



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Economia, Administração e
Contabilidade – Face
Departamento de Economia
Programa de Pós-Graduação em Economia

**USINA HIDRELÉTRICA A FIO D'ÁGUA OU RESERVATÓRIO?
SUBSÍDIOS À TOMADA DE DECISÃO POR MEIO DE ANÁLISE
CUSTO-EFETIVIDADE**

IGOR MATOS SOARES

Brasília, DF
2017



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Economia, Administração e
Contabilidade – Face
Departamento de Economia
Programa de Pós-Graduação em Economia

USINA HIDRELÉTRICA A FIO D'ÁGUA OU RESERVATÓRIO? SUBSÍDIOS À TOMADA DE DECISÃO POR MEIO DE ANÁLISE CUSTO-EFETIVIDADE

IGOR MATOS SOARES

Dissertação apresentada como requisito para a obtenção de título de Mestre em Gestão Econômica do Meio Ambiente do Programa de Pós-Graduação em Economia do Departamento de Economia da Universidade de Brasília.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Denise Imbroisi

Brasília, DF
2017

IGOR MATOS SOARES

**USINA HIDRELÉTRICA A FIO D'ÁGUA OU RESERVATÓRIO? SUBSÍDIOS
À TOMADA DE DECISÃO POR MEIO DE ANÁLISE CUSTO-EFETIVIDADE**

Dissertação aprovada como requisito para a obtenção do título de Mestre em Gestão Econômica do Meio Ambiente do Programa de Pós-Graduação em Economia, Departamento de Economia da Universidade de Brasília, por intermédio do Centro de Estudos em Economia, Meio Ambiente e Agricultura - CEEMA. Comissão Examinadora formada pelos professores:

Prof^a. Dr^a. Denise Imbroisi
Departamento de Economia - UnB

Prof. Dr. Jorge Madeira Nogueira
Departamento de Economia - UnB

Prof. Dr. Augusto Ferreira Mendonça
Examinador externo

Brasília, 29 de junho de 2017

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora, professora Denise Imbroisi, por ter acreditado na ideia do projeto desde o início e pelas sugestões durante o desenvolvimento da dissertação.

Aos professores do mestrado, principalmente Jorge Nogueira, Pedro Zuchi e Jorginho, pelas valiosas informações transmitidas durante o mestrado.

Aos amigos da turma de mestrado, especialmente André, Paulo e Victor, pelo convívio durante esses anos e pelo incentivo mútuo para a conclusão do mestrado.

À minha família, meu pai Pedro (*in memoriam*), meus irmãos Jeferson, Alcides e Larissa, minhas cunhadas Taís e Sandra, e meus sobrinhos Laís e Ian, Sarah, Pedro e Mariah, e Gabriel, por serem a base da minha formação e serem exemplos para mim.

À Patrícia, que passou por todas as angústias e dificuldades do mestrado junto comigo, agradeço pelo companheirismo, amor e por não ter me deixado desanimar durante esses anos. Obrigado por tudo!

Por fim, além de agradecer, quero dedicar este trabalho à memória de minha mãe, dona Vanderlice, por ter feito de tudo para que nos tornássemos o que somos hoje e por ter sempre lutado pelo seu sonho de que nunca parássemos de estudar.

“There ain’t no such thing as a free lunch.”

Frase americana popular no século XIX

RESUMO

A principal fonte de geração de energia no Brasil é a hidrelétrica. Entretanto, há lacuna de informação quanto à eficiência da decisão pela implantação de determinados projetos hidrelétricos. Desta forma, este trabalho avalia, utilizando a análise custo-efetividade, se a decisão pela implantação de usinas hidrelétricas com menor capacidade de geração de energia é eficiente sob o ponto de vista econômico, incluindo nesta análise os impactos sociais e ambientais destes empreendimentos. São avaliados também os custos de geração de energia complementar à hidrelétrica por meio de outro tipo de fonte de geração de energia, as termelétricas. Os projetos analisados na dissertação foram a UHE Capanema e a UHE Baixo Iguaçu. A primeira hidrelétrica previa energia firme de 466 MW médios, contra 172,8 MW médios da segunda. Assim, foi estimada uma geração de energia complementar à UHE Baixo Iguaçu de 293,2 MW médios por meio de uma termelétrica a gás de ciclo combinado, de forma a comparar as duas alternativas. Os custos avaliados foram os financeiros – construção, operação, manutenção, realocação da população e o Plano Básico Ambiental do licenciamento – e os custos ambientais – perda de Mata Atlântica, sequestro de carbono e emissão de CO₂. Os resultados demonstraram que a UHE Capanema é mais custo-efetiva, com um índice custo-efetividade de 32,99 R\$/MWh, se comparada à geração pela UHE Baixo Iguaçu associada à termelétrica, com índice de 52,28 R\$/MWh. Desta forma, recomenda-se que a decisão pela implantação de projetos de geração de energia considere mecanismos para a inclusão dos custos sociais e ambientais, não abordando somente os custos financeiros nas avaliações. Além disso, sugere-se que sejam incorporadas ferramentas econômicas na análise das escolhas públicas quanto ao tipo de fonte de geração para a matriz brasileira, de forma a disponibilizar a melhor informação possível para que a decisão traga uma melhor alocação de recursos.

Palavras-chave: análise custo-efetividade, usinas hidrelétricas, usinas termelétricas, índice custo-efetividade, custos sociais e ambientais.

ABSTRACT

The main source of energy generation in Brazil is the hydroelectric power. However, there is a lack of information regarding the effectiveness of the decision for the implementation of hydroelectric power station projects. This work evaluates, using the cost-effectiveness analysis, whether the decision for the implementation of hydroelectric plants with less power generation capacity is economically efficient, including in the analysis the social and environmental impacts of these projects. It also evaluates the costs of generating complementary energy through another type of power generation source, the thermoelectric. The projects analyzed were the hydroelectric power stations of Capanema and Baixo Iguaçu. The first hydroelectric had assured energy of 466 MW, compared to 172.8 MW of the second. Thus, a complementary to Baixo Iguaçu, was estimated an assured energy of 293.2 MW by a combined-cycle gas thermoelectric plant, to compare the two alternatives. The costs evaluated were financial - construction, operation, maintenance, reallocation of population and environmental licensing programs - and environmental costs - loss of the Atlantic Forest, carbon sequestration and CO₂ emission. The results showed that the Capanema dam is more cost-effective, with a cost-effectiveness index of 32.99 R\$/MWh, compared to the generation by the Baixo Iguaçu plant associated to the thermoelectric plant, with an index of 52.28 R\$/MWh. Therefore, it is recommended that the decision for the implementation of energy generation projects consider mechanisms for the inclusion of social and environmental costs, not only addressing the financial costs in evaluations. In addition, it is suggested that economic tools be included in the analysis of public choices regarding the type of generation source for the Brazilian matrix, to provide the best possible information for the decision to bring a better allocation of resources.

Keywords: cost-effectiveness analysis, hydroelectric power station, thermoelectric power station, cost-effectiveness index, social and environmental costs.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Lista de Figuras

Figura 1 – Mapa da UHE Capanema – Estado do Paraná	42
Figura 2 – Mapa da UHE Baixo Iguaçu – Estado do Paraná	43
Figura 3 – Imagem de satélite com localização aproximada dos barramentos da UHE Capanema e UHE Baixo Iguaçu.	53

Lista de Quadros

Quadro 1 - Exemplos de estudos que utilizaram a análise custo-efetividade em diferentes países.....	23
Quadro 2 - Exemplos de estudos que utilizaram análise custo-efetividade no Brasil.....	25
Quadro 3 - Dados comparativos da UHE Capanema e da UHE Baixo Iguaçu	44
Quadro 4 – Valor bruto nominal da produção agropecuária em 2015 no Município de Céu Azul	58

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Custo de construção da UHE Capanema.....	50
Tabela 2 – Custo de construção da UHE Baixo Iguaçu.....	51
Tabela 3 – Custo de realocação da população da UHE Capanema e da UHE Baixo Iguaçu	54
Tabela 4 – Custo anual de operação e manutenção da UHE Capanema e da UHE Baixo Iguaçu.....	54
Tabela 5 – Custo anual de apoio financeiro aos municípios pela utilização dos recursos hídricos e ocupação do solo pela UHE Capanema e UHE Baixo Iguaçu	56
Tabela 6 – Custo anual pela perda de Mata Atlântica preservada na área alagada pela UHE Capanema	59
Tabela 7– Custo anual do sequestro de carbono na área das hidrelétricas	60
Tabela 8 – Parâmetros técnico econômicos de termelétricas a gás natural	61
Tabela 9 – Custo de construção da termelétrica a gás de ciclo combinado	62
Tabela 10 – Custo fixo anual da termelétrica	63
Tabela 11 – Custo variável anual da termelétrica.....	63
Tabela 12 – Custo anual da aquisição de gás natural para operação da termelétrica	64
Tabela 13 – Custo anual pela emissão do gás carbônico pela termelétrica	65
Tabela 14 – Custos totais das hidrelétricas e termelétrica e valor presente líquido.	65

Tabela 15 – Energia gerada total pelas hidrelétricas e pela termelétrica durante o tempo de operação avaliado	67
Tabela 16 – Resultado do índice custo-efetividade dos projetos analisados ...	68
Tabela 17 – Resultados da análise de sensibilidade com alteração da taxa de desconto para 8 e 16% ao ano.	70
Tabela 18 – Resultados da análise de sensibilidade da variação do preço do gás natural da termelétrica	71

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

ACB – Análise custo-benefício

ACE – Análise custo-efetividade

ANA – Agência Nacional de Águas

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica

APP – Área de preservação permanente

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CMB – Comissão Mundial de Barragens

Comase - Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico

CFURH – Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

EIA – Estudo de Impacto Ambiental

Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Eletrosul – Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

EPA – *United States Environmental Protection Agency* (Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos)

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GEE – Gases do efeito estufa

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)

O&M – Operação e Manutenção

PBA – Plano Básico Ambiental

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental

SIN – Sistema Interligado Nacional

SNUC – Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza

TAR – Tarifa atualizada de referência

TGCC – Turbina a gás de ciclo combinado

TGCS – Turbina a gás de ciclo simples

UHE – Usina hidrelétrica

UTE – Usina termelétrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	12
CAPÍTULO 1. A ANÁLISE CUSTO-EFETIVIDADE	15
1.1. Os pressupostos da análise custo-efetividade	15
1.2. A ACE e a composição dos índices custo-efetividade.....	18
1.3. A ACE no Brasil e algumas experiências internacionais	21
CAPÍTULO 2. O PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO NA IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS.....	27
2.1. A economia e o processo decisório.....	27
2.2. O planejamento hidrelétrico no Brasil e a tomada de decisão	30
CAPÍTULO 3. MÉTODOS E PROCEDIMENTOS.....	39
3.1. Introdução.....	39
3.2. A UHE Capanema e a UHE Baixo Iguaçu.....	41
3.3. Impactos ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica.....	44
3.4. Medida de efetividade e índice custo-efetividade.....	46
3.5. Análise de sensibilidade.....	47
CAPÍTULO 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	49
4.1. Custos das hidrelétricas.....	49
4.2. Custos da termelétrica	61
4.3. Custos totais das hidrelétricas e da termelétrica	65
4.4. Resultado da efetividade.....	66
4.5. Índice custo-efetividade	67
4.6. Análise de sensibilidade.....	70
CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXO	85
APÊNDICES	86

INTRODUÇÃO

As usinas hidrelétricas são a maior fonte de geração de energia no Brasil, sendo responsáveis por aproximadamente 61% da capacidade instalada dos empreendimentos em operação (ANEEL, 2017a). Dentro dos projetos de hidrelétricas, existem dois modelos principais de engenharia de construção: as usinas com reservatório de acumulação, que regulariza o fluxo do rio, e as usinas a fio d'água, com reservatório reduzido, insuficiente para a regularização do rio. A geração de energia, então, pode ser variável em hidrelétricas a fio d'água, por serem dependentes do fluxo hídrico.

As restrições ambientais no Brasil são determinantes para adoção de projetos com elevada capacidade instalada e baixa ou nenhuma capacidade de armazenamento (GOMES, 2012). O mesmo autor destaca que a maior participação de hidrelétricas de grande porte sem reservatórios implica em consequências diversas para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), como: menor manobra para controle de cheias; maior exigência dos reservatórios; e maior despacho termelétrico para atender às exigências sazonais da carga.

Jager e Bevelhimer (2007), em relação às hidrelétricas a fio d'água, alertam para o fato de que as variações anuais dos fluxos nos reservatórios, dentre outras questões desconhecidas, contribuem para incertezas econômicas mais do que a forma de operação da hidrelétrica. Os autores também demonstram preocupação para o fato da diminuição da eficiência da operação, o maior custo de energia de combustíveis fósseis para complementar a energia hidrelétrica em horário de pico de demanda e os custos negativos das externalidades ambientais. Cabe ressaltar que um maior uso de combustíveis fósseis contribui para o aumento das emissões de poluentes, principalmente os gases do efeito estufa.

Rosa (2007), Gomes (2012) e Tancredi e Abbud (2013) também têm destacado este problema com a adoção por este tipo de projeto de hidrelétrica na diminuição da capacidade instalada do sistema, demonstrando preocupação, inclusive, pela maior dependência das termelétricas. Não obstante, a busca pela oferta de energia oriunda de recursos hídricos ainda é crescente, tendo o país expandido a oferta principalmente na região amazônica. Segundo Gomes

(2012), o potencial hidrelétrico inexplorado nesta região é de aproximadamente 85%.

E ainda, como os recursos hidrelétricos do país são grandes, há muito espaço para a sua expansão, seja com grandes hidrelétricas, quando as interferências ambientais forem controladas, ou com usinas hidrelétricas de pequena escala, que podem prover áreas rurais. No entanto, deve ser considerada a questão das chuvas imprevisíveis, o que pode exigir atenção especial para este tipo de oferta (GUERRA *et. al*, 2015).

Desta forma, sob o ponto de vista econômico, há dúvida se a decisão pela implantação de projetos de menor capacidade está alocando os recursos da melhor forma possível. Além disso, uma vez que a implantação destes empreendimentos causa impactos ao meio ambiente e à população, estas questões também devem ser avaliadas no processo de tomada de decisão, já que para o tomador de decisão, as informações devem ser qualificadas e disponíveis.

Neste sentido, esta dissertação avalia, utilizando a análise custo-efetividade (ACE), se a decisão pela implantação de hidrelétricas com menor capacidade de geração de energia é eficiente sob o ponto de vista econômico. Avaliará também os custos de geração de energia complementar às hidrelétricas por meio da geração termelétrica.

O presente trabalho está estruturado em 4 capítulos, além desta introdução. O primeiro capítulo aborda a análise custo-efetividade, discorrendo sobre as premissas e os usos dessa ferramenta. Além disso, traz uma descrição dos passos para a realização de uma ACE e aborda análise dos custos e das medidas de efetividade. Por fim, o capítulo informa os usos da ferramenta no Brasil e em alguns países, destacando o seu uso nos projetos de geração de energia.

O segundo capítulo trata da tomada de decisão na implantação de projetos do Brasil, abordando a questão econômica neste tema. Em seguida, o capítulo aborda o planejamento hidrelétrico brasileiro e a tomada de decisão, informando principalmente sobre a avaliação econômica e ambiental na decisão pela implantação de usinas hidrelétricas.

O capítulo 3 traz os métodos e procedimentos utilizados na dissertação. Inicialmente, o capítulo informa sobre os projetos escolhidos para o estudo de caso e o método adotado. Em seguida, aborda os dois projetos hidrelétricos usados no trabalho e também os principais impactos ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica. Finalmente, informa sobre o método relacionado à escolha da medida de efetividade e do índice custo-efetividade, e aborda a análise de sensibilidade utilizada.

O quarto capítulo aborda os resultados e discussão, apresentando os cálculos dos custos e da efetividade de cada projeto. Além disso, traz os resultados do índice custo-efetividade e da análise de sensibilidade e apresenta a discussão destes resultados.

