seu retorno como investimento

financeiro, os quais terão um papel marginal no gerenciamento da SPE. Em geral, as instituições governamentais normalmente não participam do empreendimento diretamente como tomadores de empréstimos ou como patrocinadores, mesmo no caso de uma estrutura BOT (*Built Operate Transfer*) para projetos de infra-estrutura. Contudo, o governo, por meio de suas agências, pode adquirir um percentual do capital, ou ser o principal cliente para o produto ou serviço disponibilizado pela planta. No caso de um BOT, receberá o projeto após o fim do período de concessão.

c) Os financiadores

Os financiadores normalmente são formados pelos bancos e por outras instituições financeiras com autorização de emprestar recursos. O valor total do projeto indicará se o projeto será financiado por uma única instituição financeira ou se os recursos de terceiros serão fornecidos por uma estrutura mais complexa, como um sindicato de agentes financeiros, por exemplo. Em muitos casos, o patrocinador do projeto poderá contratar o serviço de um banco de investimento ou de outra instituição financeira como um assessor financeiro. Este assessor deverá delinear qual a melhor estrutura para assegurar o financiamento para o projeto, de forma a minimizar os custos envolvidos com o seu financiamento. Regularmente, é de sua responsabilidade o preparo de um memorando de informações para a venda do projeto no mercado financeiro, informando, do ponto de vista financeiro, os componentes do estudo de viabilidade do projeto, baseado nas premissas de custos, de preços, e de uma perspectiva de lucratividade do projeto.

d) Os fornecedores de equipamento e empreiteiro

Os principais fornecedores de equipamentos ou o empreiteiro muitas vezes fazem parte do consórcio patrocinador do projeto. Um dos maiores riscos do projeto é o risco de construção dentro do prazo, do custo e das especificações do projeto. Deste modo, para uma melhor aceitação deste risco, os financiadores do projeto procuraram alocar este risco para os patrocinadores do projeto mediante contratos ou demandando seguros garantia (*Completion Bond*). Alternativamente, quando os fornecedores de equipamento e o construtor não fazem parte do consórcio patrocinador, a SPE requisitará garantias aos fornecedores para que as condições

de prazo, de custo e de qualidade sejam atendidas. Em algumas situações, devido à complexidade de interação entre os vários fornecedores do empreendimento, a instituição financeira poderá solicitar uma empresa de gerenciamento para o acompanhamento e para a fiscalização da construção. Em razão do grande número de atores envolvidos, os contratos de fornecimento serão objeto de uma grande negociação, ao final da qual os riscos de construção deverão estar mitigados pelos instrumentos de garantias e, principalmente, pela alocação destes às partes mais adequadas para suportá-los.

e) O Governo

O governo concede e define a concessão do serviço, para o desenho, para a construção e para a operação da facilidade. Esta pode ser alcançada pelas leis já existentes ou pela edição de legislação pertinente ao projeto em questão. Como uma concessão, o governo será responsável por monitorar o progresso e a operação, de forma a garantir o cumprimento de metas preestabelecidas. Algumas vezes, os governos podem estar envolvidos como patrocinadores do projeto, como fonte de recursos ou como o garantidor de concessões relevantes referentes a benefícios fiscais ou como principal cliente para o produto ou serviço do empreendimento em questão.

f) O operador

O operador normalmente será uma empresa de reconhecida capacidade e experiência para gerenciar a operação de empreendimentos de características similares. Os financiadores, assim como o governo, muitas vezes define que o operador deve ser um dos patrocinadores do projeto e deve comprometer-se por permanecer como acionista da SPE por um prazo mínimo predeterminado.

g) Os clientes

Os clientes são os que garantirão a receita da venda do serviço ou produto do empreendimento. Geralmente em projetos de energia, esta receita já deve estar estabelecida e será uma condição necessária para a viabilização do *Project Finance*,

por meio de contratos de compra firme de energia (PPA – *Power Purchase Agreement*).

h) Os advogados

Apesar de não ser parte integrante da estrutura do *Project Finance,* a complexidade da documentação envolvida e as diferenças de interesses em um *Project Finance* implicam na necessidade de contratação de escritórios de advocacia com grande experiência neste assunto. Estes, normalmente, são envolvidos desde o estágio inicial da estruturação contratual, de forma a garantir que a estrutura de financiamento está adequadamente elaborada, de modo a assegurar que as partes, apesar de seus interesses diferentes por meio de contratos, estão com os seus direitos e deveres bem alinhados com a concretização do projeto.

2.6.3.2 Os risco envolvidos em um projeto

De acordo com Razavi (1996), uma dos principais pontos para uma estruturação de um *Project Finance* é a identificação, análise, mitigação e alocação dos riscos envolvidos em projeto para os atores com maior capacidade para absorvê-los. Estes riscos estão relacionados com as diferentes situações que podem ocorrer durante o desenvolvimento, construção e operação da facilidade, com possíveis danos para o desempenho do projeto. Durante o desenvolvimento, os riscos estão relacionados principalmente pela não-aceitação do projeto por uma das partes: este pode ser de cunho de fragilidade econômica, legal ou até de inviabilidade técnica. Apesar de o nível de risco no início do projeto ser grande, está associado a perdas relativamente baixas. Neste estágio, os riscos são inteiramente absorvidos pelos patrocinadores do projeto.

Durante a construção, o principal risco é o risco da obra não atender aos requisitos de custo, prazo e qualidade predefinidos na etapa de projeto. Estes riscos devem ser suportados por garantias de execução e são de responsabilidade da SPE e dos fornecedores de equipamentos e serviços. O risco da construção é alto e pode comprometer de forma irrecuperável o projeto. Este é o risco mais importante

percebido pelos financiadores que, para sua mitigação, exigirão a inclusão de outras garantias para este período do projeto.

Após a conclusão da construção e de seu comissionamento, o empreendimento entra na etapa operacional, do ponto de vista de risco, este é, dependendo da complexidade do empreendimento, reduzido drasticamente. Apesar da grande quantidade de riscos envolvidos na operação, estes são de baixo impacto quando comparados aos riscos de construção. Estes riscos serão de responsabilidade da SPE que deverá repassá-lo ao operador do empreendimento.

Na tabela 9, apresentam-se os principais riscos envolvidos em um *Project Finance* e as partes que são responsáveis pelo seu gerenciamento

Tabela 10 - Riscos envolvidos em um projeto

Tipo de Risco	Parte responsável
Risco de construção	
• Custo acima do orçamento • Atraso da obra	• Construtora
Risco operacional	
• Desempenho abaixo do projetado • Custo excessivo de manutenção	• Construtor/Projetista/Fornecedor de equipamentos
Risco político	
• Mudança na regulamentação do setor	• Governo
• Mudanças nas políticas macroeconômicas e legislação	• Governo
Risco financeiro	
• Aumento dos custos financeiros	• Agentes financiadores

Elaboração própria

2.6.4 As diferenças entre *Project Finance* e *Corporate Finance*

Na tabela 10, mostram-se as várias diferenças entre uma estrutura de *Project Finance* comparada com o *Corporate Finance*. Deve-se salientar que, dependendo do tipo de projeto e de patrocinadores, existem várias vantagens na utilização do *Projec Finance*, em casos que o crédito dos patrocinadores não seja adequado para

uma estrutura de *Corporate Finance,* o *Project Finance* poderá oferecer um meio viável para o financiamento do projeto (FINNERTY, 1998).

Tabela 11 – Comparação *Project Finance* e *Corporate Finance*

Critérios	***Project Finance***	***Corporate Finance***
Organização	• Em consórcio com responsabilidade limitada dos patrocinadores, possibilita a otimização tributária. • Ativos e Fluxo de caixa do projeto separado dos ativos e fluxos dos patrocinadores.	• A entidade tomadora do recurso e o patrocinador se misturam. • Fluxos de caixa dos diferentes ativos do patrocinador são vistos como fonte para definição do crédito.
Controle	• Feito sobre uma empresa de propósito específico, sujeito a um maior controle. • Facilidade de controle por parte dos investidores devido à segregação dos ativos e ao fluxo de caixa. • Contratos com cláusulas que facilitam o controle de determinados parâmetros de forma mais eficaz.	• Controle menor e sob a gerência da empresa. • Conselho de administração monitora o desempenho da corporação. • Controle feito no levantamento de balanços e balancetes periódicos.
Garantias	• Credores têm, dependendo do modelo, limitado direito de regresso ou, em alguns casos, nenhum direito de regresso junto aos patrocinadores. Garantia específica para o projeto e seus componentes.	• Total direito de regresso junto ao patrocinador do empreendimento. • Garantia para o empréstimo, baseado na capacidade financeira da corporação.
Riscos	• Alocação de riscos às partes mais capacitadas para a sua gestão – diluição de riscos • Cláusulas contratuais mitigam os possíveis riscos do projeto	• Risco da corporação • Podem ser transferidos para terceiros por meio de seguros e fianças
Contratação financeira	• Processo lento, com grande número de contratos. • Arranjos complexos e dependem da característica do projeto.	• Rapidez na operação de financiamento, contrato com uma única parte. • Contratação relativamente simples e depende do conceito da corporação.

Critérios	***Project Finance***	***Corpoarate Finance***
Geração de caixa	• Comprometido de acordo com o contrato de financiamento. • Definições claras de como o caixa gerado pelo empreendimento deve ser distribuído.	• Os gestores da empresa não têm restrição contratual para utilizá-los. • Fluxo de caixa da empresa se mistura com o do objeto financiado.
Capacidade de endividamento	• A capacidade de endividamento está diretamente vinculada à viabilidade do projeto e, em menor escala, dividida entre as partes. • Não afeta diretamente a capacidade de endividamento dos patrocinadores. • Possibilita a expansão da capacidade do patrocinador.	• Utiliza parte da capacidade da empresa.
Insolvência	• Menor custo de resolução. • Chances dos credores recuperarem o principal é limitada.	• Os financiadores competem com outros tipos de credores e suas prioridades • Os credores têm o benefício de toda a carteira de ativos do patrocinador. •

Fonte: Elaboração própria adaptado de Finnerty (1998)

3 AVALIAÇÃO DO CUSTO ECONÔMICO DO PROINFA X CUSTO SOCIAL EVITADO

Para a avaliação do resultado social do Proinfa, neste capítulo comparar-se-á o valor do "Custo das PCHs do Proinfa" para, representada pelo "Imposto Proinfa" gerado pelo pagamento compulsório do custo rateado pelos consumidores de energia elétrica, com o valor do "Custo Social Evitado" do aumento das emissões de dióxido de carbono (CO_2), o dióxido de enxofre (SO_2), os óxidos de nitrogênio (NO_x) e materiais particulados na atmosfera.

O valor estimado do subsídio por MWh dado às PCHs multiplicado pelo valor total da energia a ser contratada em MWh, de acordo com os contratos celebrados com a Eletrobrás, representará o valor total do custo que a sociedade paga para a implantação do programa: o "Custo das PCHs do Proinfa" criado pela incidência do "Imposto Proinfa".