Por fim, são apresentadas as considerações finais, com as conclusões do trabalho e a sugestão de temas para novos trabalhos e para a tomada de decisão sobre a geração de energia no Brasil.

CAPÍTULO 1. A ANÁLISE CUSTO-EFETIVIDADE

1.1. Os pressupostos da análise custo-efetividade

A eficiência econômica está diretamente relacionada com a teoria do bem-estar, pois para maximizar o bem-estar de determinada sociedade deve-se buscar alocar de forma racional os recursos e minimizar os custos das atividades econômicas (HANLEY e SPASH, 1993). Neste contexto, está a avaliação econômica de projetos, sejam eles de iniciativa privada ou governamentais, pois estes utilizam recursos financeiros e ambientais, bem como fornecem serviços para a sociedade.

Os custos externos ambientais são custos que, embora representem o verdadeiro custo para a sociedade, não aparecem na demonstração de lucros e perdas das empresas, tendo como um dos principais custos a degradação ambiental. Os custos sociais são, então, os custos privados mais os custos externos (FIELD e FIELD, 2014). A utilização de ferramentas para a avaliação tenta, desta forma, verificar como estão sendo alocados os recursos necessários para a implantação dos projetos.

Dentre os procedimentos auxiliares de escolha de instrumento de gestão ambiental destacam-se a análise custo-benefício (ACB) e a análise custo-efetividade. Essas duas ferramentas tornam explícitas as controvérsias envolvendo o processo de tomada de decisões de política pública. Antes, os problemas ambientais eram considerados menos complicados; entretanto, com a inclusão desta temática cada vez mais evidente, a necessidade de utilizar procedimentos mais complexos, como a ACB e ACE, também se evidenciou. Essas ferramentas passaram a ser amplamente usadas em situações onde existem alternativas para se alcançar um determinado objetivo (NOGUEIRA e PEREIRA, 1999).

A necessidade de incluir a dimensão ambiental de forma mais abrangente na avaliação de projetos levou a ACB a considerar o valor econômico total, com a estimativa do benefício líquido da preservação da não execução do projeto, com o meio ambiente basicamente intocado. A ideia é que, em certas circunstâncias, o meio ambiente inalterado presta serviços relevantes, que seriam eliminados com a implantação do projeto. Esses são os benefícios da

preservação (MUELLER, 2007). Entretanto, Nogueira e Pereira (1999), destacam que este instrumento tem dificuldades teóricas e práticas na sua aplicação, como a dificuldade de se valorar alguns custos e benefícios, principalmente para as políticas, planos e programas voltados para a conservação da diversidade biológica.

Por sua vez, a ACE, definida como a técnica que leva em conta os custos e efeitos de selecionar alternativas, torna possível escolher as que proveem os melhores resultados para qualquer determinado dispêndio de recursos ou aquela que minimize a utilização de recursos para qualquer determinado resultado (LEVIN e MCEWAN, 2000). De um modo geral, a ACE consiste em estimar os custos mínimos para se atingir certo padrão ambiental. A decisão pelo nível ótimo do padrão ambiental é feita por uma opção política, idealmente embasada em critérios técnicos (NOGUEIRA e PEREIRA, 1999).

Já segundo Field e Field (2014), a análise custo-efetividade considera o objetivo dado e calcula os custos das várias alternativas de alcançar determinada meta ou padrão ambiental (FIELD e FIELD, 2014). E também, exigindo um considerável nível de sofisticação para ser aplicado, este procedimento pode possibilitar que melhorias ambientais sejam significativas, uma vez que permite o estabelecimento de metas ambientais a qualquer nível desejável. No entanto, o instrumento tende a minimizar considerações sobre equidade e a incrementar a possibilidade de ingerência não-técnica (NOGUEIRA e PEREIRA, 1999).

Quando custos são combinados com medidas de efetividade e todas as alternativas podem ser avaliadas de acordo com os seus custos e sua contribuição para alcançar o mesmo critério de efetividade, existem os ingredientes para uma análise custo-efetividade. Desta forma, pode-se assumir que (a) apenas programas com metas idênticas ou parecidas podem ser comparados e (b) uma medida comum de efetividade pode ser utilizada para avaliá-los. Os dados de efetividade podem ser combinados com custos a fim de fornecer uma avaliação de custo-efetividade que permitirá a seleção dessas abordagens que fornecem o máximo de efetividade por nível de custo ou que requeira o menor custo por nível de efetividade (LEVIN e MCEWAN, 2000).

A ACE é o instrumento que requer uma combinação de dados de custos com dados de efetividade de uma determinada avaliação para criar uma

comparação de custo-efetividade. A ferramenta presta-se bem a avaliar alternativas que estão sendo consideradas para alcançar uma determinada meta (LEVIN e MCEWAN, 2000).

No entanto, a maior desvantagem é que se pode comparar as taxas somente entre alternativas com metas similares. Assim, não se pode comparar alternativas com metas diferentes nem se pode efetuar uma determinação geral se o programa vale a pena em sentido absoluto. Portanto, se uma alternativa é relativamente mais custo-efetiva do que outras, não se pode afirmar se os benefícios totais excedem os custos totais, já que isto só pode ser avaliado em uma análise custo-benefício (LEVIN e MCEWAN, 2000).

E ainda, a ideia de estimar os custos mínimos para alcançar determinado nível faz com que a análise custo-efetividade fique vulnerável à crítica de que não sendo eficiente a escolha de determinada política, a alocação é igualmente não-eficiente. Apesar disso, a ACE não apresenta uma dificuldade já demonstrada na ACB, que é de valorar todos os custos e benefícios em unidades monetárias (NOGUEIRA e PEREIRA, 1999).

A análise custo-efetividade pode ser realizada *ex ante* ou *ex post*. No primeiro caso, as estimativas de efetividade e custos são comparadas, a fim de que seja apontado o melhor projeto ou política. No segundo, os custos passados e os resultados alcançados são comparados para avaliar o custo-efetividade da política (PEARCE *et al.*, 1999 citados por BRANCO, 2008).

A ACE, como demonstrado, é uma importante ferramenta na avaliação de políticas, planos, programas. Destaca-se sua utilização nas áreas de saúde e meio ambiente (GULLO e PORTO JÚNIOR, 2012). A análise custo-efetividade foi aplicada, inclusive, para a comparação de instrumentos econômicos, como o sistema de permissões, com instrumentos de comando e controle, como percentual igual de redução e padrões uniformes de concentração de efluentes (O'RYAN, 2006).

Além disso, a ferramenta é indicada pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos como uma das opções para a avaliação de projetos (EPA, 2000). O Banco Mundial também a utiliza para a avaliação econômica de projetos (WORLD BANK, 1997). Na Europa, a ACE é utilizada como ferramenta

de avaliação da *Water Framework Directive – WFD*. Esta diretiva trata da inclusão da avaliação econômica no manejo e decisões políticas relativas ao uso da água (BALANA *et al.*, 2011).

Weitzman (1998), em artigo seminal, construiu uma metodologia, utilizando a ACE, como ranking de projetos relacionados à determinação de prioridades para a conservação da biodiversidade, principalmente relativas às espécies ameaçadas de extinção (WEITZMAN, 1998). Na Austrália, a análise custo-efetividade foi utilizada para avaliar duas políticas de conservação da biodiversidade do país, a de benefícios para proprietários de terra que conservam os recursos naturais e as de compensação dos danos à biodiversidade em outras áreas (DOOLE *et al.*, 2014).

Além destas áreas, a análise custo-efetividade tem sido aplicada para a avaliação de diversos tipos de políticas. Podem ser destacados: tratamento de esgoto (JARDIM JÚNIOR *et al.*, 2012; BARROS, 2014); investimentos no setor de energia (RUET, 2006); geração de energia (KOSNIK, 2010; QUINTAS *et al.*, 2012); hidrelétricas (MONTI, 2003); aplicação de agrotóxicos (BRANCO e NOGUEIRA, 2011) e transportes (ILIOPOULUS e ROZAKIS, 2010; KOK *et al.*, 2011).

No entanto, são raras as aplicações de ACE em problemas ambientais brasileiros e em procedimentos decisórios no país. Há que se ressaltar, também, que o uso de outras ferramentas ou método de auxílio à decisão, concepção e avaliação das políticas ambientais é limitado. Entretanto, os custos relacionados ao uso desses métodos são superados por ineficiências geradas por decisões tomadas sem critérios, de forma *ad hoc* e explicadas pela inércia da tradição da política ambiental brasileira (NOGUEIRA e PEREIRA, 1999).

1.2. A ACE e a composição dos índices custo-efetividade

Para a realização da ACE são utilizados os seguintes passos, tendo como base os trabalhos de Booth *et al.* (1997) citados por Branco (2008) e Levin e McEwan (2000):

- i) identificar o problema a fim de que este seja bem compreendido;
- ii) definir as alternativas a serem comparadas;
- iii) definir o público que vai ter acesso a ACE;

- iv) identificar os custos que serão empregados na análise e atribuir valores a esses custos, tendo-se o cuidado de evitar a dupla contagem;
- v) organizar uma tabela com os diferentes custos a fim de obter o custo total;
- vi) definição da taxa de desconto que envolve trazer o valor dos custos que acontecem em diferentes momentos do tempo para obter o valor presente destes;
- vii) definir as medidas de efetividade que devem refletir o máximo possível o objetivo das alternativas;
- viii) determinar o índice custo-efetividade;
- ix) avaliar os índices e determinar o mais custo-efetivo;
- x) realizar a análise de sensibilidade que visa estimar a estabilidade da conclusão do trabalho através da variação de algumas premissas.

Dentre as etapas apresentadas, uma das questões mais importantes na aplicação é a escolha da medida de efetividade a ser utilizada. Entretanto, a escolha da medida de efetividade pode ser um problema. Pearce *et al.* (2006) destacam que na ACB, o princípio é que os benefícios são medidos por preferências individuais, a partir do juízo de valor do consumidor ou cidadão. Isso equivale a dizer que os indivíduos são os melhores juízes do seu próprio bem-estar. Teoricamente, o mesmo julgamento de valor pode ser utilizado na ACE, ou seja, o parâmetro de efetividade poderia ser baseado em algum levantamento de preferências em uma amostra aleatória de indivíduos. No entanto, na prática, a ACE tende a utilizar indicadores de efetividade escolhidos por especialistas, como justificativa que os peritos são mais bem informados do que indivíduos e que o processo de escolha é mais rápido e com menores custos do que induzir atitudes de indivíduos (PEARCE *et al.*, 2006).

A medida de efetividade escolhida deve refletir, o mais próximo possível, o objetivo principal das alternativas. Projetos com objetivos diferentes terão indicadores de efetividade totalmente diferentes, portanto, não poderão ser comparados utilizando a análise custo-efetividade como ferramenta. Assim, não se pode subestimar os desafios envolvidos na escolha de uma medida adequada de efetividade e os perigos envolvidos em uma escolha inadequada. Faz pouco sentido investir tempo e recursos em medidas precisas de custos e em um

desenho rigoroso de avaliação se o parâmetro de efetividade não é adequado. Portanto, na escolha das medidas de efetividade, é necessário considerar dois conceitos gerais: confiabilidade e validade (LEVIN e MCEWAN, 2000).

Na análise de custo, por sua vez, é desejável verificar o custo de uma intervenção nos termos do valor dos recursos que foram ou serão utilizados. Para fazer isso, é necessário construir uma abordagem lógica e direta conhecida como o modelo de ingredientes. Basicamente, o modelo de ingredientes requer que se especifique todos os ingredientes requeridos no projeto e depois seja dado um valor a cada um deles. Desta forma, o valor total do custo é estabelecido, assim como o custo por unidade de efetividade, benefício ou utilidade. Assim, utilizando este método, o custo de cada alternativa pode ser determinado (LEVIN e MCEWAN, 2000).

Apesar disso, os mesmos autores ressaltam que a análise de custo não pode basear-se somente em documentos orçamentários ou de despesas. Logicamente, estes documentos podem fornecer dados importantes, mas não podem ser a principal fonte para a construção de estimativas de custo, mas como uma fonte suplementar de informação.

O custo total da alternativa pode ser dito, então, como o custo do sacrifício feito pela sociedade, ou o valor pelo qual se deve desistir, para realizar o projeto. O custo total, então, é o custo de oportunidade para a sociedade de implantar o projeto, plano ou programa no lugar de se utilizar os recursos em sua mais produtiva alternativa (LEVIN e MCEWAN, 2000).

Há que se ressaltar também que a ACE pode ser realizada sem a necessidade de determinar valores em unidades monetárias. Nogueira e Pereira (1999) apresentam exemplos de índices que podem ser utilizados na análise custo-efetividade de projetos ambientais: (i) unidade de proteção ambiental conseguida por unidade monetária gasta num determinado programa; (ii) unidade de proteção ambiental conseguida em diferentes programas com custos iguais; (iii) custo por unidade de proteção ambiental conseguida; e (iv) custo de programas que atingem um mesmo padrão de proteção ambiental.

Kok *et al.* (2011) destacam que, além das diferenças fundamentais entre os variados tipos de políticas e de opções para se alcançar determinado objetivo,

que inerentemente resultam em diferentes índices de custo-efetividade, escolhas metodológicas diferentes e os conjuntos de premissas são outra fonte importante de variação no resultado da ACE. A falta de consistência entre os estudos de custo-efetividade pode resultar em interpretações erradas, confusão e tomada de decisão com informações deficientes.

Por fim, na ACE, o indicador de efetividade, então, é o objetivo a ser alcançado em determinada política. A divisão dos custos pelo indicador produz, por sua vez, os índices de custo-efetividade que podem ser ordenados e empregados para ajudar em decisões de escolhas de políticas, programas ou projetos (LAHIRI *et al.*, 2005; VAN DER VEEREN, 2005 citados por BRANCO e NOGUEIRA, 2011). Assim, este índice deverá representar a efetividade, ou o ganho que será alcançado, bem como o seu custo para a sociedade, de forma a não representar somente os custos financeiros de determinado projeto, de forma a fornecer subsídios robustos para a tomada de decisão.

1.3. A ACE no Brasil e algumas experiências internacionais

Os índices apresentados nas análises de custo-efetividade utilizam diversos custos e medidas de efetividade. Desta forma, foi feito um levantamento da aplicação da ACE no Brasil e em outros países com o intuito de serem verificados os índices e suas composições nos diversos tipos de políticas setoriais. Deve ser ressaltado que não foram encontrados muitos trabalhos que utilizaram esta ferramenta, uma vez que a maior parte da utilização da análise custo-efetividade é em trabalhos na área da saúde, que não será abordada nesta dissertação. O Quadro 1 apresenta os estudos realizados em diferentes países.

Analisando o quadro, pode-se observar que, a despeito da possibilidade de serem utilizados índices físicos, os estudos utilizaram os custos em unidades monetárias. Esses custos utilizaram valores obtidos principalmente de custos diretos despendidos para a implantação do projeto ou política apresentada no estudo. No caso do estudo elaborado por Kok *et al.* (2011), que é uma revisão de diversos estudos, também foram utilizados custos sociais na análise custo-efetividade. Iliopoulus e Rozakis (2010), além dos custos financeiros para o funcionamento das companhias produtoras de biodiesel, também abordaram a emissão de CO₂ que foi evitada dentro de cada estratégia avaliada. Esta é uma informação importante considerando-se que a emissão de CO₂ é um tema em

voga, uma vez que o gás carbônico é um dos principais componentes dos gases do efeito estufa.

Observa-se também, como abordado na teoria da ACE, que foram comparadas estratégias diversas, mas que tinham objetivos em comum. Por exemplo, Park e Lim (2009) avaliaram duas estratégias para a redução de emissão de gás carbônico e Trepel (2010) também avaliou duas estratégias para a diminuição da carga de nitrogênio e fósforo lançados em áreas úmidas. Este autor inclusive destaca que o indicador utilizado de custo-efetividade foi um indicador ecológico-econômico, considerando que as áreas úmidas fornecem serviços ambientais.

Os estudos também compararam o mesmo tipo de projeto, como o estudo elaborado por Kosnik (2010), que comparou três tipos de hidrelétricas com potências diferentes. Apesar disso, esse autor, com a finalidade de avaliar a melhor opção de geração, também comparou o custo médio das hidrelétricas estudadas com o custo médio de implantação de termelétricas.

Quadro 1 - Exemplos de estudos que utilizaram a análise custo-efetividade em diferentes países

Autores	Setor/País	Itens Comparados	Índice	Composição dos custos
Kok <i>et al.</i> (2011)	Transportes – Diversos Países	Revisão de diversos estudos com ACE em transportes	Custos (US\$) / CO ₂ equivalente reduzido	Custos privados e custos sociais dependendo do estudo.
Iliopoulos e Rozakis (2010)	Energia – Grécia	Companhias produtoras de biodiesel em diversos cenários econômicos.	Custos (€) / Litros de Biodiesel	Custos de produção, distribuição, manutenção. Foi considerado o CO ₂ equivalente reduzido.
Park e Lim (2009)	Energia elétrica – Coréia do Sul	Duas formas de mitigar emissões de projetos de geração de energia por combustíveis fósseis: abatimento direto e <i>cap-and-trade</i> .	Custo marginal de abatimento (€) / Ton CO ₂	Estimativa de custo marginal de abatimento médio dos projetos e o preço de mercado de carbono na Europa.
Trepel (2010)	Recursos hídricos – Alemanha	Comparação de tratamento de efluentes e restauração de áreas úmidas na redução de lançamento de nitrogênio e fósforo.	Custos (€) / Kg de nutrientes.	Custos financeiros gastos em projetos obtidos em fontes oficiais
Ruet (2006)	Energia elétrica – Índia	Formas de aumento de oferta de energia: implantação de novos projetos; novos projetos e melhoria dos projetos já existentes; novos projetos e diminuição das perdas técnicas; e diminuição das perdas não técnicas oriundas dos usuários.	Custos (Rúpias) / GW	Custos financeiros fixos da construção e variáveis, como combustíveis. Considerando a geração, transmissão e distribuição.
Kosnik (2010)	Energia elétrica – Estados Unidos	Pequenas hidrelétricas (1 a 30 MW), Mini hidrelétricas (1 a 100 kW), Micro hidrelétricas (< 100 kW) e termelétricas.	Custos (US\$) / kW	Custos de construção, subestação e linhas de transmissão.

Fonte: Elaborado pelo autor com informações dos estudos citados

Em relação aos estudos realizados no Brasil, percebe-se, da mesma forma dos estudos realizados no mundo, que a maioria utilizou custos financeiros na composição dos custos (Quadro 2). No entanto, Branco e Nogueira (2011), utilizaram custos ambientais no cálculo, uma vez que foram valorados os custos do uso da água e também relativos à emissão de gás carbônico.

Há também o caso em que não foram utilizados valores monetários, como no trabalho elaborado por Costa *et al.* (2015), uma vez que foi utilizado o tempo despendido para que o tamanho da amostra obtida fosse considerado satisfatório. Outro estudo que não utilizou valores monetários foi o de Monti (2003), em que os custos utilizados foram a área alagada e a população realocada na implantação de hidrelétricas. Esta abordagem pode ser necessária quando não for possível obter os custos financeiros de um projeto, por exemplo. Segundo o autor, foram utilizados estes índices considerando o peso destes dois impactos é significativo no cômputo geral dos impactos deste tipo de empreendimento.

Já Quintas *et al.* (2012) utilizaram avaliações econômicas e ambientais no estudo, sendo descritos os impactos das hidrelétricas como a mudança de temperatura da água reservatório e a barreira física gerada pela barragem, o que gera impactos à biota e a economia local. No entanto, a avaliação ambiental não foi apresentada em valores monetários, mas apenas citada em relação à área de alagamento do reservatório, informando que para micro usinas hidrelétricas não é significativa. Além disso, informaram também que uso de combustíveis fósseis em geradores a diesel pode ser considerando um impacto importante ao meio ambiente, apesar de também não fazer parte dos cálculos da análise custo-efetividade.

Pode-se perceber que a medida de efetividade adotada, dentre os estudos que avaliam as mesmas políticas, utiliza medidas em comum, como o CO₂ para os transportes e a geração de energia em Watts para as políticas energéticas. Outra medida também comum para avaliar as políticas de saneamento é a DBO. Na política de energia, o indicador de efetividade pode ser utilizado para comparar diversas fontes de geração de energia, como termelétricas, eólicas, nucleares e hidrelétricas.

Quadro 2 - Exemplos de estudos que utilizaram análise custo-efetividade no Brasil.

Autores	Setor	Itens Comparados	Índice	Composição dos custos
Jardim Júnior <i>et al.</i> (2012)	Saneamento	Duas formas de implantação de Estações de Tratamento de Esgoto.	Custo (R\$) / Redução da DBO	Custos de construção, operação e manutenção das ETE.
Barros (2014)	Saneamento	Duas tecnologias de tratamento de esgoto: sistema de tratamento de esgoto individual e sistema de tratamento de esgoto coletivo.	Custo (R\$) / Redução da DBO	Custos de implantação dos sistemas.
Gullo e Porto Júnior (2012)	Saneamento	Tecnologias de abatimento de poluentes oriundos da indústria.	Custo marginal de abatimento (R\$) / Redução de DBO – DQO – Cromo – Ferro – Níquel	Custos de implantação, recuperação de capital, operação e manutenção.
Branco e Nogueira (2011)	Agricultura	Políticas de aplicação de agrotóxicos na lavoura de tomate: mistura indiscriminada de diferentes agrotóxicos sem regulamentação; proibição de misturas de agrotóxicos; permissão de mistura de agrotóxicos apenas quando os produtos forem comercializados pela mesma empresa; e proibição de misturas que apresentem riscos à saúde humana	Custo (R\$) /Toneladas de tomate por hectare.	Custos privados de pulverização e custos ambientais da água e emissão de CO ₂ .
Quintas <i>et al.</i> (2012)	Energia Elétrica	Dois tipos de micro usinas hidrelétricas e geradores a diesel.	Custos (R\$) / kWh	Custos de instalação e operação (combustíveis). O tamanho da área alagada foi abordado, mas não considerado nos cálculos.
Monti (2003)	Energia Elétrica	Dois grupos de usinas hidrelétricas na Amazônia Legal e no restante do Brasil.	Área inundada/ Potência instalada(MW) População realocada/ Potência instalada (MW)	Área inundada e população realocada.
Costa <i>et al.</i> (2015)	Monitoramento ambiental	Dois protocolos de monitoramento de animais atropelados: dois anos com frequência mensal e frequência semanal com periodicidade sazonal.	Não usou índice. Avaliou o esforço de amostragem e o tamanho da amostra.	Não foram aplicados custos financeiros. Foi analisado o tempo de amostragem em relação aos resultados.

Fonte: Elaborado pelo autor com informações dos estudos citados.

Fica evidente, portanto, que a escolha do índice custo-efetividade representa etapa fundamental para a realização de uma ACE. Cabe destacar que a ideia não é buscar todos os custos e benefícios do projeto, uma vez que isso aproximaria a avaliação de uma análise custo-benefício. A ACE busca verificar qual plano, programa ou projeto tem a melhor relação custo-efetividade dentre as opções avaliadas. No entanto, como os projetos são utilizadores ou poluidores de recursos ambientais e também causadores de impactos sociais, é recomendável que essas questões também entrem no escopo de análise da situação apresentada, de forma a representar os benefícios e custos oriundos das atividades ao meio ambiente e sociedade.

CAPÍTULO 2. O PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO NA IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS

2.1. A economia e o processo decisório

Todo projeto, programa, plano ou política tem aspectos positivos e negativos, sendo necessário analisar a relação entre eles. Para isso, é necessário que sejam avaliados, sob o ponto de vista econômico, considerando os seus efeitos sobre o meio ambiente e sociedade. Para isso, diversos critérios podem ser utilizados na avaliação de políticas, e, também de projetos, destacando a eficiência, custo-efetividade, equidade, incentivos para inovações tecnológicas, implementação e observância dos preceitos morais (FIELD e FIELD, 2014).

A alocação racional de recursos ou a minimização de custos está relacionada com a eficiência de Pareto, que diz que em uma alocação eficiente ninguém consegue aumentar o próprio bem-estar sem reduzir o bem-estar de alguma outra pessoa. A alocação é economicamente eficiente em um mercado competitivo, pois os excedentes do produtor e do consumidor são maximizados (PINDYCK e RUBINFELD, 2010).

A equidade é outro importante critério para avaliar uma política. Equidade é, antes de tudo, uma questão de moralidade e de como os custos e benefícios de melhorias ambientais devem ser distribuídos na sociedade. A equidade também é importante do ponto de vista da eficiência das políticas, porque elas podem não ser defendidas com tanto entusiasmo na arena política se forem consideradas não equitativas (FIELD e FIELD, 2014).

Entretanto, o processo de desenho de políticas públicas é um fenômeno político. Os resultados são afetados por diversas questões, como as influências políticas, e podem não se parecer com políticas públicas informadas e racionais e que promovam o bem-estar da sociedade. Isto, então, é motivo para que se busque garantir que as políticas e regulações ambientais tenham objetivos claramente declarados, meios bem elaborados e maneiras transparentes de avaliar resultados (FIELD e FIELD, 2014).

Algumas das questões que afetam as políticas são as falhas de mercado e as falhas de governo. As falhas de mercado podem surgir se houver

externalidades, como a poluição; ou se existem ineficiências associadas com estrutura do mercado, como um cartel. A falha do governo, por sua vez, pode surgir se o governo escolhe uma política, como subsidiar a energia, o que pode levar a um resultado ineficaz. Em certos casos, este resultado pode realmente reduzir a eficiência econômica global, em comparação com o *status quo*. Falhas de governo podem resultar de uma série de razões, como por exemplo, os políticos ou os reguladores podem simplesmente não ter incentivos para elaborar políticas eficientes (ANTHOFF E HAHN, 2009).

É importante, desta forma, o papel da economia no processo de implantação de políticas públicas. Apesar disso, Buarque (1984) destaca que as decisões de investimento eram realizadas, por muito tempo, seguindo a intuição dos empresários. Mas, gradualmente, o conhecimento econômico permitiu sua substituição por decisões lógicas, baseadas em pesquisas e estudos para determinar como e onde investir uma quantidade de capital: são os estudos de projeto (BUARQUE, 1984).

No que concerne às políticas ambientais, Field e Field (2014) destacam que elas não afetam somente o ambiente natural, mas também as pessoas. Isso significa que as decisões das políticas ambientais decorrem do processo político, um processo no qual, pelo menos em sistemas democráticos, pessoas e grupos se reúnem e competem por influência e controle. Interesses entram em conflito, coalizões mudam e vieses geram interferências. Políticas decorrentes desse processo podem ter pouca relação com o que pode ser considerado como abordagens eficientes dos problemas ambientais. Além disso, tem-se questionado a própria ideia de que um processo político democrático possa ou deva lutar para produzir políticas eficientes em algum sentido econômico técnico.

Cuadrado-Roura (1997) diz que a tomada de decisão na política econômica constitui um processo de grande complexidade, com diversos elementos envolvidos, além de diversas pessoas e instituições, que acabam por promover o surgimento de diversos problemas, fundamentalmente os relativos aos atrasos em sua aplicação e também nos seus efeitos. O autor destaca as seguintes etapas para o processo de tomada de decisão acerca de uma política: reconhecimento, análise, desenho, consultas, discussão parlamentar e execução.

Para Buarque (1994), durante a preparação de um projeto, as diversas etapas relacionam-se umas com as outras, devendo ser uma tarefa interdisciplinar e de equipe. Não é possível afirmar de forma definitiva, inclusive, qual etapa deve vir antes da outra. As etapas de um projeto não podem ser realizadas isoladamente e ser justapostas por um coordenador. Portanto, as etapas não se sucedem independentemente ou com uma dependência linear.

Ainda no que concerne às etapas, a análise, uma das etapas cruciais para a tomada de decisão, consiste precisamente em estudar os dados existentes para que sejam interpretados de forma adequada. A administração pública é o arquiteto crucial para esta etapa, atuando de modo a controlar o processo, analisando, por meio de seus gabinetes econômicos, a informação disponível. A preparação para informes de conjuntura, de estudos sobre ciclos e tendências econômicas constituem os eixos fundamentais da sua atuação. Importantes também são os esforços analíticos de outras instituições que dispõem de serviços de estudos, como bancos, entidades privadas e universidades. Sobre isso, em países com um sistema estatístico pouco desenvolvido, as informações destas entidades podem tomar um protagonismo significativo (CUADRADO-ROURA, 1997).

Segundo o Banco Mundial, existem essencialmente três tipos de decisão sobre os projetos, onde para cada critério é necessário: i) escolher a opção com menor custo para alcançar os mesmos benefícios; ii) escolher a melhor alternativa de projeto; iii) avaliar a viabilidade econômica da melhor opção. O primeiro tipo de decisão ocorre quando os benefícios não podem ser valorados para comparação com os custos do projeto. A proposta é alcançar o mesmo efeito no benefício com o menor custo. O segundo tipo ocorre nos estágios iniciais do projeto, quando estão sendo decididos critérios como a localização, escala, tamanho, dentre outras características. Custos, e em certa medida, benefícios podem diferenciar entre as alternativas mutuamente exclusivas. A proposta é escolher a melhor alternativa sob o ponto de vista da economia nacional. O terceiro tipo é a base para concordar em financiar um projeto ou não, uma vez que a melhor alternativa pode não ser viável economicamente. Neste caso, é necessária uma avaliação econômica da melhor alternativa de um projeto

(WORLD BANK, 1997). A primeira forma vai ao encontro da análise custo-efetividade.

Para economistas, fornecer melhores informações para o processo de decisão significa fazer estudos em que a eficiência econômica desempenha um papel central, mas não somente isso. Como o processo político é um processo em que a busca por conquistas individuais é um tema dominante, a economia ambiental tem que lidar com a questão da distribuição, ou seja, como os problemas e políticas ambientais afetam diferentes grupos da sociedade. É também papel dos economistas e cientistas fornecer informações aos decisores políticos sobre medidas alternativas (FIELD e FIELD, 2014).

Isto demonstra que ao se decidir por implantar determinado projeto, inúmeros fatores têm que ser levados em conta para que os recursos sejam alocados da melhor forma possível. Há que se considerar, também, que qualquer decisão governamental impacta diretamente a sociedade, seja pelos recursos públicos despendidos ou utilizados, seja pelos impactos diretos no modo de vida da população afetada pelas mudanças oriundas dos projetos.

2.2. O planejamento hidrelétrico no Brasil e a tomada de decisão

As questões sociais e ambientais foram inseridas no processo de planejamento do setor elétrico no Brasil a partir da publicação do “Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos” pela Eletrobras, em 1986. O documento orientava a forma de elaboração de estudos de meio ambiente por meio de diretrizes básicas para demonstrar a viabilidade do empreendimento sob o ponto de vista social e ambiental. Os estudos socioambientais¹, segundo o documento, dirigiam-se a três áreas: o meio físico, o meio biótico e o meio socioeconômico e cultural, em todo o território afetado pela implantação do empreendimento (PAPST, 2014).

Segundo a mesma autora, desta forma, fatores sociais e ambientais começaram a se tornar restritivos no processo de implantação de um empreendimento. Apesar disso, os impactos sociais e ambientais negativos

¹ Apesar das questões sociais não necessariamente serem questões ambientais, o termo socioambiental será também utilizado nessa dissertação considerando que diversos documentos como inventários, manuais e publicações de UHEs utilizam esta nomenclatura.

relevantes, identificados nos estudos, não eram contabilizados nos custos e não influenciavam a análise da viabilidade econômica do projeto.