3.1 ESTIMATIVA DO SUBSÍDIO PARA AS PCHS – "CUSTO DAS PCHS DO PROINFA"

Para a mensuração do custo imputado à sociedade para patrocinar as PCHs dentro do Proinfa (imposto), avaliar-se-á o valor da tarifa de energia (R$/MWh) estabelecido para esta fonte de energia em comparação com o preço médio de venda da energia resultante nos últimos leilões de energia elétrica, a saber:

- 4º leilão de energia nova, realizado em 26 de julho de 2007;
- 5º leilão de energia nova, realizado em 16 de outubro de 2007;
- 6º leilão de ajustes, realizado em 27 de setembro de 2007;
- 7º leilão de ajustes, realizado em 19 de junho de 2008.

A diferença entre o valor do MWh considerado para as PCHs dentro do Proinfa e o valor dos leilões acima citados, indicará o valor do subsídio dado às Pequenas Centrais Hidrelétricas a ser repartido entre os consumidores de energia pelo "Imposto Proinfa" que tem um efeito de imposto sobre o preço de energia sem o subsídio.

Como, para a análise, selecionaram-se 4 leilões com datas distintas, e a data-base para cálculo do valor econômico da tecnologia específica da fonte PCH para fins do Proinfa foi estabelecido em março de 2004, será feita a correção pelo IGPM mensal para todo os valores dos leilões até a data de 31 de março de 2008.

Como o índice do IGPM é calculado em uma base mensal e não diária, considerou-se que os valores com base a partir do 15º dia do mês corrente não serão corrigidos em relação à última quinzena do mês, considerando-se como se este valor fosse referente ao último dia do mês, assim a correção inicia a partir do mês seguinte ao mês da realização do leilão.

No caso do 7º leilão de ajuste realizado em 19 de junho de 2008, o valor da tarifa média apurado no leilão será deflacionado pelo IGPM até a data de 31 de março de 2008. Como a data deste leilão foi realizada na segunda quinzena do mês, considerou-se como se esta tarifa fosse estipulada em 30 de junho de 2008.

Considerando estas premissas, obtêm-se os seguintes resultados

Tabela 12 – Tarifa média dos leilões 4º e 5º de energia nova e 6º e 7º de ajustes

		Tarifa média em R$/MWh	
Certame	data	Data do leião	31/03/2008
4º leilão de energia nova	26/07/2007	134,67	146,01
5º leilão de energia nova	16/10/2007	128,73	135,04
6º leilão de ajustes	27/09/2007	138,25	146,54
7º leilão de ajustes	19/06/2008	140,21	136,04
Média		**135,47**	**140,91**

Fonte: Elaboração própria

Para o cálculo da tarifa média das PCHs dentro do Proinfa, utilizou-se o valor econômico da tecnologia específica da fonte PCH definido na portaria nº 45 de 30 de março de 2004 do Ministério de Minas e Energia de R$ 117,02 por MWh, valor este que corrigido pelo IGPM até a data de 30 de março de 2004 é apresentado na tabela abaixo:

Tabela 13 – Valor Econômico da Tecnologia Específica PCH em R$/MWh

	Data	
	30/03/2004	30/03/2008
Valor Econômico da Fonte Específica PCH - R$/MWh	117,02	148,66

Fonte: Elaboração própria

Assim, considerando-se a metodologia aplicada para a avaliação do sobre valor aplicado nas tarifas das PCHs dentro do Proinfa, obtém-se um valor de R$ 7,75 por MWh. Valor este que deve ser custeado pelos consumidores de energia elétrica pelo pagamento do "Imposto Proinfa".

3.2 O CÁLCULO DO "CUSTO DAS PCHS DO PROINFA"

Para o cálculo do "Custo das PCHs do Proinfa" imposto à sociedade, tem-se de identificar o valor do imposto a ser pago para suportar as PCHs dentro do Proinfa e o valor total de energia a ser produzida por estas plantas durante a duração do programa.

O ofício nº 095/2007-SEM/ANEEL da ANEEL apresenta a previsão das quotas de energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa para o ano de 2008. Os valores das Quotas de Energia do PROINFA para o ano de 2008 foram obtidos com base nos valores preliminares dos montantes de energia elétrica proveniente do Proinfa apresentados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS na Carta CTA-DE-9251/07, de 31 de agosto de 2007. Este documento também informa os valores para os anos de 2007 e 2009, valores estes que são transcritos na tabela seguinte:

Tabela 14 – Montante de energia previsto para a fonte PCH dentro do Proinfa

	2007	2008	2009
PCH - Proinfa GWh/ano	**1.279,22**	**4.049,26**	**6.662,08**

Fonte: Elaboração própria

Considerando-se que as quantidades de energia elétrica apresentadas na tabela acima serão as quantidades efetivamente produzidas e adquiridas dentro do Proinfa (a partir do

ano de 2009 até 2027, a quantidade de energia é considerada fixa), e que o custo do subsídio, a ser rateado pela sociedade, é equivalente à diferença entre a média da tarifa da energia vendida no 4º e 5º leilão de energia nova e no 6º e 7º leilão de ajustes e o valor econômico da tecnologia específica da fonte PCH: todos estes valores considerados em 30 de março de 2008. Assim, têm-se os seguintes valores de "Custo das PCHs do Proinfa" para a sociedade.

Tabela 15 – Cálculo do "Custo das PCHs do Proinfa" devido ao "Imposto Proinfa"

Ano	GWh/ano	"Imposto Proinfa" R$/MWh	Custo PCHs - R$ mil	
			Valores Anuais	Valor Presente tx 0,5% a.m.
2007	1.279	7,75	9.920	10.351
2008	4.049	7,75	31.400	30.861
2009	6.662	7,75	51.661	47.825
2010	6.662	7,75	51.661	45.047
2011	6.662	7,75	51.661	42.430
2012	6.662	7,75	51.661	39.965
2013	6.662	7,75	51.661	37.643
2014	6.662	7,75	51.661	35.456
2015	6.662	7,75	51.661	33.396
2016	6.662	7,75	51.661	31.456
2017	6.662	7,75	51.661	29.629
2018	6.662	7,75	51.661	27.907
2019	6.662	7,75	51.661	26.286
2020	6.662	7,75	51.661	24.759
2021	6.662	7,75	51.661	23.321
2022	6.662	7,75	51.661	21.966
2023	6.662	7,75	51.661	20.690
2024	6.662	7,75	51.661	19.488
2025	6.662	7,75	51.661	18.356
2026	6.662	7,75	51.661	17.289
TOTAL	**125.246**		**971.223**	**584.121**

Fonte: Elaboração própria

Na tabela acima, calculou-se o custo incorrido por ano, considerando-se o valor de R$ 7,75 para o valor do "Imposto Proinfa", sem considerar possíveis variações de aumento do custo marginal da expansão do sistema de geração de energia elétrica nem possíveis efeitos inflacionários, de maneira a simplificar a comparação entre os valores.

Este cálculo, contudo, não é suficiente devido o valor do tempo do dinheiro (isto é, um real hoje poderia ser investido para render e valer mais que um real amanhã), custos em diferentes períodos representam "bens" diferentes e, desta forma, não são perfeitamente

comparáveis. Para que possamos comparar as quantias em uma mesma data, escolheu-se uma taxa de desconto que converte os valores futuros em valores presentes, assim pode-se avaliar o valor presente do “Custo das PCHs do Proinfa” devido à imposição do “Imposto Proinfa”, calculado pelo período da vigência do programa, identificando o valor presente do custo total incorrido na data de 31 de março de 2008, ou seja, o valor presente do “Custo das PCHs do Proinfa” gerado pela implantação das PCHs dentro do Proinfa.

Contudo, de acordo com Morrison (1998,) filósofos, acadêmicos da área do Direito e vários economistas, questionam a validade ética e a lógica por trás da decisão de descontar custos e benefícios futuros para gerações futuras. Assim, filósofos e alguns economistas defendem que, para projetos que terão conseqüência para futuras gerações, deve-se utilizar uma taxa de desconto de 0%.[2]

De outro lado, a teoria econômica apresenta dois métodos principais para avaliar a taxa de desconto, para trazer o valor presente custos futuros, o Custo de Oportunidade do Capital (COC) e a taxa social da preferência do tempo (TSPT). As duas teorias fornecem uma forte base política e ética para a utilização de taxas de desconto diferentes de zero (MORRISON,1998)

A teoria do Custo de Oportunidade do Capital é uma avaliação descritiva para a escolha de uma taxa de desconto social, assumindo que o sistema de taxa de juros do mercado financeiro reflete - de forma precisa - as expectativas futuras, assim como as preferências sociais de consumo futuro em relação ao consumo presente.

A teoria econômica ensina que o custo de um investimento público não é simplesmente o custo do recurso consumido, mas, sim, este deve incluir o custo de oportunidade do consumo deste recurso. O custo de oportunidade reflete o valor associado à melhor alternativa não escolhida, como um investimento no setor privado.

---

[2] Para uma melhor avaliação dos conceitos, ver *Judicial Review of Discount Rates Used in Regulatory Cost-Benefit Analysis* de Edward Morisson, 1998.

Enquanto a taxa social da preferência do tempo é uma abordagem normativa para a taxa de desconto social, esta assume que a sociedade deve maximizar uma função do bem-estar entre gerações e deriva a taxa de desconto social de uma otimização das condições desta função.

Como tanto, a definição da metodologia como o cálculo de uma taxa de desconto é um objetivo que vai muito além do escopo deste estudo, e devido à teoria da taxa social da preferência do tempo (TSPT) depender da escolha de um modelo de bem-estar. Para o cálculo do valor presente dos custos e benefícios nesta pesquisa, considerar-se-á a teoria do Custo de Oportunidade de Capital (COC) como base para a escolha de uma taxa de retorno para os custos incorridos em diferentes datas levantados neste estudo.

De maneira a atender às duas correntes de pensamento, tanto a que considera que projetos que terão impactos nas gerações futuras não devem ser descontados (taxa de desconto zero) e a teoria que define que o consumo futuro para ser comparado com o consumo presente precisa ser descontado. Neste trabalho, as tabelas de avaliação dos custos e benefícios futuros serão apresentadas tanto com os valores nominais quanto com os valores descontados.

Para a avaliação do valor presente do “Custo das PCHs do Proinfa”, considerou-se como a data-base o mês de março de 2008, estimou-se uma taxa de desconto no valor de 0,50% ao mês para o valor da energia produzida, estimando que a energia mensal produzida será igual a um doze avos da energia produzida no ano.

Escolheu-se a taxa de desconto igual a 0,5%, pois devido ao “Imposto Proinfa” ser pago pelos consumidores brasileiros de energia elétrica e considerando-se que o instrumento financeiro mais acessível e popular a todos os brasileiros é a caderneta de poupança que possui uma remuneração fixa de 6,17% ao ano mais a variação da Taxa Referencial (TR), significando que o retorno para o investidor será de, no mínimo, 0,5% ao mês.

Da tabela acima se depreende que o custo social imposto pela geração de energia das PCHs dentro do Proinfa, considerando-se a geração desde 2007 até o final do programa em 2027, representa uma ineficiência econômica total de cerca de R$ 971 milhões de reais durante todo o programa, ou considerando-se uma taxa de desconto de 0,5% a.m. um total de R$ 584 milhões de reais a valor presente em março de 2008.