Outra publicação do setor elétrico que buscou internalizar custos sociais e ambientais foi o “Referencial para Orçamentação dos Programas Sócio-Ambientais”, aprovado pela Resolução 201/1995 da Diretoria Executiva da Eletrobras. O documento trouxe diretrizes para a valoração dos custos sociais e ambientais do setor elétrico brasileiro nos projetos de geração hidráulica e térmica, sistemas de transmissão e redes de distribuição de energia. No documento, inicialmente, é colocada a preocupação em relação aos custos sociais e ambientais relacionados à competitividade do projeto e também na própria viabilidade de implantação. Além disso, buscou inserir no orçamento os custos efetivamente internalizados na avaliação dos projetos, como custos de controle, mitigação, compensação, monitoramento e institucionais (ELETROBRAS, 1994).

Estes custos foram definidos da seguinte maneira no documento:

- i) Custos de controle: custos incorridos para evitar ocorrência, total ou parcial, dos impactos socioambientais de um empreendimento.
- ii) Custos de mitigação: custos incorridos nas ações para a redução das consequências dos impactos socioambientais provocados por um empreendimento.
- iii) Custos de compensação: custos incorridos nas ações que compensam os impactos socioambientais provocados por um empreendimento nas situações em que a reparação é impossível.
- iv) Custos de degradação: custos externos provocados pelos impactos socioambientais de um empreendimento quando não há controle, ou dos impactos ambientais residuais quando da existência de controle, mitigação e/ou compensação.
- v) Custos de monitoramento: custos incorridos nas ações de acompanhamento e avaliação dos programas socioambientais.
- vi) Custos institucionais: custos incorridos na elaboração dos estudos socioambientais referentes às etapas de planejamento, de implantação e

de operação; na elaboração de estudos requeridos pelos órgãos ambientais; e na obtenção de licenças ambientais.

Assim, nem sempre o impacto ambiental é passível de mitigação ou compensação por valores monetários, dando-se origem, nestes casos, a custos de degradação. Como exemplo, foram citadas as perdas de biodiversidade pelo desmatamento ou a perda de sítios de valor histórico. Foi destacada, portanto, a importância de se incorporar às análises quantitativas dos custos ambientais as avaliações qualitativas relacionadas principalmente aos impactos que não são passíveis de uma expressão monetária (ELETROBRAS, 1994).

Apesar da iniciativa de se internalizar variáveis econômicas, percebe-se que as diretrizes buscaram avaliar estes custos sob o ponto de vista do interesse de se executar o projeto, tendo em vista seus custos de implantação. Entretanto, o planejamento ainda não abordava a necessidade de se avaliar as externalidades dos projetos como um todo para a sociedade e o meio ambiente.

Posteriormente, foi publicado o documento “Metodologia de Valoração das Externalidades Ambientais da Geração Hidrelétrica e Termelétrica com Vistas à sua Incorporação no Planejamento de Longo Prazo do Setor Elétrico”, pela Eletrobras (2000). Este documento buscou identificar metodologias de identificação das externalidades verificadas no setor elétrico que permitam internalizar os custos de degradação no planejamento do setor.

Este documento é uma continuidade dos trabalhos iniciados em 1991, pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – Comase, que criou o Grupo de Trabalho Custos Ambientais. Este Grupo propôs um conceito de custo socioambiental que atendesse às características do setor elétrico brasileiro e em seguida elaborou instrumentos e mecanismos para se proceder ao orçamento dos referidos custos. Estes trabalhos também foram base para o documento “Referencial para Orçamentação dos Programas Sócio-Ambientais”, citado anteriormente.

Há que se destacar a importância da iniciativa, pois os custos de degradação, não sendo incorporados nas contas, levam a uma alocação incorreta dos recursos. Assim, uma externalidade negativa não considerada no momento do planejamento pode se tornar no futuro um passivo ambiental a ser

imputado ao empreendedor. Existem também as externalidades positivas, que também devem ser incorporadas em qualquer avaliação social dos projetos, sob pena de inviabilizá-lo (ELETROBRAS, 2000).

O Grupo de Trabalho propôs instrumentos e procedimentos para a identificação e incorporação dos custos de controle, de mitigação, de compensação, de monitoramento e institucionais. Devido às dificuldades intrínsecas à natureza dos custos de degradação, estes ainda não haviam sido incorporados ao plano de contas do setor. A identificação e a valoração destes custos permitem uma caracterização global dos custos e benefícios no planejamento do setor elétrico (ELETROBRAS, 2000).

No documento, foram identificadas e selecionadas as principais externalidades ambientais provocadas pela geração termelétrica e hidrelétrica, e apresentadas as propostas de metodologias para que estas possam ser valoradas e inseridas no planejamento do setor elétrico. Isto permite a identificação e a incorporação dos custos de degradação ambiental dos empreendimentos na tomada de decisão.

Apesar disso, foi feita ressalva quanto à seletividade na identificação dos impactos e as respectivas externalidades, de modo a evitar a demora e os altos custos no processo, dificultando, de certa forma, o processo de internalização das externalidades no planejamento (ELETROBRAS, 2000). Em que pese a iniciativa ter buscado uma avaliação global dos custos, a indicação para que seja evitada a demora no processo, por exemplo, pode prejudicar a avaliação econômica, uma vez que se corre o risco de alguns impactos não serem valorados no procedimento.

Além disso, a Eletrobras vem estimando, desde 2003, a emissão de gases do efeito estufa (GEE) oriundos da geração de energia elétrica. Entretanto, a empresa não avalia as emissões das hidrelétricas sob a alegação de que não há um consenso científico internacional quanto a metodologia para estimar as emissões. Além das emissões de GEE, as emissões de óxido de enxofre e óxido de nitrogênio são calculadas para as usinas termelétricas (ELETROBRAS, 2015). Desta forma, para a tomada de decisão quanto a matriz elétrica brasileira, esta é uma informação que pode vir a complementar os diversos fatores já

utilizados no planejamento do setor, bem como na análise da viabilidade dos projetos propostos para o suprimento da demanda de energia do país.

Fearnside (2015) diz que as represas de hidrelétricas em áreas de florestas tropicais produzem emissões significativas de gases de efeito estufa. Embora corrobore com a incerteza sobre a quantidade de emissão, o autor diz que a magnitude das emissões envolvidas é suficiente para que afete os níveis globais de gases de efeito estufa. Isto demonstra a necessidade de comparações cuidadosas de opções de energia hidrelétrica e outras como uma parte do processo de tomada de decisões. Tucuruí, por exemplo, com um impacto em 1990 sobre o efeito estufa maior do que o combustível fóssil queimado pela cidade de São Paulo, fornece uma amostra da escala potencial das emissões das hidrelétricas que estão planejadas para construção na Amazônia (FEARNSIDE, 2015).

Apesar das diversas ferramentas e referenciais para a tomada de decisão, existem diversos problemas neste processo no setor elétrico. Berman (2007) destaca a dificuldade de participação dos interessados no processo sobre a instalação ou não de hidrelétricas, destacando que o envolvimento da sociedade na instalação de uma usina é limitado, quando não inexistente. Este problema também foi observado por Souza Júnior e Reid (2010) no processo de implantação da hidrelétrica de Belo Monte.

Questões como essas foram examinadas pela Comissão Mundial de Barragens (CMB), criada em 1997 para uma avaliação das barragens construídas no mundo. Composta por doze membros, a CMB envolveu a participação de diversos representantes do setor público, da academia, da indústria de equipamentos, representantes de governos, acadêmicos, ambientalistas e lideranças de movimentos sociais (BERMAN, 2007).

Conforme citado por Berman (2007, p.143), no relatório final denominado “Barragens e desenvolvimento – uma nova estrutura para a tomada de decisão”, publicado em 2000, e elaborado a partir da construção de um consenso pelos diversos atores envolvidos, foi destacado o seguinte:

A participação nos processos de planejamento de grandes barragens e a transparência desses processos não costuma ser nem abrangente nem aberta [...] A participação das populações

afetadas e a avaliação dos impactos ambientais e sociais só costuma ocorrer tardiamente no processo, e tem alcance limitado.

O mesmo autor destaca que os projetos hidrelétricos são guiados pelas questões financeiras, voltadas principalmente para o lucro privado. Ele destaca que as questões envolvendo a sociedade e meio ambiente são custos elevados para os agentes investidores do setor elétrico e que dificultam os investimentos. Fazer uso da invisibilidade como ferramenta para contenção do investimento e não reconhecimento dos grupos sociais constituídos historicamente em dada região diminui o campo da política como campo das negociações e possibilidades, o que não significa, porém, a não existência de problemas sociais e ambientais.

Moreira (2012) também apoia esse argumento, quando destaca que, para calcular os custos e a viabilidade econômica de um projeto hidrelétrico, o Governo brasileiro não contabiliza a maior parte das externalidades negativas relativas aos custos dos impactos sociais, culturais e ambientais irreversíveis impostos à sociedade em geral, inclusive para as gerações futuras. Pelo contrário, apenas considera os custos para construção da hidrelétrica e para os programas de mitigação e compensação para reduzir os seus efeitos adversos.

Por sua vez, Fearnside (2015) destaca que os custos sociais da hidrelétrica de Tucuruí foram altos, incluindo deslocamento e realocação da população devido a uma praga de mosquitos *Mansonia*, o desaparecimento da pescaria que sustentava, tradicionalmente, a população a jusante da barragem, os efeitos sobre a saúde devido à malária e a contaminação por mercúrio, e o deslocamento e perturbações de grupos indígenas. O alto custo financeiro e a quantidade reduzida de empregos gerados, além da utilização da energia gerada na indústria de alumínio, causam distorções econômicas com impactos sociais significativos, inclusive o custo de oportunidade de não ter usado os recursos financeiros e naturais de modo mais benéfico. Ele ressalta, neste caso, que as autoridades sistematicamente subestimaram os impactos e superestimaram os benefícios. E ainda, que a tomada de decisão precisa ser modificada para que os impactos sociais e ambientais sejam plenamente considerados e também para quando forem implantados os projetos, os impactos sejam mitigados com justiça (FEARNSIDE, 2015).

O mesmo autor também traz outro exemplo de problemas com grandes projetos. As hidrelétricas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, permanecem com questões não resolvidas, como o efeito de sedimentos sobre o funcionamento, os custos de manutenção, os efeitos das barragens sobre os sedimentos e o fluxo de nutrientes para os ecossistemas a jusante.

A tomada de decisão sobre grandes projetos requer avaliação criteriosa dessas questões e de suas consequências, com interpretação isenta de conclusões pré-determinadas dos resultados dessas análises. No entanto, esses princípios são comprometidos quando são aplicadas pressões políticas para acelerar o processo de aprovação e para ratificar as decisões tomadas por razões não técnicas. Apesar de existir uma tendência para a flexibilização do processo de licenciamento, questões como os impactos e as incertezas em que as decisões são tomadas indicam que o processo de licenciamento deve, preferivelmente, ser reforçado (FEARNSIDE, 2015).

Além dessas questões abordadas no planejamento do setor elétrico, destaca-se que no modelo atual há uma duplicidade de esforços, já que são realizados estudos dos aspectos ambientais no Estudo de Viabilidade Econômica do projeto juntamente com a realização do Estudo de Impacto Ambiental. Este último embasa o processo de licenciamento ambiental, analisando a viabilidade do empreendimento em relação aos impactos ambientais e sociais decorrentes da implantação do projeto e também em relação à sua viabilidade econômica. Desta forma, deve-se buscar compatibilizar temporalmente os dois estudos a fim de tornar a análise de viabilidade econômica mais confiável e evitar gastos desnecessários (PAPST, 2014).

Devido a uma burocracia técnica que centraliza a tomada de decisões no setor elétrico brasileiro, existe a exclusão de instituições com interesses relacionados ao setor. Como exemplo, pode ser citada a Agência Nacional de Águas que, apesar do crescimento das suas responsabilidades, tem dificuldade de influenciar a tomada de decisão quanto à implantação de hidrelétricas. O círculo interno das instituições ligadas diretamente ao setor elétrico, como empresas de geração e órgãos reguladores, compartilha as decisões entre si. O planejamento é baseado na gestão da oferta para alcançar a não gerenciada e constante expansão da demanda (SOUSA JUNIOR e REID, 2010).

Há também questões na tomada de decisão relacionadas à matriz energética e não somente a projetos específicos. Rey (2012) destaca que, apesar da perda de energia pela ineficiência das linhas de transmissão, a estratégia da atual matriz energética, em vez de priorizar programas de combate a perdas de energia, busca suprir a demanda de energia por meio da construção de outras fontes de geração, como novas hidrelétricas que, além de absorverem significativo montante de recursos públicos, dinheiro dos contribuintes, implicam significativos impactos sociais e ambientais. Neste sentido, resta claro que a atual estratégia e prioridades do sistema elétrico prejudicam duplamente o cidadão brasileiro: i) seja no seu papel de consumidor de energia elétrica; ii) seja no seu papel de contribuinte, que terá que suportar a decisão do governo de, ao invés de investir na eficiência das linhas de transmissão, vai ver a destinação do seu tributo para mais projetos de geração de energia elétrica, como Belo Monte, que contam com altos subsídios governamentais na taxa de juros do BNDES, principal financiador destes projetos (REY, 2012).

Ademais, aprimorar o processo de tomada de decisão no Brasil é fundamental, considerando as tendências de construção de grandes barragens, não só devido ao número de barragens planejadas, mas também porque o Brasil é o financiador e construtor de muitas das barragens em países vizinhos. Portanto, a tomada de decisão sobre barragens precisa ser reformada para evitar desenvolver opções que resultam em injustiça social, danos ao meio ambiente e benefícios locais mínimos. Mais importante é um debate democrático sobre o uso de energia, seguido de uma avaliação equilibrada dos impactos e benefícios de várias energias alternativas (FEARNSIDE, 2015). Para Moreira (2012), a decisão de implantar um empreendimento deve considerar o fato que, a título de geração de energia para as gerações atuais, estamos provocando extinção de costumes de comunidades tradicionais e, portanto, roubando das futuras gerações a oportunidade de conhecer um ritual indígena, uma língua, uma civilização.

E ainda, o planejamento da expansão da matriz energética brasileira deve estabelecer um equilíbrio entre aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais. A sustentabilidade socioambiental precisa ser fator central nos processos de tomada de decisão. É fundamental investir em medidas de

eficiência e racionalização que reduzam a necessidade da instalação de novas fontes de geração e diversificar a matriz energética brasileira, complementando a geração por energia hidrelétrica com outras fontes de energia limpa e renovável ainda pouco exploradas diante do grande potencial existente (RIBEIRO *et al.*, 2012).

Isto posto, o que foi apresentado corrobora com a necessidade de se planejar e executar bem as etapas em processos de tomada de decisão no setor elétrico. No desenho de uma política, principalmente, há que se considerar os diversos fatores e seus efeitos nos grupos de interesse. Em relação às políticas de energia, não basta apenas considerar uma parte de uma gama de informações para a tomada de decisão, sendo que outras não sejam consideradas. O que foi visto, até o momento, é que para a avaliação de projetos de energia no Brasil, as ferramentas econômicas não são utilizadas a contento, ou sequer são utilizadas, para a tomada de decisão quanto à implantação dos projetos.

Assim, a análise custo-efetividade pode ser uma ferramenta útil para que sejam minimizados os problemas apresentados nos procedimentos decisórios. Ao serem inseridas as variáveis econômicas na análise que envolvam questões ambientais, as distorções tendem a diminuir nas avaliações. Dentre estas distorções, a subestimação dos custos é uma questão recorrente no setor elétrico brasileiro. Atualmente, as discussões que envolvem impactos ao meio ambiente têm destaque no planejamento de políticas públicas, sendo uma questão sensível no debate com a sociedade. Por isso que o uso de ferramentas que auxiliam na busca pela melhor alocação de recursos e pela diminuição da ineficiência econômica são imprescindíveis.

CAPÍTULO 3. MÉTODOS E PROCEDIMENTOS

3.1. Introdução

O método utilizado na dissertação compara dois projetos de usinas hidrelétricas de diferentes magnitudes. Inicialmente, o estudo buscava comparar uma hidrelétrica com reservatório de acumulação e uma a fio d'água. Entretanto, após extensa pesquisa, não foram encontrados projetos desenvolvidos para um mesmo local em que foram propostos os dois tipos de usinas. Ressalta-se que não foi considerado utilizar hidrelétricas em áreas diferentes, já que desta forma a comparação dos dados não seria viável, uma vez que o custo, por exemplo, de materiais para a construção, de frete de equipamentos, das propriedades particulares, tem preços diferentes para cada localidade. O mesmo vale para os custos sociais e ambientais, que também têm relação com o local avaliado.

Atualmente, na maioria dos casos, os estudos de inventário e de viabilidade analisam as alternativas considerando somente um tipo de usina. Assim, como foi exposto ao longo da dissertação, ao serem consideradas as restrições ambientais e a expansão na região amazônica, tem-se optado por usinas a fio d'água. Corroborando com esta informação, Gomes (2012) destaca o fato destas restrições serem determinantes para a implantação dos projetos deste tipo. Como exemplo, podem ser destacadas os últimos grandes projetos implantados ou em construção, todas deste tipo: Belo Monte, Santo Antônio e Jirau.

Os inventários dos aproveitamentos, além de já preverem os projetos a fio d'água, também consideram os empreendimentos em cascata. Ou seja, avaliam a implantação de um conjunto de hidrelétricas em determinada região. O inventário do rio Madeira avaliou três locais de aproveitamento, Salto do Teotônio, Santo Antônio e Salto do Jirau. Os estudos indicaram a implantação dos dois últimos, sendo que foram avaliados diversos arranjos nestes três locais (ANEEL, 2001). O mesmo aconteceu com o inventário dos rios Tapajós e Jamanxim, que estudou diversos aproveitamentos, ficando aprovadas sete hidrelétricas (ANEEL, 2005). Além disso, os aproveitamentos nas referidas bacias são estudados considerando a alteração de todos os projetos ao mesmo tempo, de forma a se obter o melhor arranjo e potencial de geração. Esta questão, portanto, dificulta a utilização dos projetos atuais para o objetivo do

presente trabalho, uma vez que um projeto desenhado em cascata, ou seja, com um projeto dependente de outro, dificulta uma comparação entre eles.

Assim, **os projetos utilizados nesta dissertação são de hidrelétricas que foram projetadas para o mesmo trecho do rio Iguaçu, mas que houve alteração na quantidade de energia prevista para ser gerada e, conseqüentemente, na área alagada.** Em que pese serem as duas a fio d'água, a diferença de potência instalada entre as duas é significativa, o que permite utilizá-las como uma *proxy* para se alcançar os objetivos do presente estudo.

Neste sentido, a análise custo-efetividade fará uma avaliação comparando a implantação da UHE Capanema, a UHE Baixo Iguaçu e uma usina termelétrica simulada. Importante considerar também que a UHE Baixo Iguaçu está em fase de instalação. Sendo assim, a disponibilidade de dados desta usina é maior, permitindo maior acurácia na avaliação dos custos, sendo outro fator de importância para escolha destas usinas.

Além da geração hidrelétrica, o estudo abordará uma forma de geração complementar já que os projetos analisados têm capacidade instalada diferente. Assim, para se analisar a geração para o Sistema Interligado Nacional equivalente a geração da UHE Capanema, será avaliado um projeto complementar a UHE Baixo Iguaçu.

No Brasil, as termelétricas a gás natural servem de complementação à geração predominantemente hidrelétrica, possuindo um papel importante no planejamento da expansão energética de longo prazo e oferecem flexibilidade operativa ao SIN. Essas usinas funcionam como um seguro nos períodos de escassez hidrológica, contribuindo para a garantia do suprimento de energia. Em razão das suas características técnicas e econômicas, particularmente a geração termelétrica a gás natural também tem sido associada à expansão das fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, para ser acionada nos períodos de indisponibilidade da geração a partir dos ventos e do sol (TOLMALSQUIM, 2016).

Existem dois tipos de térmicas a gás: turbina a gás de ciclo simples (TGCS) e turbina a gás de ciclo combinado (TGCC). As termelétricas de ciclo combinado utilizam um ciclo com turbina a gás acoplado a um ciclo com turbina

a vapor. Constituem os sistemas mais modernos e eficientes, em que o combustível predominante é o gás natural (LORA, 2004 citado por TOLMASQUIM, 2016).

As TGCS são caracterizadas pela flexibilidade operacional, baixo custo de investimento e elevado custo de operação, por isso são empregadas no atendimento da demanda de pico diária, bem como nas variações imprevistas devido a eventos especiais, mudanças das condições meteorológicas e flutuações sazonais. As TGCC são indicadas para operar na base ou nas cargas intermediárias por serem mais eficientes e terem menores custos de operação (IEA, 2012, USDOE, 2011 citados por TOLMASQUIM, 2016).

Apesar dos esforços para manter a matriz elétrica predominantemente baseada em fontes de baixa emissão de GEE, as características técnicas das novas hidrelétricas e das fontes renováveis intermitentes como a eólica e a solar não permitem que o planejamento setorial renuncie às opções termelétricas de fontes não renováveis. Neste sentido, o gás natural vem adquirindo crescente relevância dentre os combustíveis fósseis como fonte energética mais limpa, por ter menor emissão relativa de carbono e de gases poluentes (TOLMASQUIM, 2016).

Isto posto, optou-se por estimar os custos da termelétrica de ciclo combinado também de forma a ser feita a comparação da efetividade da geração da UHE Capanema com a da UHE Baixo Iguaçu juntamente com a termelétrica.

3.2. A UHE Capanema e a UHE Baixo Iguaçu

A Usina Hidrelétrica Capanema era prevista para ser localizada no baixo rio Iguaçu, no Estado do Paraná (Figura 1). Os estudos de inventário da hidrelétrica foram finalizados na década de 1980. A UHE Capanema tinha potência instalada² de 1200 MW, com uma área de reservatório de 83,9 km², na cota 259 metros. A energia firme³ prevista para a geração da hidrelétrica era de 466 MW. No rio Iguaçu, atualmente, existem cinco aproveitamentos em cascata implantados e em operação: Foz do Areia, Segredo, Salto Santiago, Salto Osório

² Potência instalada ou potência nominal é a capacidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica.

³ A energia firme de uma hidrelétrica é a geração média nos meses do período hídrico crítico.

e Salto Caxias. Assim, a UHE Capanema seria o último aproveitamento previsto para esse rio (SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008).

Entretanto, transcorridos vários anos após a elaboração do estudo de viabilidade, com a consolidação da legislação ambiental e o aprimoramento das pesquisas sociais e ambientais, além da mudança de postura da sociedade frente a implantação de aproveitamentos hidrelétricos, não foi possível a implantação da UHE Capanema no local previsto. Além disso, foi decisivo também o fato da usina alagar aproximadamente 1% do Parque Nacional do Iguaçu, um dos últimos remanescentes de Mata Atlântica no interior do Estado (SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008).

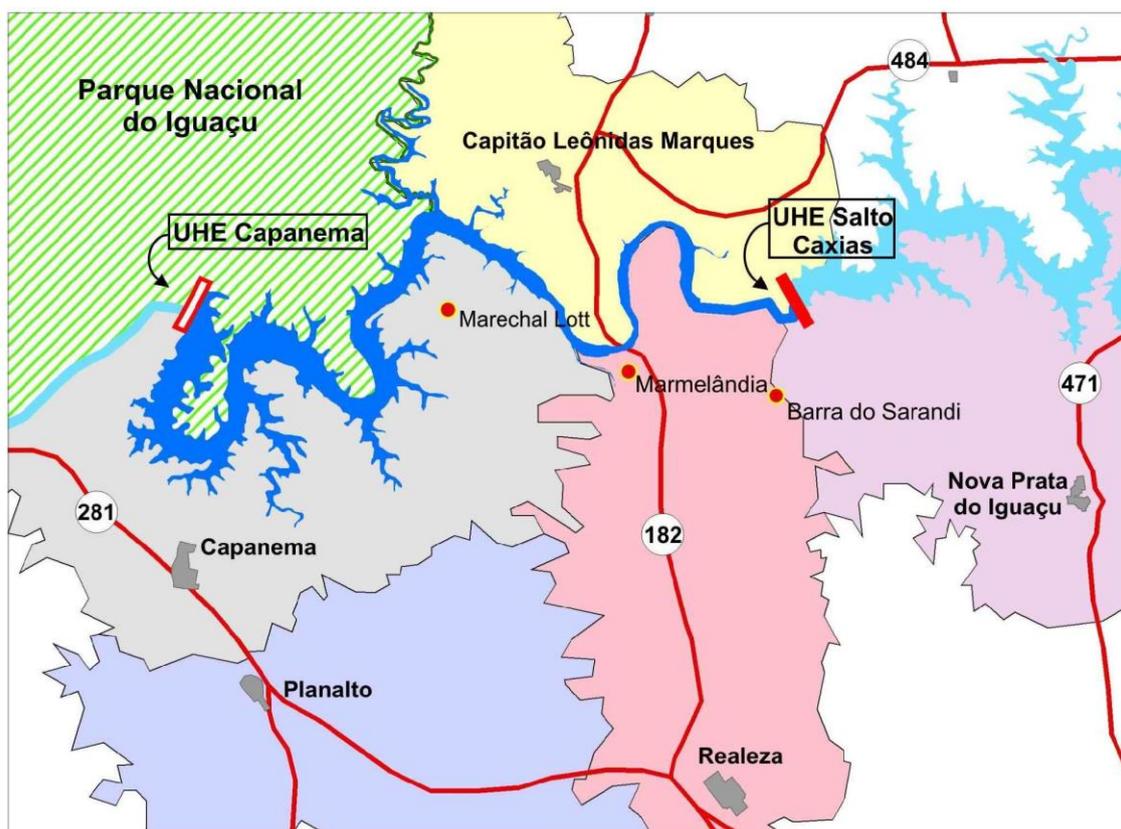


Figura 1 – Mapa da UHE Capanema – Estado do Paraná
Fonte: Sociedade da água (2008)

Em 2003, foi concluída a revisão do inventário do Baixo Iguaçu, no trecho a jusante da UHE Salto Caxias, com o intuito de reavaliar a alternativa de aproveitamento da parcela de queda ainda disponível, considerando a mínima intervenção no Parque. Os estudos avaliaram as implicações econômicas, técnicas e ambientais do deslocamento do eixo da UHE Capanema para um local

mais viável, não interveniente com o restante da cascata, já plenamente aproveitada a montante (SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008).

Os estudos concluíram pela atratividade de um aproveitamento localizado a montante do Parque Nacional do Iguaçu. O aproveitamento neste novo local foi denominado Baixo Iguaçu, previsto para uma potência instalada de 350 MW, aproveitando aproximadamente 17 m de queda bruta e com potência firme de 167,89 MW (Figura 2). O reservatório está previsto para a cota 259,00 m, com uma extensão de 32 quilômetros e uma área de inundação de 31,63 km², dos quais aproximadamente 18 km² correspondem à calha do rio e cerca de 13 km² correspondem as áreas inundadas (SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008). Como as hidrelétricas foram previstas para a mesma cota, a área do reservatório da UHE Capanema englobava totalmente o reservatório da UHE Baixo Iguaçu.

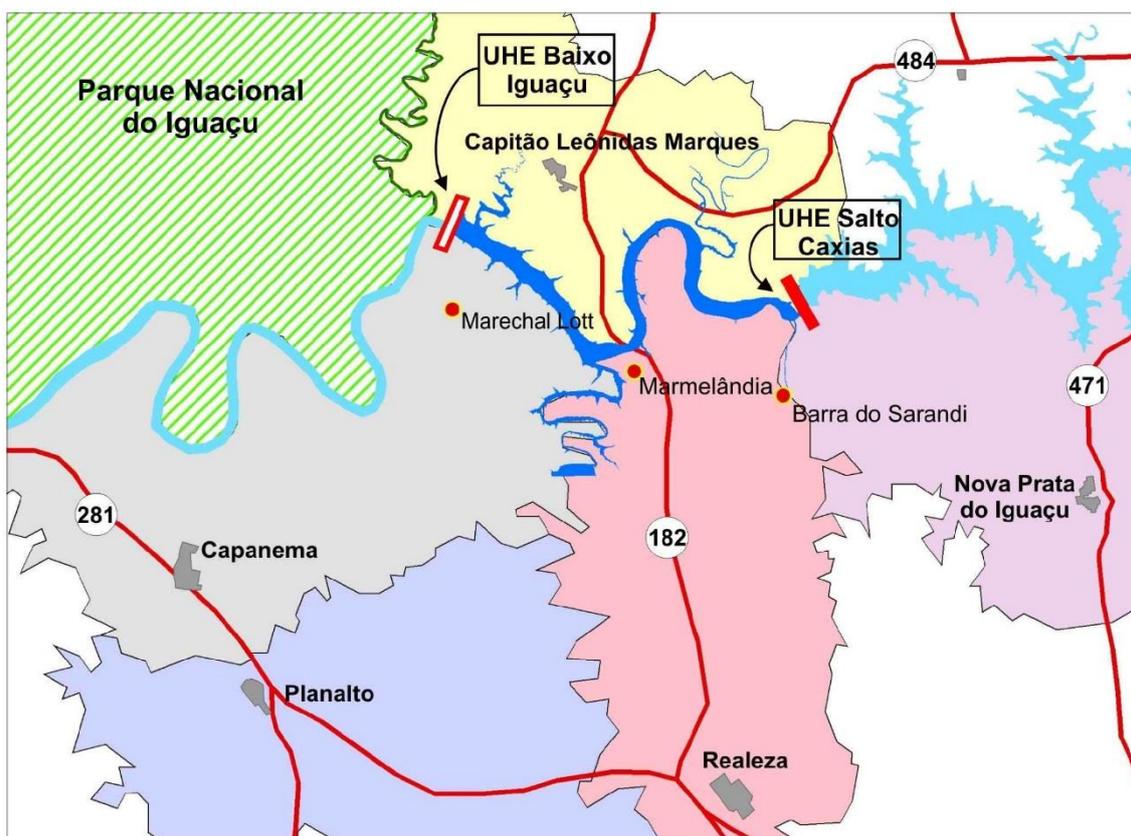


Figura 2 – Mapa da UHE Baixo Iguaçu – Estado do Paraná
Fonte: Sociedade da água (2008)

Posteriormente foi feita uma correção da energia firme a ser entregue pela hidrelétrica quando da assinatura do contrato de concessão em 2012, ficando definida em 172,8 MW médios, valor que será considerado para o presente estudo (ANEEL, 2012). Atualmente a UHE Baixo Iguaçu está em construção,

com 59% das obras concluídas (BAIXO IGUAÇU, 2017). Os dados comparativos de ambas as UHE estão apresentados no Quadro 3.

Quadro 3 - Dados comparativos da UHE Capanema e da UHE Baixo Iguaçu

	UHE Capanema	UHE Baixo Iguaçu
Localização	Rio Iguaçu – Estado do Paraná	Rio Iguaçu – Estado do Paraná
Coordenadas Geográficas	25° 35' S – 53° 45' W	25° 30' 12" S – 53° 40' 18" W
Potência Nominal	1200 MW	350 MW
Energia Firme – Média	466 MW	172,8 MW
Energia Firme / Área do Reservatório	5,55 MW/km ²	5,46 MW/km ²
Área do reservatório	83,9 km ²	31,63 km ²
Área inundada fora da calha	Não informado	~13 km ²
Área inundada do Parque Nacional do Iguaçu	17 km ²	0
Extensão aproximada do reservatório	60 km	32 km
Cota	259,00 m	259,00 m
Turbinas	8 Tipo Francis	3 Tipo Kaplan
Queda Bruta	47,00 m	17,40 m
População Atingida	950 famílias	435 famílias

Fontes: Elaborado pelo autor com informações de Eletrosul (1980), Desenvix (2004), Sociedade da água, (2008) e Geração Céu Azul (2013)

3.3. Impactos ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica

Levin e McEwan (2000) dizem que os custos não devem representar somente os valores orçamentários ou financeiros de determinado projeto, mas também os custos de oportunidade para a sociedade pela sua implantação. Desta forma, pode-se dizer que os custos ambientais e sociais de hidrelétricas são associados aos impactos que o empreendimento gera ao meio ambiente e sociedade.