3.3 O CUSTO SOCIAL EVITADO

Para a avaliação do custo social da externalidade social não contabilizadas no preço de energia, será levantado tanto o volume de emissões de dióxido de carbono (CO_2), o dióxido de enxofre (SO_2), os óxidos de nitrogênio (NO_x) e materiais particulados, tanto para uma PCH quanto para uma termelétrica. Como o levantamento das emissões feitas está muito além do escopo deste trabalho, para esta análise utilizar-se-á valores de trabalhos já realizados, trabalhos estes que utilizaram a metodologia do *Life Cycle Assessment* (Avaliação do ciclo de vida).

Para esta análise, considerou-se tanto as emissões de plantas térmicas de geração de energia elétrica quanto as emissões das Hidrelétricas, devido à não-existência de um trabalho específico para a avaliação das emissões de poluentes de uma PCH. Neste estudo, utilizam-se os dados máximos e mínimos utilizados para a avaliação de uma hidrelétrica como uma aproximação para os valores a serem considerados para uma PCH.

Devido à utilização de valores de emissões de trabalhos já existentes, trabalhos estes elaborados com dados de países com perfil, tanto climático como geográfico, bastante distinto do brasileiro,,no final deste capítulo, faz-se uma análise de sensibilidade dos dados para avaliar os efeitos em possíveis variações dos resultados obtidos.

É importante salientar que este trabalho não tem intenção nem de julgar a qualidade dos dados coletados nem de comparar sistematicamente sua consistência (metodologia adotada e as condições de contorno consideradas). Deve-se ainda mencionar que

enquanto alguns dos trabalhos aqui citados trataram somente de emissões do CO_2 ou de gases do efeito estufa (GEE); outros, em graus diferentes são mais abrangentes em quantificar impactos externos adicionais.

A seguir, apresenta-se uma tabela com o sumário dos dados utilizados para fazer a avaliação do custo social evitado:

Tabela 16 – Resumo de estudos de emissões de CO_2, SO_2, NO_x e Particulados para Termelétricas a gás e Hidroelétricas

Trabalho	Autor	Térmica à gás natural								Hidroelética							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies	Daniel Weisser	360	575							2,4	39,0						
IEA (1998), Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables, OECD/IEA.		430				0,500				9,0	11,6	0,030					
Assessing the costs of electricity	Daniel M. Kammen e Sergio Pacca	523		0,003		0,136		0,154									
Nuclear power and the environment:comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems	S.M. Rashad, F.H. Hammad	460								16,0							
Comprehensive Assessment of energy System	Paul Scherrer institut	530	650	0,300	0,400	0,500	0,750	0,020	0,030	10,0	10,0	-	-	0,040	0,050	0,080	0,100
Life Cycle Inventories for the Nuclear and Natural Gas Energy Systems, and Examples of Uncertainty Analysis	Roberto Dones, Thomas Heck, Mireille Faist Emmenegger and Niels Jungbluth	600	640														
Evaluation of Sustainability of Electricity Supply Systems	Stefan Hirschberg and Roberto Dones	389	605							4,0	4,0						
Life Cycle Analysis and multi-criteria assessment of energy systems in view of sustainability indicators	EcoinventCentre 2007	640		0,219		0,694		0,114		4,2		0,039		0,012		0,027	
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	Frans H. Koch	389	511	0,004	0,015	0,013	1,500	0,001	0,010	2,0	48,0	0,005	0,060	0,003	0,042	0,005	
Energy policy and externalities: The life cycle analysis approach	Maria Rosa Virdis	410		0,125		0,351		0,037		31,0		0,042		0,045		0,012	
Finding Life Cycle CO2 Emissions by Power Generation Type	Hiroki Kondo	509	519							11,0	18,0						
Public health impact of air pollution and implications for energy system	Ari Rab e Joseph V. Spadaro	430				0,700				15,0							
Energy Analysis of Power Systems	UIC Nuclear Issues Briefing Paper # 57	450	519							3,0	11,0						
Evaluation of CO2 payback time of power plants by LCA	Kiyotaka TAHARA, Toshinori KOJMA and Atsushi INABA	563								17,1							
Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001	Luc Gagnona, Camille B!elangerb, Yohji Uchiyama	443		0,314		0,150				2,0	15,0	0,007					
Comparison of energy sources in terms of their full energy chain emission factors of greenhouse gases	Joop F. van de Vate	450								18,0							
External cost of energy: aplication of externe methodology in France	J.V. Spadaro e A. Rabl	433				0,710											
Nuclear power and the environment:comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems	S.M. Rashad*, F.H. Hammad	460								16,0							

Na tabela acima, observam-se diferentes estimativas de valores em gramas por KWh de energia produzido para a emissão de CO_2, NO_x, SO_2 e material particulado (MP). Para as termelétricas, os estudos indicam uma média de 500 gCO_2eq/KWh (gramas de dióxido de carbono equivalente) por quilowatt hora produzido; 0,172 gSO_2/KWh (gramas de dióxido de sulfato) por quilowatt hora produzido; 0,546 gNO_x/KWh (gramas de nitratos) por quilowatt hora produzido e, 0,052 g MP/KWh (gramas de material particulado) por quilowatt hora produzido.

Para as Hidroelétricas, os estudos indicam uma média de 14 gCO_2eq/KWh (gramas de dióxido de carbono equivalente) por quilowatt hora produzido; 0,031 gSO_2/KWh (gramas de dióxido de sulfato) por quilowatt hora produzido; 0,032 gNO_x/KWh (gramas de nitratos) por quilowatt hora produzido e, 0,045 g MP/KWh (gramas de material particulado) por quilowatt hora produzido.

Como as variações entre máximo e mínimo de emissões por quilowatt hora para todos os poluentes, exceto para o CO_2 no caso das termelétricas, apresentam variações acima de 1.000%, ou seja, o maior valor da estimativa é 10 vezes o menor valor estimado, a avaliação do custo social não será feito pela média das emissões de cada poluente, mas, sim, considerar-se-á o cálculo do máximo e mínimo impacto ambiental devido às emissões de cada poluente.

A grande variedade de valores observados na tabela acima é devida basicamente a dois fatores: os locais onde se encontram as plantas analisadas e a grande variedade de hipóteses utilizadas para avaliar os materiais e seu processo de produção, como exemplo pode-se citar a produção de aço que necessita uma grande quantidade de energia elétrica para sua manufatura, sendo que para uma mesma tonelada de aço as emissões para esta produção podem ser distintas, caso a hipótese considerada assuma que este aço tenha sido produzido utilizando energia elétrica proveniente de uma planta hidrelétrica, térmica a gás ou térmica a carvão.

A operação das geradoras também podem ser fontes de divergências nos impactos ambientais levantados para projetos. A operação de uma hidroelétrica de acumulação

pode causar significantes impactos tanto no reservatório quanto à montante. Os efeitos da operação de uma usina térmica a gás também podem ser alterados, dependendo da quantidade de enxofre e outras características do combustível utilizado, de forma que para uma mesma planta haja variação nos dados de emissão de poluentes.

A tabela abaixo apresenta o cálculo máximo e mínimo de emissões para uma termelétrica a gás natural, considerando-se a produção de energia contratada pelo Proinfa para as PCHs do anos de 2007 a 2026.

Tabela 17 – Cálculo de máximo e mínimo de emissões por ano para um térmica a gás

		Térmica à gás natural							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
		360	640	0,003	0,40	0,013	1,50	0,001	0,03
		kt CO_2 eq/ano		kt SO_2/ ano		kt NO_x/ano		kt MP/ano	
Externalidade Máxima (ton de poluente/ano)	2007		819		0,512		1,919		0,038
Externalidade Mínima (ton de poluente/ano)		461		0,003		0,017		0,001	
Externalidade Máxima (ton de poluente/ano)	2008		2.592		1,620		6,075		0,121
Externalidade Mínima (ton de poluente/ano)		1.458		0,011		0,053		0,004	
Externalidade Máxima (ton de poluente/ano)	2009 a 2026		4.339		2,712		10,170		0,203
Externalidade Mínima (ton de poluente/ano)		2.441		0,018		0,088		0,007	

Fonte: Elaboração própria

Verifica-se, na tabela acima, que, considerando-se a metodologia da avaliação do ciclo de vida de uma planta termoelétrica e considerando-se os valores máximos e mínimos apresentados na tabela 15, as emissões de CO_2 representam em tonelagem entre 99,69% e 99,99% do total de emissões para a geração de energia termelétrica, seguido pelas emissões de NO_x (0,004% a 0,23%), Material Particulado (0,004% a 0,23%) e, por último, o SO_2 (0,0008% a 0,06%).

Da mesma forma a tabela abaixo apresenta o cálculo máximo e mínimo de emissões para uma hidrelétrica, considerando-se a produção de energia contratada pelo Proinfa para as PCHs do anos de 2007 a 2026.

Tabela 18 - Cálculo de máximo e mínimo de emissões por ano para uma hidroelétrica

		Hidroelética							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
		2	48	0,005	0,06	0,003	0,05	0,005	0,10
		kt CO_2 eq/ano		kt SO_2/ ano		kt NO_x/ano		kt MP/ano	
Externalidade Máxima (ton de poluente/ano)	2007		61		0,077		0,064		0,128
Externalidade Mínima (ton de poluente/ano)		3		0,006		0,004		0,006	
Externalidade Máxima (ton de poluente/ano)	2008		194		0,243		0,202		0,405
Externalidade Mínima (ton de poluente/ano)		8		0,020		0,012		0,020	
Externalidade Máxima (ton de poluente/ano)	2009 a 2026		325		0,407		0,339		0,678
Externalidade Mínima (ton de poluente/ano)		14		0,034		0,020		0,034	

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que, utilizando-se a metodologia da avaliação do ciclo de vida, também para uma estimativa da emissão de poluentes para o caso de uma hidroelétrica o CO_2, similarmente com o que acontece com as termelétricas, representa o maior poluente em tonelagem. Sua emissão está entre 99,35% a 99,56% da emissão total, contudo, para os outros poluentes avaliados, existe certo equilíbrio. No caso de uma hidroelétrica, a emissão do SO_2 (0,124% a 0,248%) tem uma maior participação do que as de NO_x (0,103% a 0,149%) e do Material Particulado (0,103% a 0,148%).

Para uma última avaliação, far-se-á uma análise, considerando-se os dados apresentados nos trabalhos *Comprehensive assessment of energy system – Paul Scherrer Institut* (Hirschberg et al,,2004) e *Hydropower – Internalised costs and externalised benefits* (Frans H. Koch, 2001) Estes trabalhos foram destacados devido a estes autores terem avaliado todas as emissões dos poluentes escolhidos para este trabalho.

Assim, para uma térmica a gás, tem-se a seguinte tabela:

Tabela 19 – Valores de emissão de uma termoelétrica em g/KWh - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch.

		Térmica à gás natural							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
Comprehensive Assessment of energy System	**Paul Scherrer institut**	530	650	0,300	0,400	0,500	0,750	0,020	0,030
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	**Frans H. Koch**	389	511	0,004	0,015	0,013	1,500	0,001	0,010
		kt CO_2 eq/ano		kt SO_2/ ano		kt NO_x/ano		kt MP/ano	
Comprehensive Assessment of energy System	2007	678	831	0,384	0,512	0,640	0,959	0,026	0,038
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2007	498	654	0,005	0,019	0,017	1,919	0,001	0,013
Comprehensive Assessment of energy System	2008	2.146	2.632	1,215	1,620	2,025	3,037	0,081	0,121
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2008	1.575	2.069	0,016	0,061	0,053	6,075	0,004	0,040
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	3.593	4.407	2,034	2,712	3,390	5,085	0,136	0,203
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2009 a 2026	2.637	3.465	0,027	0,102	0,088	10,170	0,007	0,068

Fonte: Elaboração própria

Da tabela acima, depreende-se que a emissão de CO_2 eq/KWh ainda representa a maioria absoluta do volume de emissões em tonelada, variando de 99,70% a 99,99%, seguido pelas emissões de NO_x (0,003% a 0,29%), Material Particulado (0,00% a 0,005%) e, por último, o SO_2 (0,001% a 0,061%), valores estes muito similares aos observados entre o máximo e o mínimo da amostra dos 18 trabalhos avaliados.

Por analogia, observando-se a tabela abaixo, considerando-se os valores de emissões para uma planta hidrelétrica, tem-se que a emissão de CO_2 eq/KWh também representa a maioria absoluta do volume de emissões em tonelada, variando de 98,52% a 99,79%, seguido pelas emissões de Material Particulado (0,248% a 0,985%), NO_x (0,087% a 0,493%), e, por último, o SO_2 (0,000% a 0,248%).

Tabela 20 - Valores de emissão de uma hidroelétrica em g/KWh - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch.

		Hidroelétrica							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
Comprehensive Assessment of energy System	**Paul Scherrer institut**	10	10	-	-	0,040	0,050	0,080	0,100
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	**Frans H. Koch**	2	48	0,005	0,060	0,003	0,042	0,005	-
		kt CO_2 eq/ano		kt SO_2/ ano		kt NO_x/ano		kt MP/ano	
Comprehensive Assessment of energy System	2007	12,79	12,79	-	-	0,051	0,064	0,102	0,128
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2007	2,56	61,40	0,006	0,077	0,004	0,054	0,006	-
Comprehensive Assessment of energy System	2008	40,499	40,499	-	-	0,162	0,202	0,324	0,405
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2008	8,100	194,393	0,020	0,243	0,012	0,170	0,020	-
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	67,799	67,799	-	-	0,271	0,339	0,542	0,678
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2009 a 2026	13,560	325,435	0,034	0,407	0,020	0,285	0,034	-

Fonte: Elaboração própria

3.3.1 Valoração das emissões do CO_2, SO_2, NO_x e Material Particulado

Assim como para os dados de emissões de poluentes utilizaram-se trabalhos de terceiros para avaliar o total de emissões de uma planta hidrelétrica e termelétrica, utilizou-se o mesmo conceito para a precificação destes poluentes.

No caso do preço da tonelada de dióxido de carbono (CO_2), utilizou-se o valor de €24,7 (vinte e quatro euros e setenta centavos), valor este estimado, utilizando-se a cotação de fechamento do dia 22.07.2008 do mercado europeu para negociação de emissões (*EU emissions trading scheme*), valores estes obtidos no site da Pointcarbon .

Para este estudo, utilizaram-se os preços em Euros, convertido a uma taxa de R$ 2,50 por €1, taxa esta considerada como a média dos valores apresentados pela cotação média de fechamento publicada no site do Banco central do dia 22.07.2008-

Tabela 21 – valores de fechamento da cotação do euro.

	R$/EUR	
Data	Compra	Venda
21/07/2008	2,513	2,513
22/07/2008	2,49356	2,4935

Fonte: Elaboração própria

Tabela 22 – preço da tonelada de CO_2 equivalente

Preço tCO_2 eq	
EUR	R$
24,7	61,75

Fonte: Elaboração própria

Para as emissões de SO2, NOx e Material Particulado, utilizaram-se os valores apresentados no estudo *LCA and external costs in comparative assessment of electricity chains. Decision support for sustainable electricity provision?, o qual* apresenta os custos em Euros por toneladas de poluentes emitidos na Alemanha.

Como os valores apresentados no artigo do Alfred Voss são base 1998, utilizaram-se os valores da inflação estimada entre 1998 até 2008 para corrigir os valores, de acordo com a tabela abaixo:

Tabela 23 – Custos em ton/EUR estimados para emissão de SO_2, NO_x e Material Particulado

Preço Poluentes EUR/Ton		
	(1998)	EUR 2008E
SO_2	5.650	7.098,62
NO_x	5.030	6.319,65
PM_{10}	8.700	10.930,61

Fonte: Elaboração própria

Da mesma forma que existem trabalhos com diferentes valores de emissões de poluentes, este também é o caso dos custos avaliados por diferentes autores[3]. Contudo, como apresentado nas tabelas 17 a 20,. a emissão do SO_2, NO_x e Material Particulado, no caso mais extremo, representam menos de 1,5% do total de emissões de uma Hidrelétrica e menos de 0,50% para as termelétricas.

[3] Ver *Assessing the cost of Electricity Kammen*, D. e Pacca, S., 2007

Assim, devido à baixa relevância destes valores no cálculo do custo das externalidades, a avaliação do impacto da variação dos custos incorridos devido à alteração dos custos destas emissões, será feito no capítulo de análise de sensibilidade.

Utilizando-se os valores apresentados na tabela 21 e o preço da tonelada de emissão de CO_2 equivalente da tabela 20, multiplicando-se estes pelos valores apresentados na tabela 17, chega-se à estimativa dos valores máximos e mínimos dos custos anuais produzidas por cada poluente para uma termelétrica e uma PCH, para a produção de energia considerada para os 20 anos de produção das PCHs dentro do Proinfa.

A soma do total de custos produzidos por cada poluente resulta no valor total da externalidade a ser considerada como o custo social não contabilizado no preço da energia elétrica.

Tabela 24 – Resumo do máximo e mínimo das externalidades de uma termelétrica por ano

		Térmica à gás natural							
		Custo emissão CO_2 eq/ano		Custo emissão SO_2/ ano		Custo emissão NO_x/ano		Custo MP/ano	
		EUR mil	R$ mil	EUR mil	R$ mil	EUR mil	R$ mil	EUR mil	R$ mil
Externalidade Máxima (R$/ ano e EUR/ano)	2007	20.222	50.555	3.632	9.081	12.126	30.316	419	1.049
Externalidade Mínima (R$/ ano e EUR/ano)		11.375	28.437	25	62	105	263	14	35
Externalidade Máxima (R$/ ano e EUR/ano)	2008	64.020	160.050	11.499	28.748	38.391	95.976	1.328	3.320
Externalidade Mínima (R$/ ano e EUR/ano)		36.011	90.028	78	196	333	832	44	111
Externalidade Máxima (R$/ ano e EUR/ano)	2009 a 2026	107.176	267.941	19.251	48.128	64.270	160.675	2.223	5.558
Externalidade Mínima (R$/ ano e EUR/ano)		60.287	150.717	131	327	557	1.393	74	185
Externalidade Máxima Total (R$/ ano e EUR/ano	2007	36.400	**91.000**						
Externalidade Mínima Total (R$/ ano e EUR/ano)		11.519	**28.797**						
Externalidade Máxima Total (R$/ ano e EUR/ano	2008	115.238	**288.095**						
Externalidade Mínima Total (R$/ ano e EUR/ano)		36.467	**91.166**						
Externalidade Máxima Total (R$/ ano e EUR/ano	2009 a 2026	192.921	**482.302**						
Externalidade Mínima Total (R$/ ano e EUR/ano)		61.049	**152.622**						

Fonte: Elaboração própria

Tabela 25 - Resumo do máximo e mínimo das externalidades de uma hidroelétrica por ano

		Hidroelética							
		Custo emissão CO_2 eq/ano		Custo emissão SO_2/ ano		Custo emissão NO_x/ano		Custo MP/ano	
		EUR mil	R$ mil	EUR mil	R$ mil	EUR mil	R$ mil	EUR mil	R$ mil
Externalidade Máxima (R$/ ano e EUR/ano)	2007	1.517	3.792	545	1.362	404	1.011	1.398	3.496
Externalidade Mínima (R$/ ano e EUR/ano)		63	158	45	114	24	61	70	175
Externalidade Máxima (R$/ ano e EUR/ano)	2008	4.802	12.004	1.725	4.312	1.280	3.199	4.427	11.067
Externalidade Mínima (R$/ ano e EUR/ano)		200	500	144	359	77	192	221	553
Externalidade Máxima (R$/ ano e EUR/ano)	2009 a 2026	8.038	20.096	2.888	7.219	2.142	5.356	7.411	18.527
Externalidade Mínima (R$/ ano e EUR/ano)		335	837	241	602	129	321	371	926
Externalidade Máxima Total (R$/ ano e EUR/ano	2007	3.864	**9.660**						
Externalidade Mínima Total (R$/ ano e EUR/ano)		203	**507**						
Externalidade Máxima Total (R$/ ano e EUR/ano	2008	12.233	**30.582**						
Externalidade Mínima Total (R$/ ano e EUR/ano)		642	**1.605**						
Externalidade Máxima Total (R$/ ano e EUR/ano	2009 a 2026	20.479	**51.198**						
Externalidade Mínima Total (R$/ ano e EUR/ano)		1.075	**2.687**						

Fonte: Elaboração própria

Observa-se, dos dados da tabela 23, que o total de externalidades para a produção da quantidade de energia contratada para as PCHs dentro do Proinfa para os anos, a partir de 2009, por uma planta termelétrica a gás natural, considerando os dados levantados, tem uma variação de 216% .

No caso das hidroelétricas, considerando-se os valores apresentados na tabela 24, esta variação é de 1.805%. Esta grande variação pode não só ser devido a diferentes metodologias utilizadas pelos diferentes autores para a avaliação das emissões, mas principalmente porque uma planta de geração hídrica é caracterizada não somente por suas peculiaridades físicas e operacionais como tamanho de reservatório, tamanho da barragem, regime de produção fio d'água ou de acumulação, mas também pelo local em que esta planta se encontra, incluindo suas especificidades.

Cada usina hidroelétrica é localizada em uma região com uma topologia particular de um determinado rio que cruza uma ou mais regiões climáticas dentro de um ecossistema específico. Projetos hidroelétricos são encontrados desde as regiões geladas do norte do globo, passando por zonas temperadas, subtropicais e tropicais e, em cada uma destas regiões, devido às características - tanto de fauna quanto de geografia - apresentará diferentes impactos principalmente para hidroelétricas que necessitam de grandes lagos para acumulação de água.

As externalidades quantificadas nas tabelas 23 e 24 para as plantas termelétricas, se incluídas nas tarifas de produção de energia das termelétricas representariam um aumento mínimo de R$ 22,51 por MWh e máximo de R$ 71,14 por MWh, enquanto que, para uma planta de geração hidrelétrica, esta variação está entre um mínimo de R$ 0,40 por MWh e R$ 7,55 por MWh, isto significa que, considerando-se os valores máximos e mínimos comparados, uma geradora térmica apresenta uma externalidade, devido à emissão de poluentes, entre 9,42 e. 56,81 vezes superior à externalidade produzida por uma PCH, respectivamente.