Segundo Sperling (2012), existem diversos impactos negativos das hidrelétricas como: alteração na qualidade e diminuição no fluxo de água, emissão de gases do efeito estufa, realocação da população, alteração da temperatura do fluxo de saída, sedimentação do reservatório, alterações climáticas, aumento de doenças, risco de falha na estrutura da barragem, perda de patrimônio genético, fragmentação dos ecossistemas aquáticos, sismicidade induzida etc.

Já para as termelétricas a gás natural, os principais impactos da implantação destes projetos são relacionados ao: uso e ocupação do solo; recursos hídricos; emissões de poluentes atmosféricos; emissões de gases de efeito estufa; produção de efluentes líquidos; população; empregos; e receitas (TOLMASQUIM, 2016).

Neste sentido, para a aplicação da análise custo-efetividade, esses tipos de custos têm que ser valorados e incluídos nos custos totais do empreendimento. Entretanto, estes custos não serão todos valorados considerando que a técnica de valoração é complexa e a grande quantidade de impactos destes empreendimentos. Além disso, a ACE é uma ferramenta que não exige a valoração de todos os custos para que seja feita a comparação de projetos que visam alcançar determinado objetivo.

Para avaliação dos custos financeiros serão utilizados dados provenientes de relatórios de inventários dos dois projetos das hidrelétricas, do Estudo de Impacto Ambiental e do Programa Básico Ambiental da UHE Baixo Iguaçu. Para os custos da termelétrica, será utilizada a publicação “Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear” (TOLMASQUIM, 2016). Além desses, serão valorados custos econômicos não previstos nestes documentos, mas que são relevantes para que seja avaliada a extensão dos impactos destes empreendimentos ao meio ambiente e à sociedade.

Será aplicado sobre os valores originais o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como índice de correção monetária, de forma a possibilitar a comparação em termos monetários dos custos que possuem data-bases em anos diferentes. No caso deste estudo, a data-base será março de 2017. Para a conversão de moeda estrangeira em Real, será utilizada a data-base de 1º de março de 2017, sendo utilizada a conversão do Dólar em R\$ 3,097 e a conversão do Euro em R\$ 3,27. Estes índices foram consultados na página eletrônica do Banco Central do Brasil (BCB, 2017). A taxa de desconto adotada será de 12% ao ano, que é a taxa usual do setor elétrico brasileiro.

3.4. Medida de efetividade e índice custo-efetividade

Segundo Levin e McEwan (2000), a medida de efetividade escolhida deve refletir o objetivo principal das alternativas avaliadas no procedimento de análise custo-efetividade. A medida de efetividade também pode ser entendida como um benefício ou impacto positivo dos empreendimentos para a população.

Isso corrobora o informado por Sperling (2012), que destaca entre os efeitos positivos a produção de energia das hidrelétricas. Além de um impacto positivo, logicamente, a geração de energia é o objetivo primordial das usinas hidrelétricas e termelétricas.

Outros autores que trabalharam com ACE, relacionadas à energia, utilizaram como medida de efetividade a quantidade gerada ou a potência instalada dos projetos. Monti (2003), por exemplo, utilizou a potência instalada, em MW, para a composição do índice custo-efetividade do estudo. O autor, que utilizou dados de hidrelétricas em diferentes fases, desde planejamento, instalação e em operação, ressaltou que como não há disponibilidade dos dados consolidados relativos à potência firme de boa parte das usinas amazônicas, esse dado não foi considerado no trabalho.

Por sua vez, Quintas *et. al.* (2012), utilizaram a energia gerada em kWh para comparar uma micro usina hidrelétrica e um gerador a diesel por um período de geração de 30 anos. Já Ruet (2006) utilizou a medida de efetividade em GW comparando alternativas de aumento da capacidade instalada do sistema de geração de energia da Índia. Da mesma forma, Kosnik (2010) utilizou a potência instalada (kw) de três tipos de projetos de pequenas hidrelétricas para avaliar a opção com melhor custo-efetividade.

Pode-se verificar que a capacidade instalada é utilizada para avaliação, geralmente, do sistema de geração de determinado local ou de avaliações abrangentes, com projetos mais numerosos. Neste trabalho optou-se por avaliar a implantação e o funcionamento de usinas hidrelétricas e termelétricas em um determinado período, assim, a medida coerente com essa premissa é a energia gerada pelos projetos. Assim, de forma a corroborar com a medida mais usual de geração de energia, será utilizado o valor anual em megawatts-hora (MWh), calculado a partir da energia firme em relação à quantidade de horas diárias e

os dias totais no ano. Como tratado na teoria sobre ACE, de que para a comparação é necessário que os objetivos sejam comuns, esta medida reflete os objetivos dos dois tipos de usinas, as hidrelétricas e a termelétrica.

Por sua vez, os índices custo-efetividade dos estudos abordados anteriormente foram unidades monetárias pela medida de efetividade, seja potência instalada ou energia gerada. A exceção foi Monti (2003) que utilizou índice físico, utilizando a área inundada e a população realocada pela potência instalada. A presente dissertação utilizará o índice custo-efetividade em unidades monetárias (R\$) pela energia gerada em MWh, considerando os custos valorados em Reais, como detalhado anteriormente.

3.5. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade tem o intuito de estimar a estabilidade da conclusão do trabalho por meio da variação de algumas premissas. Em primeiro lugar, identificam-se os parâmetros que têm incerteza, podendo ser quase qualquer aspecto da análise, incluindo a taxa de desconto, o custo de algum dos itens ou a estimativa de efetividade. Em seguida, verifica-se um alcance razoável em que o parâmetro varia, podendo ser valores maiores e menores do que o valor utilizado na análise original. Por fim, o avaliador pode reestimar o índice custo-efetividade de acordo com a nova premissa adotada para determinado parâmetro (LEVIN e McEWAN, 2000).

Uma das questões críticas da análise dos projetos de geração de energia é a taxa de desconto utilizada para estimar os custos. O presente estudo utilizará taxa de 12% para as duas hidrelétricas e a termelétrica. Desta forma, a análise de sensibilidade será feita alterando as taxas de desconto para 8% e 16%.

Outro ponto crítico que pode interferir no índice custo-efetividade da termelétrica em comparação com as hidrelétricas é o custo do gás natural. Segundo Tolmasquim (2016), o custo do gás natural nos Estados Unidos varia de US\$ 3 a 6/MMBtu devido ao crescimento da produção do *shale gas*, tornando a geração termelétrica mais competitiva. Na Europa, por sua vez, com gás proveniente da Rússia, os preços variam de US\$ 8 a 12/MMBtu e no Japão de 16 a 18/MMBtu. E para o Brasil, admite-se o preço do gás natural entre US\$ 8 e 12/MMBtu (TOLMASQUIM, 2016)

Desta forma, será feita análise de sensibilidade quanto ao custo do gás natural, considerando que o Brasil também estuda a exploração do *shale gas* e as reservas de gás natural do país. O valor adotado na análise de sensibilidade será uma variação de 50% para mais e para menos no valor inicial.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Custos das hidrelétricas

4.1.1. Custos financeiros

Construção

Para os custos de construção da UHE Capanema foram utilizados os dados do estudo de inventário realizado na época, pela Eletrosul. O tempo de construção previsto para a UHE Capanema era de 6 anos e 3 meses. Entretanto, o cronograma e o desembolso financeiro previam o total de 8 anos e 3 meses, sendo os dois primeiros para a elaboração do projeto de engenharia (ELETROSUL, 1980). Cabe ressaltar que não foi incluído o tempo de elaboração de projeto e os 3 meses finais, sendo considerado o tempo total de construção de 6 anos. Não foram considerados os 3 meses finais já que este tempo é relativo à colocação da última turbina em operação, de um total de 8 turbinas, assim, ao final do sexto ano, a hidrelétrica estaria praticamente em funcionamento total. Esta alteração foi necessária para que a descrição dos custos vinculados à operação se dê no início do sétimo ano.

Para a construção da hidrelétrica foram previstos custos nas seguintes contas, conforme estudo de viabilidade:

- 10 - Relocação de estruturas;
- 11 - Estruturas e benfeitorias;
- 12 - Reservatório, barragem e vertedouro;
- 13 - Turbinas e geradores;
- 14 - Equipamentos elétricos - transporte e montagem;
- 15 - Diversos equipamentos da usina;
- 16 - Estradas de rodagem;
- 17 - Subestação;
- 18 - Canteiro, acampamento, engenharia e administração.

Do total previsto, foram retirados os valores, na conta 10, do subitem 10.10 - Aquisição de Terras e Benfeitorias, uma vez que será tratado em tópico separado, já que existem dados atualizados relativos à UHE Baixo Iguaçu que

serão adaptados para a UHE Capanema. Além disso, cabe ressaltar que naquela época não eram previstos custos de ações socioambientais na conta 10, conforme os manuais utilizados atualmente preveem. Desta forma, o custo previsto para a construção da UHE Capanema é de R\$ 4.222.563.590,17, conforme a Tabela 1. No inventário não está previsto também o custo de construção da linha de transmissão que interligaria a usina ao sistema de transmissão. Após os ajustes explicitados anteriormente, o cronograma de desembolso foi adaptado para 10%, 16%, 26%, 26%, 20% e 2% para os 6 anos de construção, respectivamente.

Tabela 1– Custo de construção da UHE Capanema

Conta	Valores no inventário¹ (Cr\$ x 1000)	Valores atualizados² (R\$)
10. Relocação de estruturas	241.232,00	55.539.514,11
11. Estruturas e benfeitorias	2.066.405,00	475.754.168,83
12. Reservatório, barragem, vertedouro	6.976.773,00	1.606.281.846,85
13. Turbinas e geradores	4.087.535,00	941.084.548,52
14. Equipamentos elétricos - transporte e montagem	674.720,00	155.342.661,67
15. Diversos equipamentos da usina	478.404,00	110.144.283,13
16. Estradas de rodagem	88.067,00	20.275.910,28
17. Subestação	1.437.227,00	330.896.768,45
18. Canteiro, acampamento, engenharia e administração	2.531.279,00	582.783.402,44
TOTAL	18.581.642,00	4.222.563.590,17

Notas: 1. Valores de janeiro/1980; 2. Valores de março/2017, corrigidos pelo IPCA

Fonte: Elaborada pelo autor com informações de Eletrosul (1980)

A UHE Baixo Iguaçu, por sua vez, segundo os estudos de inventário, tem construção prevista para 44 meses, também considerando a entrada em operação total (DESENVIX, 2004). Da mesma forma da UHE Capanema, foram considerados para a dissertação 4 anos completos, de forma ajustar o início da operação das usinas de forma a completar um ciclo anual inteiro.

Para a construção da hidrelétrica foram previstos custos nas seguintes contas, conforme estudo de viabilidade:

10. Terrenos, relocações e outras ações socioambientais;

11. Estruturas e outras benfeitorias;

- 12. Barragens e adutoras;
 - 13. Turbinas e geradores;
 - 14. Equipamentos elétricos - transporte e montagem;
 - 15. Diversos equipamentos da usina;
 - 17. Custos indiretos – Canteiro, acampamento e engenharia;
- Subestação.

Do total previsto, também foram retirados os valores, na conta 10, dos itens 10.10 - Aquisição de Terras e Benfeitorias e 10.15 – Outras Ações Socioambientais, uma vez que serão tratados em tópicos separados, já que existem dados atualizados no Estudo de Impacto Ambiental, Relatório de Impacto Ambiental e Plano Básico Ambiental, no processo de licenciamento ambiental do empreendimento. Uma vez que não há o custo previsto para a LT da UHE Capanema, não foi considerado o custo de construção desta estrutura para a transmissão da energia gerada pela UHE Baixo Iguaçu. O percentual de desembolso previsto foi 20%, 30%, 35% e 15% para os 4 anos de construção, respectivamente. O custo de construção total é de R\$ 1.872.359.119,55, conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Custo de construção da UHE Baixo Iguaçu.

Conta	Valores no inventário¹ (R\$)	Valores atualizados² (R\$)
10. Terrenos, relocações e outras ações socioambientais	2.807.009,28	5.690.519,11
11. Estruturas e outras benfeitorias	87.248.081,40	176.873.969,66
12. Barragens e adutoras	312.480.732,69	633.477.627,77
13. Turbinas e geradores	255.734.422,24	518.438.476,98
14. Equipamentos elétricos - transporte e montagem	52.016.381,48	105.450.386,21
15. Diversos equipamentos da usina	24.689.398,63	50.051.667,32
17. Custos indiretos - Canteiro, acampamento e engenharia	152.988.755,60	310.146.974,95
Subestação	35.629.239,81	72.229.497,54
TOTAL	923.594.021,13	1.872.359.119,55

Notas: 1. Valores de dezembro/2004; 2. Valores de março/2017, corrigidos pelo IPCA
 Fonte: Elaborada pelo autor com informações de Desenvix (2004).

Por fim, de forma a padronizar e facilitar a comparação, a construção foi considerada no início do 1º ano até o final do 6º ano para a UHE Capanema e até o final do 4º ano para a UHE Baixo Iguaçu.

Realocação da população

No EIA da UHE Baixo Iguaçu consta a necessidade de realocação de 350 famílias, uma vez que estão na área prevista para ser alagada e na futura área de preservação permanente do reservatório (SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008). Posteriormente, com a elaboração do PBA, após levantamento das famílias atingidas, o número foi atualizado para 435 famílias (GERAÇÃO CÉU AZUL, 2013).

Por sua vez, no inventário da UHE Capanema o número de famílias atingidas foi estimado em 950 (ELETROSUL, 1980). Este mesmo valor foi informado no EIA da UHE Baixo Iguaçu, pois não houve o levantamento de campo para a área da UHE Capanema, já que este projeto não foi efetivado. O inventário desta última hidrelétrica não tem informações da quantidade de famílias existentes em cada município afetado, assim, não há como utilizar os dados de evolução da população para estimar a população atual.

Entretanto, o número de famílias atingidas pela UHE Baixo Iguaçu é 435 em uma área alagada de 13 km², de um total de 31,63 km². A área de inundação da UHE Capanema na margem direita do rio Iguaçu, área do Parque Nacional do Iguaçu, foi estimada no inventário em 17 km². Neste sentido, a área alagada pela UHE Capanema na margem esquerda, foi considerada também em 17 km². Verifica-se que esta área tem uso e ocupação do solo parecida com a área a montante, com atividades de agricultura e pecuária, formada principalmente por áreas particulares (Figura 3).

Desta forma, a área alagada da UHE Capanema com a presença de propriedades foi estimada em 13 km² da UHE Baixo Iguaçu mais 17 km², totalizando 30 km². Assim, uma vez que a relação desta última usina é de 435 famílias/13 km², a estimativa para a UHE Capanema que será usada neste estudo, a partir da regra de três dos valores anteriores, será de 1004 famílias.



Figura 3 – Imagem de satélite com localização aproximada dos barramentos da UHE Capanema e UHE Baixo Iguaçu.

Fonte: Elaborada pelo autor com imagem de satélite do Google Earth.

Quanto aos custos de indenização, o empreendedor publicou documento na página eletrônica oficial da UHE Baixo Iguaçu com proposta para as famílias atingidas. O documento informa que os proprietários receberão os valores da propriedade, um bônus de até R\$ 403.000,00, um valor de R\$ 11.880,00 referentes ao apoio ao estabelecimento da família até a primeira safra e um valor de R\$ 5.480,00 destinado à preparação do solo. Os não proprietários, por sua vez, não receberão o valor da propriedade, mas receberão todos os outros valores citados anteriormente. O valor médio das indenizações é de R\$ 500.000,00, com data de outubro de 2016 (BAIXO IGUAÇU, 2017).