Analogamente, fez-se os cálculos utilizando os valores de emissões para os trabalhos do Paul Scherrer Institut e do Frans H. Koch, apresentando-se, na tabela 25 e 27, o total do

custo por emissão dos poluentes considerados e, nas tabelas 26 e 28, apresenta-se o total da externalidade para cada tipo de planta de produção de energia.

Tabela 26 - Total de emissão de uma termelétrica em t/ano - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch

		Térmica à gás natural							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		EUR		EUR		EUR		EUR	
		24,7		7.098,62		6.319,65		10.930,61	
		kt CO_2 eq/ano		kt SO_2/ ano		kt NO_x/ano		kt MP/ano	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
Comprehensive Assessment of energy System	2007	16.746	20.538	2.724	3.632	4.042	6.063	280	419
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2007	12.291	16.146	36	136	105	12.126	14	140
Comprehensive Assessment of energy System	2008	53.017	65.020	8.625	11.499	12.797	19.195	885	1.328
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2008	38.912	51.116	115	431	333	38.391	44	443
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	88.756	108.851	14.438	19.251	21.423	32.135	1.482	2.223
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2009 a 2026	65.143	85.574	193	722	557	64.270	74	741

Fonte: Elaboração própria

Tabela 27 – Valor das externalidades de uma termelétrica em EUR/ano e R$/ano- Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch

Total de externalidades Térmica à gás natural					
		Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
		EUR mil		R$ mil	
Comprehensive Assessment of energy System	2007	23.792	30.653	59.481	76.632
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2007	12.447	28.548	31.116	71.371
Comprehensive Assessment of energy System	2008	75.323	97.043	188.308	242.608
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2008	39.404	90.380	98.511	225.951
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	126.099	162.460	315.248	406.151
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2009 a 2026	65.967	151.307	164.917	378.266

Fonte: Elaboração própria

Observa-se, dos dados da tabela 26, que a variação entre o máximo de externalidade anual produzida por uma térmica a gás natural é de 28,8% para o estudo *Comprehensive Assessment of energy System* e, 129,4%, para o estudo *Hydropower – Internalised costs and externalised benefits*. Como cada estudo foi feita utilizando-se uma única metodologia, a variação do aumento das externalidades deve ser creditado somente aos

diferentes tipos de plantas térmicas avaliadas assim como o ambiente no qual estas plantas estão inseridas.

Tabela 28 - Total de emissão de uma hidroelétrica em t/ano - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch

		Hidroelétrica							
		gCO_2 eq/KWh		gSO_2/ KWh		gNO_x/KWh		gMP/KWh	
		EUR		EUR		EUR		EUR	
		24,7	24,7	7.098,62	7.098,62	6.319,65	6.319,65	10.930,61	10.930,61
		kt CO_2 eq/ano		kt SO_2/ ano		kt NO_x/ano		kt MP/ano	
		Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo	Minimo	Máximo
Comprehensive Assessment of energy System	2007	316	316	-	-	323	404	1.119	1.398
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2007	63	1.517	45	545	24	340	70	-
Comprehensive Assessment of energy System	2008	1.000	1.000	-	-	1.024	1.280	3.541	4.427
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2008	200	4.802	144	1.725	77	1.075	221	-
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	1.675	1.675	-	-	1.714	2.142	5.929	7.411
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2009 a 2026	335	8.038	241	2.888	129	1.800	371	-

Fonte: Elaboração própria

Tabela 29 - Valor das externalidades de uma hidroelétrica em EUR/ano e R$/ano - Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch

Total de externalidades Hidroelétrica					
		Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
		EUR mil		R$ mil	
Comprehensive Assessment of energy System	2007	1.758	2.118	4.395	5.296
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2007	203	2.401	507	6.003
Comprehensive Assessment of energy System	2008	5.565	6.707	13.914	16.767
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2008	642	7.601	1.605	19.003
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	9.317	11.228	23.293	28.069
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits	2009 a 2026	1.075	12.725	2.687	31.814

Fonte: Elaboração própria

Em relação à tabela com os valores avaliados para as emissões das hidrelétricas, observa-se que a variação entre o máximo de externalidade anual produzida por uma usina hidrelétrica é de 28,5% para o estudo *Comprehensive Assessment of energy System* e, 1.084,2%, para o estudo *Hydropower – Internalised costs and externalised benefits*. Como cada estudo foi feito utilizando-se uma única metodologia, esta grande variação a aumento das externalidades deve ser creditado à amostra de usinas hídricas

não só com diferentes características físicas, mas também com usinas que estão localizadas em regiões com características climáticas bastante distintas.

De acordo com os levantamentos de emissão do trabalho do Paul Scherrer Institut, se inclusas nas tarifas de produção de energia das termelétricas representariam um aumento mínimo de R$ 46,50 por MWh e, máximo, de R$ 59,91 por MWh, enquanto que para uma planta de geração hidrelétrica esta variação está entre um mínimo de R$ 3,44 por MWh e R$ 4,14 por MWh, isto significa que, considerando-se os valores máximos e mínimos comparados, uma geradora térmica apresenta uma externalidade devido à emissão de poluentes 13,53 ou 14,47 vezes superior à externalidade produzida por uma PCH, respectivamente.

Considerando-se o trabalho do Frans H. Koch, tem-se um aumento mínimo de R$ 24,32 por MWh e máximo de R$ 55,79 por MWh, enquanto que para uma planta de geração hidrelétrica esta variação está entre um mínimo de R$ 0,40 por MWh e R$ 4,69 por MWh, isto significa que, considerando-se os valores máximos e mínimos comparados, uma geradora térmica apresenta uma externalidade devido à emissão de poluentes 61,38 ou 11,89 vezes superior à externalidade produzida por uma PCH, respectivamente.

Tendo-se em conta os valores apresentados nas tabelas 25, 26, 27e 28, avaliou-se o custo total social a ser incorrido, considerando-se a diferença dos valores tanto máximos e mínimos de externalidade produzida por uma termelétrica menos os valores máximos e mínimos de externaldiade avaliados para uma planta hidroelétrica, obtendo-se as seguintes tabelas.

Tabela 30 – Custo social evitado – considerando-se dados de todos os trabalhos selecionados

	Custo social evitado			
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
	EUR mil		R$ mil	
2.007	11.316	32.536	28.290	81.340
2.008	35.825	103.005	89.562	257.513
2009 a 2026	59.974	172.442	149.936	431.104

Fonte: Elaboração própria

Tabela 31 – Custo social evitado – Baseado nos dados do Paul Scherrer Institut e Frans H. Koch

Custo Social evitado - Paul Scherre e Frans H. Koch					
		Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
		EUR mil		R$ mil	
Comprehensive Assessment of energy System	2007	22.034	28.534	55.086	71.336
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits		**12.244**	26.147	**30.609**	65.368
Comprehensive Assessment of energy System	2008	69.758	90.336	174.395	225.841
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits		**38.762**	82.779	**96.906**	206.948
Comprehensive Assessment of energy System	2009 a 2026	116.782	151.233	291.955	378.082
Hydropower – Internalised costs and externalised benefits		**64.892**	138.581	**162.230**	346.453

Fonte: Elaboração própria

Com os valores obtidos nas tabelas de custo social evitado, elaborou-se o fluxo para os 20 anos do Proinfa. Utilizando-se as mesmas premissas empregadas para o cálculo do "Custo das PCHs do Proinfa", devido ao imposto pago para subsidiar as PCHs, obtêm-se a tabela 31, com o cálculo do valor máximo e mínimo de custo social evitado devido à utilização de pequenas centrais hidrelétricas para a produção de energia elétrica em substituição de usinas térmicas.

Tabela 32 - Cálculo do custo social evitado devido à utilização de PCHs

Custo social evitado em R$ mil							
		Paul Scherrer institut		**Frans H. Koch**		**dados de todos os trabalhos**	
Ano	GWh/ano	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
2007	1.279	55.086	71.336	30.609	65.368	28.290	81.340
2008	4.049	174.395	225.841	96.906	206.948	89.562	257.513
2009	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2010	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2011	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2012	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2013	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2014	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2015	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2016	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2017	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2018	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2019	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2020	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2021	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2022	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2023	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2024	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2025	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
2026	6.662	291.955	378.082	162.230	346.453	149.936	431.104
TOTAL	**125.246**	**5.484.678**	**7.102.645**	**3.047.664**	**6.508.465**	**2.816.691**	**8.098.726**

Fonte: Elaboração própria

Da tabela 31, depreende-se que o mínimo e máximo de custo social evitado, considerando-se apenas a soma algébrica dos custos, é respectivamente de R$ 2.816.691.397,00 (dois bilhões, oitocentos e dezesseis milhões, seiscentos e noventa e um mil e trezentos e noventa e sete reais), e R$ 8.098.726.280,00 (oito bilhões, noventa e oito milhões, setecentos e vinte e seis mil e duzentos e oitenta reais).

Tabela 33 - Cálculo do Valor Presente do custo social evitado devido à utilização de PCHs

Valor Presente do Custo social evitado em R$ mil - taxa 0.5% a.m.							
		Paul Scherrer institut		**Frans H. Koch**		**Trabalhos avaliados**	
Ano	GWh/ano	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
2007	1.279	57.480	74.436	31.940	68.209	29.519	84.875
2008	4.049	171.402	221.966	95.243	203.397	88.025	253.094
2009	6.662	270.276	350.006	150.184	320.726	138.802	399.092
2010	6.662	254.574	329.673	141.459	302.094	130.738	375.906
2011	6.662	239.785	310.521	133.241	284.544	123.143	354.068
2012	6.662	225.854	292.481	125.500	268.013	115.989	333.499
2013	6.662	212.734	275.489	118.209	252.443	109.251	314.124
2014	6.662	200.375	259.485	111.342	237.777	102.904	295.875
2015	6.662	188.734	244.410	104.874	223.964	96.926	278.687
2016	6.662	177.770	230.211	98.781	210.953	91.295	262.496
2017	6.662	167.442	216.837	93.042	198.698	85.991	247.247
2018	6.662	157.715	204.240	87.637	187.154	80.995	232.883
2019	6.662	148.552	192.375	82.546	176.282	76.290	219.354
2020	6.662	139.922	181.199	77.750	166.041	71.858	206.610
2021	6.662	131.794	170.672	73.234	156.395	67.683	194.608
2022	6.662	124.137	160.757	68.979	147.309	63.751	183.302
2023	6.662	116.925	151.418	64.972	138.751	60.048	172.653
2024	6.662	110.133	142.621	61.197	130.690	56.559	162.623
2025	6.662	103.734	134.336	57.642	123.098	53.273	153.175
2026	6.662	97.708	126.532	54.293	115.947	50.179	144.277
TOTAL	**125.246**	**3.297.046**	**4.269.666**	**1.832.065**	**3.912.483**	**1.693.219**	**4.868.448**

Fonte: Elaboração própria

Considerando-se um taxa mensal de desconto de 0,5% para os valores apresentados na tabela 31, tem-se os valores apresentados na tabela 32, que mostra que o valor presente do custo social evitado devido à utilização das PCHs. Levando-se em conta as mesmas premissas utilizadas para o cálculo do “Custo das PCHs do Proinfa” do “Imposto Proinfa”, tem-se que o mínimo do custo social evitado seria de R$ 1.693.218.943,00 (um bilhão, seiscentos e noventa e três milhões, duzentos e dezoito mil e novecentos e quarenta e três reais) e o máximo custo social evitado de R$ 4.868.448.410,00 (quatro bilhões, oitocentos e sessenta e oito milhões, quatrocentos e quarenta e oito mil e quatrocentos e dez reais).