Cabe destacar que o bônus trata-se de um valor informado pelo empreendedor a ser pago para as famílias, apesar de não haver informação sobre exatamente o que esse valor representa. Assim, não há como inferir que esse valor representa o custo de oportunidade pela realocação das famílias.

Para o cálculo das indenizações, foi utilizado o valor médio de cada família. O ano de dispêndio foi considerado no ano 3 para a UHE Baixo Iguaçu, que é o ano anterior ao enchimento do reservatório e no ano 4 para a UHE

Capanema, pelo mesmo motivo. Estes custos são os custos que estavam previstos no inventário das duas usinas na conta 10.10 - Aquisição de Terras e Benfeitorias. Desta forma, o custo de realocação da população da UHE Capanema é de R\$ 510.594.089,40 e da UHE Baixo Iguaçu de R\$ 221.223.534,75, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Custo de realocação da população da UHE Capanema e da UHE Baixo Iguaçu

	Número de famílias atingidas	Valor médio da indenização (R\$)	Valor total ¹ (R\$)	Valor total atualizado ² (R\$)
UHE Capanema	1004	500.000,00	502.000.000,00	510.594.089,40
UHE Baixo Iguaçu	435	500.000,00	217.500.000,00	221.223.534,75

Notas: 1. Valores de outubro/2016; 2. Valores de março/2017, corrigidos pelo IPCA
 Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

Operação e manutenção

O custo de operação e manutenção previsto para a UHE Baixo Iguaçu, segundo o inventário, é de R\$ 3,00 por MWh, com valores de dezembro de 2004 (DESENVIX, 2004). Para o cálculo da energia anual gerada pela hidrelétrica, foi utilizada a seguinte fórmula:

$$\text{Energia Firme} \times 24 \text{ horas} \times 365 \text{ dias} \quad (1)$$

Para a UHE Capanema também foi utilizado o mesmo valor de referência, já que o valor é referente à quantidade de energia gerada e não é relacionado com a potência instalada da hidrelétrica. A energia firme considerada foi de 466 MW médios, de acordo com o estudo de inventário (ELETROSUL, 1980). O custo de operação e manutenção da UHE Capanema é de R\$ 24.819.532,80 e da UHE Baixo Iguaçu é de R\$ 9.203.466,24 (Tabela 4).

Tabela 4 – Custo anual de operação e manutenção da UHE Capanema e da UHE Baixo Iguaçu

	Valor de referência ¹ (R\$/MWh)	Valor atualizado ² (R\$/MWh)	Energia firme (MW médios)	Energia Gerada Anual (MWh)	Custo de operação anual (R\$)
UHE Capanema	3,00	6,08	466	4.082.160	24.819.532,80
UHE Baixo Iguaçu	3,00	6,08	172,8	1.513.728	9.203.466,24

Notas: 1. Valor de dezembro/2004; 2. Valor de março/2017, corrigido pelo IPCA.
 Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

A contagem do custo foi iniciada no ano 5 para a UHE Baixo Iguaçu e no ano 7 para a UHE Capanema, logo após o término da construção das usinas. A operação foi considerada até o ano 36, para um prazo de operação de 30 anos da UHE Capanema e 32 anos da UHE Baixo Iguaçu. Não foram consideradas alterações futuras nos custos de operação e manutenção e foi considerado o funcionamento contínuo das usinas pelo período. Ressalta-se que foram definidos tempos de operação diferentes, uma vez que as hidrelétricas têm tempo de construção diferentes, de forma a comparar o custo total ao final do mesmo ano. O mesmo vale para outros custos que serão abordados posteriormente e que estão atrelados ao período de funcionamento das usinas, como compensação financeira aos municípios, perda de Mata Atlântica e sequestro de carbono.

Compensação financeira aos municípios

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) é o pagamento pela inundação de áreas por usinas hidrelétricas e pelo uso da água na geração de energia. Esta compensação foi criada pela Lei nº 7990/1989 (BRASIL, 1989), alterada pelas Leis nº 9648/1998 (BRASIL, 1998) e nº 13.360/2016 (BRASIL, 2016) e regulamentada pelo Decreto nº 3739/2001 (BRASIL, 2001).

O pagamento é calculado da seguinte forma:

$$\text{Energia gerada} \times \text{Tarifa Atualizada de Referência} \times 7,00\% \text{ (2)}$$

A energia gerada foi calculada pelo valor anual, conforme explicitado no item Operação e Manutenção, sendo calculada pelo valor base de 172,8 MWmédios para a UHE Baixo Iguaçu e 466 MWmédios para a UHE Capanema. A Tarifa Atualizada de Referência definida pela Aneel é de R\$ 72,20/MWh (ANEEL, 2017b), e 7,00% é o percentual estabelecido em Lei. O custo de apoio financeiro aos municípios é de R\$ 20.631.236,64 para a UHE Capanema e de R\$ 7.650.381, 31 para a UHE Baixo Iguaçu, conforme demonstrado na Tabela 5.

O pagamento começa quando do início de operação de cada máquina, de acordo com o as normas da Aneel. Entretanto, de forma a padronizar a valoração dos custos, foi adotado o pagamento no primeiro ano após a construção, já com

o funcionamento de todas as turbinas das usinas. Também não serão consideradas alterações futuras no valor da TAR e na legislação sobre o tema.

Tabela 5 – Custo anual de apoio financeiro aos municípios pela utilização dos recursos hídricos e ocupação do solo pela UHE Capanema e UHE Baixo Iguaçu

	Energia firme (MW médios)	Energia gerada anual (MWh)	TAR (R\$/MWh)	Percentual estabelecido em Lei	TOTAL (R\$)
UHE Capanema	466	4.082.160	72,20	7,00%	20.631.236,64
UHE Baixo Iguaçu	172,8	1.513.728	72,20	7,00%	7.650.381,31

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

Plano Básico Ambiental

No processo de licenciamento ambiental, o empreendedor tem que elaborar o Plano Básico Ambiental, que é o documento que define e detalha os planos e programas ambientais de monitoramento e gerenciamento dos impactos ambientais do empreendimento.

Os custos com as ações desses programas já estavam previstos no orçamento do inventário da UHE Baixo Iguaçu na conta 10.15 – Outras Ações Socioambientais. No entanto, como para a elaboração do PBA há um refinamento das ações e a apresentação do orçamento para cada programa, foi utilizado este valor para quantificar os custos dos programas ambientais. Dos 32 programas socioambientais previstos, 31 deles têm os custos estimados, restando apenas o Programa de Consolidação de Unidade de Conservação (GERAÇÃO CÉU AZUL, 2013). Este programa é relativo à Compensação Ambiental, cujo valor deve ser definido pelo órgão licenciador e até o momento não foram encontradas informações quanto a sua definição. A relação dos programas constantes no PBA está no Anexo A desta dissertação.

A maioria dos programas conta com duração vinculada à construção da hidrelétrica, tendo os programas de monitoramento do meio biótico e físico, em geral, duração de 6 anos, sendo 4 durante a construção e 2 até a estabilização do ambiente. Assim, o dispêndio considerou a duração e o ano de início de cada programa de acordo com as informações do PBA (Apêndice A desta dissertação).

Já para a UHE Capanema não foram estimados valores da conta 10.15 no inventário feito à época, já que os manuais, conforme explicitado no Capítulo 2, não exigiam esta previsão. Assim, para a estimativa de custos para esta hidrelétrica, foram utilizados os valores do PBA da UHE Baixo Iguaçu.

Para o ajuste foram feitas duas ponderações, uma em relação ao tempo de duração dos programas e outra quanto ao custo total (Apêndice B). Sobre o tempo foi feito o acréscimo de duração de dois anos, já que os programas estão na sua maioria vinculados ao tempo de construção e esta é a diferença do tempo de construção das duas hidrelétricas. O cálculo foi feito obtendo-se o valor anual e multiplicando pela quantidade de anos somados aos dois anos adicionais. Posteriormente, foi multiplicado pelo custo total do programa um fator de 2,65. Este número é o tamanho do reservatório da UHE Capanema em relação ao tamanho do reservatório da UHE Baixo Iguaçu. Estas duas ponderações foram feitas em todos os 31 programas ambientais. O custo total para a UHE Baixo Iguaçu é de R\$ 26.638.686,07 e da UHE Capanema de R\$ 109.809.587,79. O dispêndio anual está apresentado nos Apêndices C e D.

Cabe ressaltar que estes valores podem não refletir os custos que seriam aplicados em um PBA próprio para a UHE Capanema, entretanto, optou-se por utilizar estes valores ponderados por não haver disponibilidade informacional de previsão de custos para esses programas desta hidrelétrica.

4.1.2. Custos ambientais

Perda de Mata Atlântica

Uma das principais diferenciais entre os projetos das hidrelétricas é o impacto em aproximadamente 17 km² em área de Mata Atlântica primária no Parque Nacional do Iguaçu pela UHE Capanema. Inclusive, o impacto à unidade de conservação foi um dos fatores para a alteração do projeto. Para a valoração desta área, foi utilizado o custo de oportunidade pelo uso da terra pelas atividades desenvolvidas da região.

Segundo o EIA da UHE Baixo Iguaçu, as principais atividades dos municípios da área de influência do empreendimento são agricultura e pecuária (SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008). A área em questão, especificamente, pertence ao município de Céu Azul, sendo que este município utiliza uma área de 21.866

ha de agricultura, 8.675 ha de pecuária e 1.436 de produção por floresta plantada, segundo o censo agropecuário do IBGE de 2012 (IPARDES, 2017).

Desta forma, foi utilizado o percentual do tipo de uso referente às áreas acima, para estimar o percentual de agricultura, pecuária e produção de florestas plantadas na área alagada do Parque. A área total, de 1.700 ha, foi diminuída em 20%, restando 1.360 hectares, uma vez que foi descontada a Reserva Legal das propriedades rurais, conforme legislação em vigor. Não foram descontadas as Áreas de Preservação Permanente (APP), já que não há informações sobre o quantitativo destas áreas.

Os valores obtidos da produção agropecuária em 2015 no Município de Céu Azul estão descritos no Quadro 4. Desses valores, foram obtidos os valores de cada tipo de produção por hectare. Com os valores por hectare, foram obtidos os valores para cada cultura na área de 1.360 ha. O custo total anual valorado pela perda de Mata Atlântica é de R\$ 16.720.622,97, conforme descrito na Tabela 6.

Quadro 4 – Valor bruto nominal da produção agropecuária em 2015 no Município de Céu Azul

Tipo de Produção	Valor Nominal (R\$ 1,00)
Agricultura	148.080.366,33
Florestais	1.075.394,00
Pecuária	181.869.227,57
TOTAL	331.024.987,90

Fonte: IparDES (2017)

O restante das áreas alagadas das duas hidrelétricas é composto por áreas antropizadas em propriedades rurais. Neste sentido, uma vez que as áreas são utilizadas basicamente para agricultura e pecuária, os custos considerados foram aqueles oriundos das indenizações às famílias residentes. Em que pese os valores pagos a título de indenização não necessariamente refletirem o custo de oportunidade das famílias, não foram calculados outros valores já que, além dos valores das terras, elas receberão também um bônus de R\$ 403.000,00, que pode ser considerado, em tese, para indenizar parte deste custo.

Tabela 6 – Custo anual pela perda de Mata Atlântica preservada na área alagada pela UHE Capanema

Tipo de uso do solo	Área utilizada em Céu Azul (ha)	Percentual da área utilizada / área de produção total	Valor anual da produção Céu Azul ¹ (R\$)	Valor da produção Céu Azul anual atualizado ² (R\$)	Valor da produção pela área (R\$/ha)	Tipo de produção estimada na área alagada (ha)	Total Anual (R\$)
Agricultura	21.866	0,68	148.080.366,33	175.868.461,51	8.043,01	929,97	7.479.785,71
Pecuária	8.675	0,27	181.869.227,57	215.997.988,40	24.898,90	368,95	9.186.517,32
Produção floresta plantada	1.436	0,04	1.075.394,00	1.277.197,60	889,41	61,07	54.319,94
TOTAL	31977	1,00	331.024.987,90	393.143.647,52	12.294,58	1360	16.720.622,97

Notas: 1. Valores de janeiro/2015; 2. Valores de março/2017, corrigidos pelo IPCA

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

Sequestro de carbono

As florestas atuam no sequestro de carbono devido ao processo de fotossíntese, no qual as plantas absorvem o CO₂ da atmosfera e o fixam em forma de matéria lenhosa ou biomassa. Assim, a emissão e o sequestro de carbono estão ligados ao uso da terra. Quando ocorre um aumento na área florestada, há uma maior fixação de carbono (DOUBRAWA *et al.*, 2014). O CO₂ é um dos principais gases causadores do efeito estufa, desta forma, as perdas de florestas na implantação de empreendimentos representam uma diminuição na capacidade de absorção deste gás.

As florestas primárias absorvem um nível menor de gás carbônico quando comparadas às florestas secundárias e em estágio inicial de sucessão. Os estudos de Phillips *et al.* (1998) e Mahli *et al.* (1999), citados pelo IPCC (2017), estimam que um hectare de floresta tropical semi-decidual absorva entre 0,7 e 1,5 tonelada de CO₂ por ano.

Desta forma, a valoração deste impacto foi feita considerando a quantidade de gás carbônico que deixaria de ser absorvida devido à supressão da vegetação na área do reservatório das usinas.

Para a UHE Baixo Iguaçu, o levantamento constante no EIA identificou 493,6 ha de vegetação nativa (floresta primária, floresta secundária avançada, floresta secundária média e floresta ripária) da área total alagada de 1.359 ha

(SOCIEDADE DA ÁGUA, 2008). Este valor representa 36,32% da área total alagada.

Como não há levantamento deste dado para a UHE Capanema e a área desta usina engloba a área do reservatório da UHE Baixo Iguaçu, a estimativa foi feita utilizando a área de 493,6 ha juntamente com a área de floresta de 1.700 ha na margem direita do reservatório. Além disso, foi considerada para este estudo a área da margem esquerda também em 1.700 ha. Contudo, como não há levantamento de vegetação nativa nesta área, foi feita uma proporção com o mesmo percentual da área da UHE Baixo Iguaçu, o que dá um total de 617,44 ha. Assim, o total da área de vegetação nativa estimado para a UHE Capanema é de 2.811,04 ha.

Uma vez que a vegetação não é só de floresta primária e considerando que as florestas secundárias absorvem mais gás carbônico, foi adotado o valor de 1,5 ton/CO₂/ha/ano no cálculo do custo.

O valor da tonelada de carbono no mercado de carbono foi utilizado no cálculo. O comércio de carbono ainda não foi regulado oficialmente no Brasil, assim, para a estimativa foi utilizado o mercado europeu, que funciona como *cap-and-trade* e baseia-se em licenças para poluir. Desta forma, a quantidade de CO₂ que seria sequestrado sem a instalação das usinas foi equiparada à quantidade de emissão de carbono comercializada no mercado.

Tabela 7– Custo anual do sequestro de carbono na área das hidrelétricas

	Área de floresta alagada (ha)	Índice de sequestro de carbono (ton/ha/ano)	Preço convertido do carbono no mercado ¹ (R\$/ton)	Valor Total (R\$)
UHE Baixo Iguaçu	493,6	1,5	19,32	14.304,53
Área margem direita - Parque Nacional do Iguaçu	1700	1,5	19,32	49.266,00
Área margem esquerda	617,44	1,5	19,32	17.893,41
UHE Capanema	2.811,04	1,5	19,32	81.463,94

Nota: 1. Valor convertido de 5,91 euros com cotação de 3,27 em 01/03/2017

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

O preço no mercado de carbono foi obtido na página de investimentos Investing.com, estando cotado, em 01/03/2017, em 5,91 euros por tonelada (INVESTING, 2017). O cálculo do custo anual está demonstrado na Tabela 7 e

o resultado é de R\$ 14.304,53 anuais para a UHE Baixo Iguaçu e de R\$ 81.463,94 para a UHE Capanema. Ressalta-se que não serão consideradas alterações no preço do carbono no mercado.