3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Devido à utilização de valores estimados para as emissões de poluentes obtidos de trabalhos de outros autores, cujos escopos não eram o de avaliar as emissões específicas de pequenas centrais hidrelétricas ou de pequenas centrais termelétricas, nem de levantar dados de plantas localizadas em regiões com características similares as localidades onde estão instaladas as 63 PCHs dentro do Proinfa, existe a necessidade de avaliar as alteração dos resultados perante a variação das principais variáveis observadas.

A primeira análise a ser feita refere-se ao valor da energia resultante dos leilões escolhidos para a mensuração do custo do subsídio, ou "imposto Proinfa". Considerando-se uma redução de 10% nos valores observados no 4º e 5º leilão de energia nova e, no 6º e 7º leilão de ajustes, tem-se que a seguinte tabela:

Tabela 34 – redução de 10% no valor da energia vendida nos leilões de energia avaliados

	Tarifa média dos leilões com redução de 10% - R$/MWh		
Certame	data	Preço estimado	Valor em 31/03/2008
4º leilão de energia nova	26/07/2007	121,203	131,41
5º leilão de energia nova	16/10/2007	115,86	121,54
6º leilão de ajustes	27/09/2007	124,42	131,89
7º leilão de ajustes	19/06/2008	126,19	122,43
Média		**121,92**	**126,82**

Fonte: Elaboração própria

Esta simulação indica que uma redução de 10 pontos percentuais nas médias dos valores alcançados nos leilões de energia selecionados, para avaliação do preço de mercado da energia elétrica, implicaria em uma redução no custo social evitado. Ou seja, a diferença entre o custo social da térmica e o "Custo das PCHs do Proinfa", gerado pelo "imposto Proinfa", reduziria o valor presente do benefício de utilizar as PCHs para R$ 47,7 milhões, no caso de considerar os valores mínimos de emissões obtidos para os dois tipos de plantas geradoras. Isto significando uma redução de 95,7% do valor inicialmente obtido de R$ 1,1 bilhão.

Assim, uma redução de 10%, ou mais precisamente 10,45% no preço da energia elétrica do mercado, considerando-se os valores mínimos de emissões para as plantas térmicas e hídricas obtidos nos trabalhos escolhidos. Isto significa a anulação do ganho social da implantação das PCHs do Proinfa, ou, em outras palavras, o custo do subsídio para apoiar o programa de PCHs dentro do Proinfa passaria para R$ 21,85 por MWh gerado pelas PCHs: um valor aproximadamente três vezes superior aos R$ 7,75 estimado para o custo do subsídio.

Tabela 35 – Impacto da variação de -10% do preço do leilão de energia

Hipótese		Imposto Proinfa				
Valor	**Variável**	**R$/MWh**	**Custo PCH - Proinfa R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
126,82	Preço da energia leilão - R$/kWh	21,85	2.736.019		1.645.520	
360,00	Emissão mínima g CO_2/kWh térmica		**Custo Social evitado em R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
24,70	Preço da ton CO_2 . EUR/ton		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
			2.816.691	8.098.726	1.693.219	4.868.448
Custo social - Custo PCH Proinfa			80.673	5.362.708	47.699	3.222.928

Fonte: Elaboração própria

Contudo, considerando-se os valores máximos de emissões para os dois tipos de geradoras, o valor presente do custo social evitado ainda é considerável, apesar da redução de 24,8% do valor em relação ao valor referência de R$ 4,3 bilhões, passando esta para um valor de R$ 3,2 bilhões.

Devido à grande variação entre os valores da amostra, que tem valor mínimo de 360 CO_2 eq/KWh e máximo de 650 CO_2 eq/KWh, a simples utilização dos valores mínimos colhidos dos estudos selecionados pode não ser uma boa aproximação dos valores adequados para a emissão de uma planta térmica.

Para uma melhor avaliação da adequação da hipótese levantada, realizou-se um teste de hipótese para a amostra com 24 observações de emissão de CO_2 eq/KWh. Considerando-se que a população desta amostra deva ter distribuição normal, calculou-se

as estatísticas desta amostra, obtendo-se uma média amostral de 498,54 g CO_2 eq/KWh e desvio padrão amostral igual à 86,52 g CO_2 eq/KWh.

Considerando-se o seguinte teste:

H_0 : μ = 360 g CO_2 eq/KWh
H_1 : μ > 360 g CO_2 eq/KWh

e utilizando-se um nível de significância α = 0,01 e 23 graus de liberdade, e considerando-se o valor crítico *t* de +2,50 ou -2,50 para um teste unilateral e, 2,807, para um teste bilateral.

Assim, a estatística para teste é calculada da seguinte forma:

$t_{teste} = x - \mu_0 / s_x / \sqrt{n} = (498,54 - 360) / 86,52 / \sqrt{24} = 7,84$

Como a estatística t_{teste} calculada é superior ao valor crítico, rejeita-se a hipótese de que a média possa ser igual à 360 g de CO_2 eq/KWh.

Utilizando-se a mesma fórmula do t_{teste}, obtém-se, para um valor crítico de 2,5 e os resultados amostrais calculados, o valor mínimo de 454,38 para as emissões de CO_2 eq/KWh para uma termelétrica.

Desta forma, pode-se rejeitar que o valor médio de emissões de CO_2 das geradoras térmicas seja inferior a 454 gCO_2 eq/KWh.

Considerando-se o valor de 454 gCO_2 eq/KWh como a mínima emissão de uma termelétrica, mesmo em uma situação hipotética de que houvesse uma redução de 10% do preço de energia elétrica, a utilização de geração hidrelétrica em substituição à termelétrica, para uma quantidade de energia gerada equivalente à energia contratada

pela Eletrobrás das PCHs dentro do Proinfa, geraria um benefício social, a valor presente de R$ 494 milhões.

Tabela 36 – Redução 10% do preço de energia e emissão de 454 gCO_2 eq/KWh para térmicas

Hipótese		Imposto Proinfa				
Valor	**Variável**	**R$/MWh**	**Custo PCH - Proinfa R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
126,82	Preço da energia leilão - R$/kWh	21,85	2.736.019		1.645.520	
454,39	Emissão mínima g CO_2/kWh térmica		**Custo Social evitado em R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
24,70	Preço da ton CO_2 - EUR/ton		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
			3.559.077	8.098.726	2.139.495	4.868.448
Custo social - Custo PCH Proinfa			823.058	5.362.708	493.974	3.222.928

Fonte:Elaboração própria

Outro importante componente a ser avaliado é o custo da emissão de gCO_2 por MWh, pois, como discorrido no item 3.3., este apresenta em tonelagem cerca de 99% do total de emissões tanto das plantas térmicas quanto hidrelétricas, e o custo total é o grande componente do valor da externalidade produzida por uma planta térmica a gás.

Considerando-se neste cenário a emissão mínima de 454,38 gCO_2 por MWh, tem-se que a redução de 10% no valor do custo da tonelada de CO_2 de emissão para estes tipos de geradores, representaria uma redução de 13,8% no valor do custo social evitado, passando o valor presente calculado de R$ 1,6 bilhão para um valor de R$ 1,3 bilhão. Desta maneira, mesmo com uma redução de 10% no custo da tonelada de carbono, observa-se que a redução do valor presente do custo social evitado ainda compensa muito o “Custo das PCHs do Proinfa” gerado pelo “Imposto Proinfa”.

Tabela 37 – Impacto da variação de -10% no preço da tonelada de Carbono

Hipótese		Imposto Proinfa				
Valor	**Variável**	**R$/MWh**	**Custo PCH - Proinfa R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
140,91	Preço da energia leilão - R$/kWh	7,75	971.223		584.121	
454,39	Emissão mínima g CO_2/kWh térmica		**Custo Social evitado em R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
22,23	Preço da ton CO_2 . EUR/ton		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
			3.203.274	7.633.123	1.925.608	4.588.557
Custo social - Custo PCH Proinfa			2.232.051	6.661.900	1.341.487	4.004.436

Fonte:Elaboração própria

Por último, para identificar qual seria o valor da tonelada de CO_2 eq que eliminasse o benefício da utilização de energia das PCHs, simulou-se a redução que deveria ter os preços da tonelada de carbono. Esta simulação indicou uma redução de 72,72% no valor do preço de EUR 24,7 , passando para um valor de EUR 6,7 para que o "Custo das PCHs do Proinfa", no cenário de mínimo de emissões por planta, fosse maior do que o custo das externalidades produzidas por uma geradora a gás.

Tabela 38 – Redução do preço da tonelada de carbono para igualar o "Custo das PCHs do Proinfa" com o custo social evitado

Hipótese		Imposto Proinfa				
Valor	**Variável**	**R$/MWh**	**Custo PCH - Proinfa R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
140,91	Preço da energia leilão - R$/kWh	7,75	971.223		584.121	
454,39	Emissão mínima g CO_2/kWh térmica		**Custo Social evitado em R$ mil**			
			Valores nominais		VP - tx 0,5% a.m.	
6,74	Preço da ton CO_2 . EUR/ton		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
			971.680	4.712.860	584.114	2.833.077
Custo social - Custo PCH Proinfa			457	3.741.637	-8	2.248.956

Fonte:Elaboração própria

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Atualmente, é uma constatação científica de que o planeta Terra está aquecendo devido às atividades antropogênicas, contudo ainda residem muitas dúvidas sobre a natureza específica e extensão dos riscos envolvidos para a vida no planeta. As nações e as instituições mundiais perante evidências de tal evento e cientes dos impactos econômicos que um agravamento deste processo pode trazer para toda a humanidade, unem esforços para elaborar políticas que estimulem a utilização de fontes energéticas menos nocivas ao meio ambiente.

O estudo apresentado, à luz desta constatação, expõe a necessidade de analisar os empreendimentos de geração de energia elétrica com uma abordagem mais ampla, ou seja, internalizar os custos da poluição ambiental de forma que a avaliação de uma política energética leve em consideração fatores até então ignorados.

Esta análise indica - para os agentes formuladores de políticas públicas - a importância de se aprofundar os estudos sobre emissões de poluentes. Assim ao formularem políticas energéticas, devem ser observados não somente os custos de produção privados, mas também os custos totais incorridos, muitas destes absorvidos por agentes que não participam diretamente da produção, implicando em um custo percebido pelo produtor inferior ao verdadeiro custo social.

Do ponto de vista de metas cumpridas o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica para as PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) pode ser considerado um sucesso. Até agosto de 2008 estavam em operação a quase totalidade dos 63 empreendimentos selecionados. O Programa que era para ter sido concluído em dezembro de 2006, teve um atraso devido a alguns fatores. Dentre estes destacam-se as dificuldades encontradas pelos novos agentes de geração de energia para equacionar a estrutura financeira do projeto. Estas dificuldades foram percebidas pelo BNDES que mudou não só as condições do financiamento, como também passou a considerar, em

meados de 2005, a estruturação de financiamentos no molde de “Project Finance”, uma estrutura mais adequada para estes tipos de empreendimento.

Outro aspecto importante destacado neste trabalho é de que o Proinfa serviu como um catalisador para reascender o mercado de PCHs nacional. Esse mercado, como apresentado no capítulo 2.2, a partir da década de 50, foi praticamente abandonado para iniciar-se a época da construção de usinas de grande porte. É mister citar que programas anteriores como o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidreléticas (PNPCH) de 1984, o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas (PNCE) de 1996 e o PCH-COM de 1998 não apresentaram resultados tão positivos do ponto de vista de implementação de uma quantidade significativa de novas PCHs.

Assim, o Proinfa para as PCHs não só alcançou os resultados almejados para a instalação de mais de 1.100 MW de novas PCH’s, como também possibilitou que o setor de PCHs fosse reativado com uma geração de novos agentes produtores. Apesar da reativação do mercado de PCHs, deve-se salientar que, como analisado no item 2.2.4., a implantação do Proinfa representou uma mudança significativa no perfil dos novos empreendimentos, que antes do Proinfa eram voltados para a autoprodução ou para a concessão de serviço público e, dentro do programa, foram 100% destinados à produção independente de energia. Outro aspecto também a ser considerado é de que os empreendimentos passam a ter uma capacidade instalada maior, passando de uma capacidade média dos empreendimentos antes do Proinfa de 5MW para empreendimentos de capacidade média de 18 MW dentro do Proinfa.

E é dentro deste cenário que foi importante a readequação dos aspectos de financiamento e estruturação dos projetos, pois as modalidades tradicionais de financiamento não se mostraram adequadas para impulsionar um programa que tinha como objetivo a incorporação de novos agentes produtores de energia que, em sua maioria, são pequenas empresas e que, ao mesmo tempo, desenvolvem projetos com capacidade instalada cerca de 4 vezes superior aos antigos projetos, demandando uma quantidade de capital muito maior que os empreendimentos desenvolvidos pré Proinfa.

Deve-se salientar que o estudo aqui apresentado baseou-se em pesquisas de emissão de poluentes de plantas de produção de energia localizadas em outros países, países estes que têm características climáticas, geográficos e de fauna bastante distintos do brasileiro. Assim, para um refinamento dos resultados obtidos, para futuras pesquisas, dever-se-ia considerar um estudo sobre emissões de plantas de geração térmica e hidrelétricas nacionais, em especial as PCHs. Devido às características brasileiras, pode ser possível algumas variações dos valores observados nas emissões dos poluentes considerados.

Para um melhor mapeamento das emissões das plantas em análise, um futuro estudo deveria considerar não só as características físicas e operacionais dos empreendimentos, mas, principalmente, devido à grande diversidade de macroclima, fitofisionomia (aspectos de vegetação de uma região) e formações geológicas, esta pesquisa poderia classificar as regiões de acordo com a maior ou menor intensidade de emissão para as plantas hidrelétricas. Esta classificação é relevante, pois existe uma relação entre o bioma existente e a emissão de poluentes, principalmente considerando-se a emissão do CO_2 que em regiões alagadas com grande concentração de matéria orgânica apresenta um maior índice de emissão deste poluente.

A elaboração de um mapa do potencial hidrelétrico para as PCHs de forma consistente que leve em consideração as características físicas do empreendimento, sua localização, e o bioma em que está inserido, seria de grande valia para uma melhor avaliação dos possíveis ganhos sociais com a substituição de empreendimentos térmicos por pequenas centrais hidrelétricas. Este mapeamento poderia possibilitar a classificação mais precisa dos custos totais que cada fonte de energia imputa à sociedade e criar sinais econômicos mais precisos para a definição de políticas públicas.

Não foi o escopo deste estudo a avaliação dos impactos sociais que os vários tipos de empreendimentos de geração de energia elétrica causam, do ponto de vista de análise econômica dos custos totais incorridos para a produção de energia elétrica, este pode ser mais uma externalidade importante para o cálculo dos custos incorridos pela sociedade. Contudo, apesar de vários trabalhos que estudam o SAI (*Social Impact Assessment*), diferentemente da metodologia *Life Cycle Assessment*, devido à característica mais

subjetiva da avaliação dos impactos sociais, ainda não existe uma metodologia consolidada para a avaliação dos impactos sociais, sendo ainda muito das avaliações dependentes do julgamento do pesquisador e avaliador dos impactos sociais.

Como apresentado no item 2.3.3, um dos mais importantes critérios para a definição de programas de incentivo às fontes de energia renovável para a geração de energia elétrica (E-FER) é a eficiência do programa do ponto de vista dos benefícios que este proporciona. Estes benefícios, como apresentado no presente estudo, devem ser avaliados não só do ponto de vista privado, mas, principalmente, do ponto de vista social, para um setor que notadamente utiliza-se de bens públicos para o seu ciclo produtivo, seja na produção da energia elétrica ou no descarte dos resíduos desta produção.

Considerando-se o escopo do trabalho apresentado, de acordo com as análises feitas no capítulo 3, conclui-se que a internalização das externalidades ambientais negativas devido à produção de energia termelétrica significa um aumento significativo do custo total da energia produzida. Conforme visto o custo por MWh para uma planta que utiliza gás natural como combustível pode apresentar uma parcela de custo adicional de, no mínimo, R$ 22,51 por MWh e, um máximo, de R$ 71,14 por MWh. Considerando-se este custo não contabilizado, observa-se que este é, no mínimo, 2,9 e, no máximo, 9,18 vezes superior ao valor de R$ 7,75 por MWh calculado para o “Imposto Proinfa”.

Desta forma, no que se prezem às hipóteses elaboradas e, de acordo com o exposto acima, conclui-se que o subsídio das PCHs dentro Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica por meio da criação do “Imposto Proinfa” é economicamente eficiente, pois a produção de energia elétrica de uma PCH ao substituir a produção de energia térmica evita um custo social superior ao valor do “Imposto Proinfa”.

Não obstante de que neste trabalho chegou-se à conclusão de que o incentivo para construção de PCHs, de forma a substituir as termelétricas, é uma decisão que traz benefícios econômicos à sociedade, a utilização da geração termelétrica, como explanado no capítulo 2.4.2, é essencial para a manutenção da segurança operacional, assim como

para a otimização dos custos de geração de um sistema hidrotérmico. Apesar de os custos serem superiores à geração hídrica, a utilização das fontes de geração térmica aumenta a segurança do fornecimento do sistema. Assim, deve-se considerar a energia térmica não só como complementar à geração hidrelétrica, mas - acima de tudo - esta é essencial para manter a estabilidade de um sistema hidrotérmico Conforme visto, o custo superior da energia gerada por uma termelétrica embute uma parcela referente a um seguro contra um possível déficit de oferta de energia elétrica de origem hídrica.

BIBLIOGRAFIA

AUDUS H., FREUND, P. *The Costs and Benefits of Mitigation*: a full-fuel-cycle examination of technologies for reducing greenhouse gas emissions. Energy & Management, 38S,1997. p. 595-600.

AYRES, R. U. *Production, Consumption, and Externalities.* The American Economic Review, Vol. 59, nº 3,1969. p. 282-297.

BENOIT, P. *Project Finance and the World Bank, World Bank Technical.* Paper nº 312, Washington, 1997.

BHATTACHARYA, A. B. *Project Financing Power Plants in Mexico. T*ese (mestrado). Faculdade de Direito McGill University, Montreal, 2002.

BRANCO, A. M. (Organizador). *Política Energética e Crise de Desenv*olvimento. A antevisão de Catullo Branco – São Paulo, Paz e Terra, 2002.

BREAK, G. F. Subsidies as an instruments for achieving public economic goals. In: *U.S.Congress , Joint Economic Committee, The Economics o Federal Subsidy Program* – A Compendiam of Papers, 92nd Congress, 2nd Session, Washington, 1972.

CHAPMAN P.F; LEACH, G; SLESSER, M. *The energy cost of fuels*. Energy Policy, 1974. p. 231 – 243.

CLINCH, J.P.; GOOCH, M. *An Inquire into the use of Economic Instruments in Environmental Policy.* Environmental Studies Working Paper Series, 01-11. Environmental Institute, University College, Dublin, 2001.

CONGRESSO NORTE AMERICANO, Comitê Agrícola, Governamental Historical Review, Congress, 2nd Session, Washington,1972.

COSTA, C. do V. *Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica*: Lições da experiência Européia para o caso brasileiro. Tese (doutorado) COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

CROPPER, M. L.; OATES, W. E. Environmental Economics: a Survey. In: *Journal of Economics Literature XXX,* 1992. p. 675-740.

DE NAHLIK. *Project Finance in Rutteford and Montgomerie* (eds.) Handbook of UK Corporate Finance, 2ª ed. Butterworths, London, 1992.

DEL RIO, P.; GUAL. M. A. *In: integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. Energy Policy*, 2007. p. 994-1012.

DRESNER, S.; DUNNE, L.; CLINCH, P.; Beuermann, C. *Social and Political responses to ecological tax reform in Europe*: an introduction to the special issue, Energy Policy, 34, 2006. p. 895 – 904.

DUPUIT, A.J.E.J. *De la mesurede l'utilité des travaux public*. Annales des pont e chaussées. Second Series, 8. Traduzido por R.H. Barback como *On the measurement of the utility of public Works*. International Economic Papers.2, 1952. p. 83-110.

ESTY, B. C. *Modern Project Finance*: a Casebook – Wiley, New York , 2004.

FERREIRA, C. K. L. *Privatização do Setor Elétrico no Brasil*, BNDES, 1999.

FINNERTY, J. D. *Project Finance*: Engenharia Financeira Baseada em Ativos.Qualitymark ed.,1998.

FINON, D.; PEREZ, Y. *The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies*: A transaction-cost perspective, Ecological Economics 62, 2007. p. 77-92.

FRIEDRICH, R.; Voss, A. *External cost of electricity generation.* Energy policy ,1993.

GALE, W. G. *Collateral, rationing, and government intervention in the credit markets.* NBER Working Paper nº 3024 Cambridge, MA, 1989.

GOMES, A. C. S.; ABARCA, C. D. G; FARIA; E.A.S.T; FERNANDES, H.H de O. *O Setor Elétrico*. BNDES, 2002.

GOLDBERG, K. D., *Controle de Políticas Públicas pelo Judiciário: Welfarismo em um mundo imperfeito*. Segunda Jornada de Estudos de Regulamentação IPEA, 2007

HAAS, R.; Eichhammer, W.; HUBER, C.; Langniss, O.; LORENZONI, A.; MADLENER, R.; Menanteau, P.; MORTHORST, E.; MARTINS, A.; ONISZK, A.; SCHLEICH, J.; SMITH, A.; Vass, Z. *How to promote renewable energy systems successfully and effectively,* Energy Policy 32, p., 2004, p.833-839.

HARBERGER, A. C. *Taxation resource allocation, and welfare, in the role od direct and indirect taxes in the federal revenue system*. Princenton University Press, 1964. p. 25-70.

HARRIE, D. *The contract law of project financing.* 1990.

HOTELLING, H. Edgeworth's. *The general welfare in relation to problems of taxation and of railway and utility rates.* Econometrica, 6:3, 1938. p. 242-269.

HOUTAKKER, H. S. The control of special benefit programs in U.S. Congress, Joint Economic Committee, Tehe Economics of Federal Subsidy Programs. A Compendiam of Papers, 92nd Congress, 2nd Session, Washington, 1972. p 7-13.

HICKS, J.R. *Value and Capital*. 2 ª ed. Oxford: Oxford University Press, 1946.

HINES, J. R. Three Sides of Harberger Triangles, In: *Journal of Economic Perspective*. Volume 13, Nº 2, 1999.

HIRSCHBERG, S et al. Comprehensive Assessment of Energy System (GaBE), Paul Scherrer Institut, 2004

HUBER, C. et al. Green-X. *Deriving Optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market*. Final Report of the project GREEN-X, Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Austria, 2004.

HUIJTS, N.M.A.; Midden, C.J.H ; Meijnders, A.L. 2007. *Public acceptance of carbon dioxide storage.* Energy Policy 35 (5), 2007.

HVEDING, V. *Hydropower Development in Norway*. Norwegian Institute of Technology, vol. 1, 1992.

JEVONS, W. S. *The theory of political economy*. 4ª ed. London: Macmillian, 1911.

JIANDONG, T. *Small Hydro Power*: China's Practice. Hangzhou Regional Center, 1994.

KIM, S.H. *Evaluation of negative environmental impacts of electricity generation*: Neoclassical and industrial approaches, Energy Policy, 2006.

KLAASSEN, G.; RIAHI, K. *Internalizing externalities of electricity generation*: An analysis with MESSAGW_MACRO, Energy Policy 35, 2007. p. 815-827.

KOCH, F.H., Hydropower – *Internalised costs and externalized benefits*, Nuclear Energy Agency Organization for Economic co-operation and development, Workshop Proceedings, Paris, France, 2001.

KOLSTAD, C.D. *Environmental Economics*. Oxford University Press, Oxford, 2000.

KUDELKO, M. *Internalisation of external costs in the Polish power generation sector*: A partial equilibrium model, Energy Policy, 2005.

LAMARÃO, S. T de N. *A energia elétrica como campo de pesquisa historiográfica no Brasil* – A América Latina em la História Economica, 1997.

LANDINI, L.A. R. *Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo*, capítulo 3. Ed. Comissão de Serviços Públicos de Energia, 2004.

LAUBER, V. REFIT and RPS in a harmonized community framework. Energy Policy 32 (12), 2004, p. 256-276.

LEITE, A. D. *A Energia do Brasil*. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Nova Fronteira,1997.

MADLENER, R; STAGL, S. *Sustainability-guided promotion of renewable electricity generation*, Ecological Economics, 2004.

MARPAUNG, C.O.P., SOEBAGIO, A., SHRESTHA, R.M. *Internalizing External Cost in Electricity Developmente in Indonesia*: A Factor Decomposition Analysis, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, 2005.

MARSHALL, A. *Principles of Economics.* 8ª e. London: Macmillian,1920.

MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M.L. *Prices versus quantities*: environmental policies for promoting the development of renewable energy. Energy Policy 8, 2003. p. 799-812.

MOREIRA, A. R. B., Rocha, K., David, P.A. Participação da termogeração na expansão do sistema elétrico brasileiro. Texto para discussão nº 823, IPEA, 2001.

MORISSON, E. Judicial Review of Discount Rates Used in Regulatory Cost-Benefit Analysis, 1998.

NASCIMENTO, J. G. A do, *Considerações sobre incentivos regulatórios à geração descentralizada de energia elétrica no Brasil.* Dissertação (mestrado) Itajubá, 1999.

NASCIMENTO, J. G. A. do; Gomes, D. A. *A Participação da Iniciativa Privada no Setor Elétrico Brasileiro.* In: XIII SNPTEE – Seminário de produção e transmissão de energia elétrica: Balneário Camburiú – SC,1995.

NEVITT, P. K. *Project Financing*. 4ª ed. Bath: Euromoney Publications, 1983.

OWEN, A. D. *Renewable energy:* Externality costs as market barriers, Energy Policy 34, 2006. p. 632-642.

OWENS, S., 2004. Siting, sustainable development and social priorities. In: *Journal of Risk Research 7*, p.101–114, 2004.

PALLETA, C.E. M. *As implicações dos aspectos legais, econômicos e financeiros na implementação de projetos de geração de energia a partir de biomassa no Brasil*: um estudo de viabilidade. Dissertação (mestrado), PIPGE, USP, São Paulo, 2004.

PAULON, J. e Neto, J. M. *Pequenas Centrais Hidrelétricas* – História e Perspectivas, 2º simpósio brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, Anais, Canela, 2000. p. 267.

PEREIRA, M., Campodónico, N., Kelman, R. *Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models* – EPSOM' 98, Zurique, 23 a 25 de Setembro, 1998.

PIGOU, A. C. *Economics of Welfare*. London, 1952.

PINDYCK, R. S., Rubinfeld, D. L. *Microeconomics*. 4ª ed., Prentice Hall, 1997.

PÓLIO, G. *Project Finance and international energy development.* Energy policy, vol. 26, nº 9, 1998. p. 687-697.

RAZAVI, H. *Financing Energy Projects in emerging economies*, PennWel Books,1996.

REIS, L.B. *Geração de energia elétrica*.São Paulo, Manole, 2003.

ROSS, S., Evans, D. *Use of Life Cycle Assessment in Environmental Management. Environmental* , vol. 29, p 132-142, 2002.

_____. Westerfield, R. W.; Jaffe, J. F. *Administração Financeira .Corporate Finance* .São Paulo,Atlas,1995.

ROWLANDS, I.H. *Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity*:European lessons for Canda. Renewable and Sustainable Energy Reviews 9, 2005, p.51-68.

SANTOS, A. H. M. As pequenas centrais hidrelétricas nos cenário presente e futuro. In: Emílio Lèbre La Rovere; Marcelo Robert. (Org.). *Energia no meio rural*. Montevidéu, Uruguai: UNESCO/FINEP,1990.

_____.; NOGUEIRA, L. A. H., EAJAY, S. V. Um panorama sobre a situação das Pequenas Centrais hidrelétricas no Mundo. In: *37a. Reunião Anual da SBPC*, Belo Horizonte, 1985.

SAWIN, J. National Policy instruments. International Conference for Renewable Energies, Bonn, 2004.

SCHWARTZ, G. e Clements, Benedict, Government subsidies. In: *Journal of Economia* Surveys Vol. 13, nº 2, 1999.

SIJM, J. *The performance of feed-in tariff to promote renewable electricity in European countries.* ECN-C-02-083, 2002.

SIMON, A., Wüstenhagen, R. *Factors influencing the acceptance of wind energy in Switzerland, poster presented at the workshop*: Social acceptance of renewable energy innovation, 2006.

SLOVIC, P. *Perceived risk, trust and democracy*. Risk Analysis 13, 1993. p.675–682.

SÖDERHOLM, P. ; SUNDQVIST, T. *Pricing environmental externalities in the power sector:* ethical limits and implications for social choice. Ecological Economics 46,2003. p. 333-350.

SOUZA, Z., *Implantação de pequenas centrais hidrelétricas em países em desenvolvimentos.* 1 ed, Congresso Pan-americano de energia, San Juan, Porto Rico. 1982.

_____. *O programa brasileiro de pequenas centrais hidrelétricas.* Itajubá.1988.

_____. *As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil a partir da Década de 80*. Itajubá, Universidade Federal de Itajubá, 2005.

_____. et al. *Estudo hidroenergético para pequenas centrais hidrelétricas, Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico.*

TOLMASQUIM, M. T. (Coordenador). *Geração de energia elétrica no Brasil.*Interciências. CENERGIA, Rio de Janeiro, 2005.

TIAGO, G. e Nogueira, F. *As Novas Diretrizes da Aneel para o Enquadramento das Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Itajubá, Universidade Federal de Itajubá, 2005.

_____. et al. *A evolução histórica do conceito das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil Comitê Brasileiro de Barragens.* V Simpósio de Pequenas e médias centrais hidrelétricas. Florianópolis, 2006.

TURVEY, R. *On Divergences between Social Cost and Private Cost, Economica*, New series vol, 30, nº119, 1963. p. 309-313.

VAN DER HORST, D. *Nimby or not?* Exploring the relevance of location and the politics of voiced opinions in renewable energy siting controversies. Energy Policy 35 (5), 2007.

VIRDIS, M. R. Energy *Policy and Externalities: The Life Cycle Analysis approach*, Nuclear Energy Agency Organization for Economic co-operation and development, Workshop Proceedings, Paris, France, 2001.

VITTAS, D. e Cho, Y. J. *Credit Policies*: lessons from East Ásia, World Bank Policy Research Working Paper, nº 1548, Whashington, 1995.

VOSS, A., *LCA and external costs in comparative assessment of electricity chains. decision support for sustainable electricity Provision?* , Nuclear Energy Agency Organization for Economic co-operation and development, Workshop Proceedings, Paris, France, 2001.

WALRAS, M. E. L. *Élements D'économie politique pure, Ou théorie de la richesse sociale*, 4ª ed. Lausanne: Corbaz ,1926. Tradução Jaffé, W., como Elements of pure economics, or the theory of social wealth. Homewood, IL: Irwin,1954.

WEITZMAN, M.L. *Prices vs quantities*. The Review of Economic Studies 41 (4). 1974.p. 477-491.

WOLSINK, M. *Invalid theory impedes our understanding*: a critique on the persistence of the language of NIMBY. Transactions of the Institute of British Geographers 31, 2006. p.85–91.

_____. *Planning of renewables schemes*. Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation. Energy Policy 35 (5), 2007.

WÜSTENHAGEN, R., WOLSINKB, M.; BÜRER., M. J. *Social acceptance of renewable energy innovation*: An introduction to the concept - Energy Policy 35, 2007. p.2683–2691.

Sites Consultados

Banco Central do Brasil – http://www5.bcb.gov.br/pec/taxas/port/PtaxRPesq.asp?idpai=TXCOTACAO: acesso em 22.07.2008

BNDES – Banco nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - http://www.bndes.gov.br/linhas/garantias.asp - acesso em 10.06.2007.

BNDES – Banco nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - http://www.bndes.gov.br/noticias/2005/not059_05.asp acesso em 05.01.2007.

CERPCH - http://www.cerpch.unifei.edu.br/pch_const_out_oper/operacao.html , consultado em 13.10.2006.

ELETROBRÁS - http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp- consultado em 23.08.2006.

ELETROBRÁS - http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm - acesso em..25.06.2007

ENCICLOPÉDIA BRITÂNICA - http://www.britannica.com/memberlogin - acesso em..15.05.2007

ELETROBRÁS - http://www.eletrobras.com.br/elb/portal/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm acesso em 12.02.2007.

LIGHT - http://www.light.com.br/web/institucional/cultura/ccl/memoria/cronologia/tecronologia_1900.asp?mid=86879428722872277228 – consultado em 15.05.2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=914 – consultado em 22.02.2007, 13.03.2007, 14.03.2007 e 25.03.2007.

POINTCARBON - http://www.pointcarbon.com/ - última consulta 22/07/2008.