4.2. Custos da termelétrica

4.2.1. Custos financeiros

Os custos de investimentos são tipicamente apresentados numa base de unidades monetárias por quilowatt instalado (US\$/kW), levando-se em consideração a capacidade instalada total da usina. O tempo de construção de uma TGCC é de aproximadamente 3 anos (TOLMASQUIM, 2016). Os parâmetros técnico-econômicos a gás natural, incluindo os custos de construção, operação e combustível são apresentados na Tabela 8.

Os valores médios de construção são adotados pela potência instalada da usina. A energia firme estimada para a usina, de forma a complementar a geração da UHE Baixo Iguaçu, foi considerada em 293,2 MW médios. Desta forma, considerando que o fator de capacidade⁴ de uma TGCC é de 70%, conforme a Tabela 8, a potência instalada considerada foi de 418,86 MW.

Tabela 8 – Parâmetros técnico econômicos de termelétricas a gás natural

		TGCS	TGCC
Custo específico ¹	US\$/kW	600 - 1000	900 -1300
O&M fixo	US\$/kW.ano	13	18
O&M variável	US\$/MWh	4	6
Custo de combustível	US\$/MMBtu	10	10
Rendimento	%	35	55
Fator de capacidade	%	30	70
Vida útil	Anos	30	30

Legenda: TGCS = turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado; O&M = operação e manutenção.

Notas: ¹ Refere-se ao custo específico de uma UTE completa (incluindo equipamentos, obras civis, conexão elétrica, montagem e comissionamento, dentre outros).

Fonte: Tolmasquim, 2016.

⁴ Fator de capacidade é a relação entre a geração da usina ao longo de um certo período (mês, trimestre ou ano) e sua potência instalada. Quando referida ao período da vida útil da usina, essa relação é denominada fator de capacidade médio, e reflete a esperança de sua geração em longo prazo (EPE, 2012 citado por TOLMASQUIM, 2016).

O custo de instalação de uma TGCC é entre 900,00 e 1300,00 US\$/kW. O valor adotado foi a média destes valores, portanto, 1100,00 US\$/kW. O cálculo do custo está demonstrado na Tabela 9, sendo o total de R\$ 1.426.930.362,00 para a construção de uma termelétrica com potência instalada de 418,86 MW. Como o tempo de construção é de 3 anos, o valor total foi dividido igualmente para os 3 anos para o cálculo dos custos totais da termelétrica.

Tabela 9– Custo de construção da termelétrica a gás de ciclo combinado

Custo de construção (US\$/kW)	Custo de construção convertido¹ (R\$/kW)	Potência instalada simulada (kW)	Valor total (R\$)
1.100,00	3.406,70	418.860	1.426.930.362,00

Nota: 1. Dólar cotado a R\$ 3,097 em 01/03/2017

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

Os custos de operação e manutenção (O&M) das termelétricas se dividem em fixos e variáveis. Os custos fixos não variam com o fator de capacidade ou o número de horas de manutenção e incluem mão de obra e encargos mensais de operação, despesas gerais e administrativas e manutenção preventiva programada. Os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida e incluem o consumo de água e lubrificantes e o tratamento da água, entre outros (EIA, 2013, IEA-RETD, 2013, MARTINS et al., 2004 citados por TOLMASQUIM, 2016). Os custos que estão atrelados ao período de funcionamento da termelétrica, como operação e manutenção, fixos médio e variável, combustível, emissão de gás carbônico, foram contabilizados até o final do período avaliado, ou seja, até o ano 36, de forma a atingir o mesmo período de funcionamento previsto para a UHE Capanema.

Para o cálculo dos custos fixos, foi considerado o valor base do custo fixo apresentado na Tabela 8 e a potência instalada de 418.860 kW (418,86 MW). O total anual de custo fixo é de R\$ 23.349.769,56, conforme os cálculos na Tabela 10.

Tabela 10– Custo fixo anual da termelétrica

Custo fixo médio (US\$/kW.ano)	Custo fixo médio convertido¹ (R\$/kW.ano)	Potência Instalada Estimada (kW)	Custo fixo anual (R\$)
18,00	55,746	418.860	23.349.769,56

Nota: 1. Dólar cotado a R\$ 3,097 em 01/03/2017

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

Quanto ao cálculo do custo variável, também foi utilizado o valor base previsto na Tabela 8 e a energia firme estimada, de 293,2 MW médios. Para o cálculo da geração anual de energia, foi adotado o mesmo cálculo das hidrelétricas, com multiplicação da energia firme por 24 horas e 365 dias. Assim, o custo anual estimado de O&M variável é de R\$ 47.726.603,42, conforme o cálculo na Tabela 11.

Tabela 11– Custo variável anual da termelétrica

Custo variável médio (US\$/MWh)	Custo variável médio convertido¹ (R\$/MWh)	Energia firme (MW médios)	Energia gerada anual (MWh)	Custo variável anual (R\$)
6,00	18,582	293,2	2.568.432	47.726.603,42

Nota: 1. Dólar cotado a R\$ 3,097 em 01/03/2017

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

Os custos de combustível referem-se aos gastos para aquisição do gás natural. Junto com os custos de operação e manutenção, é um dos fatores de maior peso nos custos da geração termelétrica. O consumo depende da eficiência térmica da planta, medida por meio do seu *heat rate* em kJ/kWh. As plantas a gás de ciclo simples podem ter custos de combustíveis por kWh gerado até 50% maiores que as de ciclo combinado (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo o mesmo autor, o *heat rate* de uma TGCC é de 5.900 a 7.200 kJ/kWh. Para o cálculo do consumo de combustível, foi adotado o valor médio, de 6.550 kJ/kWh, e o valor base do combustível constante na Tabela 8, de 10 US\$/MMBTu. O cálculo da energia gerada anual foi o mesmo adotado para os custos variáveis, em kWh. A conversão da energia em kWh para GJ se deu pelo valor do *heat rate*, que foi convertido em MMBTu em seguida. Para o custo total, foi multiplicado o valor da energia gerada anual pelo custo do combustível. O custo anual estimado com aquisição de combustível da usina é de R\$

493.827.266,72, conforme a Tabela 12. Não foram contabilizados neste trabalho os custos de transporte do combustível até a usina.

Tabela 12– Custo anual da aquisição de gás natural para operação da termelétrica

Custo do combustível (US\$/MMBtu)	Custo do combustível convertido ¹ (R\$/MMBtu)	Heat Rate (kJ/kWh)	Energia gerada anual (kWh)	Energia gerada anual (GJ)	Energia gerada anual ² (MMBTu)	Custo anual do combustível (R\$)
10,00	30,97	6550	2.568.432.000	16.823.229,60	15.945.342,81	493.827.266,72

Notas: 1. Dólar cotado a R\$ 3,097 em 01/03/2017; 2. MMBTu = 1,055056 GJ

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

4.2.2. Custos ambientais

Em que pese ser menos poluente do que outros combustíveis fósseis, a emissão de gases do efeito estufa é uma das questões mais significativas nesta fonte de geração de energia e também uma preocupação nas políticas mundiais de mudanças climáticas. E ainda, avaliar a emissão de CO₂ da termelétrica fornece um dado comparativo em relação ao sequestro de carbono avaliado das duas usinas hidrelétricas abordadas nesta dissertação. Cabe destacar que, apesar de ser também um impacto das termelétricas, não foi avaliado o custo de oportunidade do uso do solo, já que são áreas expressivamente menores do que as hidrelétricas e que tem grande alternativa de locais para implantação.

Quanto à estimativa de emissão pelas usinas, Rodrigues (2011) utilizou as diretrizes do IPCC e fez um levantamento com nível detalhado de informações, com obtenção de dados de geração, consumo e qualidade do combustível diretamente da usina avaliada. A autora estimou as emissões de CO₂ em 0,395 tCO₂/MWh para uma termelétrica a gás natural de ciclo combinado. Coelho (2013), por sua vez, avaliando 28 termelétricas no Brasil, estimou a emissão em 0,316 tCO₂/MWh, utilizando metodologia da Agência de Proteção Ambiental (EPA) dos Estados Unidos. Em outro trabalho, foi utilizado como referência o valor de 0,360 tCO₂/MWh (NETL, 2015 citado por KHORSHIDI *et. al.*, 2016), na comparação de uma termelétrica a gás natural com uma a biomassa.

Para o cálculo das emissões foi utilizada a estimativa de Rodrigues (2011), uma vez que foram obtidos com informações diretamente da usina e que também é uma TGCC, mesmo tipo da termelétrica estimada. O preço do carbono

foi aquele utilizado na estimativa referente ao sequestro de carbono, no item dos custos das hidrelétricas. A produção anual de energia, também já explicada anteriormente, foi de 2.568.432 MWh. Portanto, de acordo com a Tabela 13, o custo anual relativo à emissão de gás carbônico pela termelétrica é de R\$ 19.600.731,96.

Tabela 13– Custo anual pela emissão do gás carbônico pela termelétrica

Emissão de gás carbônico (tCO₂/MWh)	Preço do carbono no mercado (R\$/t)	Energia firme (MWh médios)	Energia produzida anual (MWh)	Custo total anual (R\$)
0,395	19,32	293,2	2.568.432	19.600.731,96

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

4.3. Custos totais das hidrelétricas e da termelétrica

Os custos totais das duas hidrelétricas e da termelétrica e também o valor presente líquido estão apresentados na Tabela 14. Os custos apresentados são referentes à construção e operação dos projetos até o ano 36. Nota-se que o custo de instalação da UHE Baixo Iguaçu mais a termelétrica é maior do que o custo da UHE Capanema, sendo R\$ 6.963.441.043,85 contra R\$ 4.040.341.562,51, no valor presente. As tabelas com as demonstrações detalhadas dos custos anuais dos projetos estão nos Apêndices E, F e G.

Tabela 14– Custos totais das hidrelétricas e termelétrica e valor presente líquido.

	Custo Total	VPL¹
UHE Capanema	6.777.761.305,39	4.040.341.562,51
UHE Baixo Iguaçu + Termelétrica	23.375.605.442,91	6.963.441.043,85
UHE Baixo Iguaçu	2.660.030.815,98	1.893.160.316,92
Termelétrica	20.715.574.626,93	5.070.280.726,93

Nota 1: Valor presente líquido com taxa de desconto de 12%.

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

A UHE Capanema, como teve seus estudos desenvolvidos na década de 70 e 80, não tinha previsto os custos que hoje são chamados de custos socioambientais nos manuais. Os custos ambientais estimados e os custos de perda da Mata Atlântica e sequestro de carbono valorados representam aproximadamente 10% dos custos totais desta hidrelétrica.

Apesar dos manuais terem evoluído na previsão da avaliação dos custos socioambientais (Conta 10), estes custos previstos no inventário da UHE Baixo Iguaçu e detalhados no PBA foram considerados como custos indiretos, apesar de terem dispêndio financeiro de forma direta na execução dos planos e programas. Verifica-se, portanto, que o inventário não previu o custo econômico da implantação das hidrelétricas, decorrentes de diversos impactos como sobre a ictiofauna, qualidade da água, o uso público do rio Iguaçu, bem como dos custos valorados neste trabalho.

Quanto à geração termelétrica, também se pode observar que somente o custo valorado pela emissão do gás carbônico representa 3% do valor total dos custos, apesar dessa fonte ter diversos custos ambientais além do valorado, como o uso da água, emissão de poluentes, dentre outros. Isto reflete a importância de valoração de custos sociais e ambientais para a quantificação dos custos efetivos dos empreendimentos. Demonstra também o que foi abordado no Capítulo 2 sobre a necessidade de avaliação econômica na tomada de decisão de implantação de projetos no setor elétrico. O último manual da Eletrobras (2000), inclusive, já alertava para o fato de que os custos econômicos não incorporados nas contas podem levar a uma alocação incorreta de recursos e uma externalidade negativa não considerada no planejamento poderia se tornar um passivo ambiental futuro.

4.4. Resultado da efetividade

Sob o ponto de vista da geração de energia para o Sistema Interligado Nacional, cabe ressaltar que a capacidade instalada de geração hidráulica aumentará de 90.000 MW para 117.000 MW, no período entre 2015 a 2024. O objetivo do planejamento da oferta para o horizonte decenal é apresentar a expansão da geração e interligação atendendo aos critérios de economia e de segurança de suprimento para o sistema (BRASIL, 2015).

Entretanto, percebe-se que a energia gerada pela UHE Capanema, ao final do período avaliado, é de 122.464.800 MWh, contra 48.439.296 MWh da UHE Baixo Iguaçu (Tabela 15). Já a geração desta hidrelétrica associada a termelétrica é de 133.197.552 MWh, valor um pouco superior ao da UHE Capanema. Esta diferença ocorre porque, mesmo tendo a mesma energia firme prevista, o tempo de funcionamento da UHE Baixo Iguaçu e da termelétrica é

maior do que da UHE Capanema, já que esta tem o tempo de construção maior do que os outros projetos. Assim, sem considerar os custos destas alternativas, as duas alternativas alcançariam os objetivos previstos em relação à efetividade.

Tabela 15– Energia gerada total pelas hidrelétricas e pela termelétrica durante o tempo de operação avaliado

	Energia Firme (MW médios)	Energia gerada diária (MWh)	Energia gerada anual (MWh)	Tempo de operação (anos)	Energia gerada total (MWh)
UHE Capanema	466	11.184	4.082.160	30	122.464.800
UHE Baixo Iguaçu + Termelétrica	466	11.184	4.082.160		133.197.552
UHE Baixo Iguaçu	172,8	4.147,2	1.513.728	32	48.439.296
Termelétrica	293,2	7.036,8	2.568.432	33	84.758.256

Fonte: Elaborada pelo autor com informações do estudo

No entanto, analisando os projetos das hidrelétricas somente, há como inferir que a diminuição do reservatório da UHE Capanema não foi a melhor decisão sob o ponto de vista da efetividade, uma vez que fornece menor quantidade de energia para o SIN do que a UHE Baixo Iguaçu.

4.5. Índice custo-efetividade

Os resultados obtidos da análise custo-efetividade dos projetos da UHE Capanema, UHE Baixo Iguaçu e da termelétrica estão demonstrados na Tabela 16. Em primeiro lugar, verifica-se que a UHE Capanema é mais custo-efetiva do que a UHE Baixo Iguaçu, uma vez que esta tem um índice de 39,08 R\$/MWh, se comparado com o índice de 32,99 R\$/MWh da outra hidrelétrica.

Em que pese a UHE Capanema ser a alternativa mais custo-efetiva de acordo com os resultados obtidos no estudo, o projeto escolhido para ser implantado foi o da UHE Baixo Iguaçu. Este fato se deve principalmente pela área do reservatório da primeira hidrelétrica prever a inundação de 1% do Parque Nacional do Iguaçu. Além disso, atualmente existem instrumentos legais que não permitem este tipo de impacto em unidade de conservação de proteção integral⁵,

⁵ Proteção integral: manutenção dos ecossistemas livres de alterações causadas por interferência humana, admitido apenas o uso indireto dos seus atributos naturais. Art. 2º, parágrafo VI, da Lei nº 9.985/2000.

de acordo com a Lei do Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (BRASIL, 2000).

Tabela 16– Resultado do índice custo-efetividade dos projetos analisados

	Custo Total (R\$)¹	Efetividade Total (MWh)	Índice Custo-Efetividade (R\$/MWh)
UHE Capanema	4.040.341.562,51	122.464.800	32,99
UHE Baixo Iguaçu + Termelétrica	6.963.441.043,85	133.197.552	52,28
UHE Baixo Iguaçu	1.893.160.316,92	48.439.296	39,08
Termelétrica	5.070.280.726,93	84.758.256	59,82

Nota 1: Custo total com taxa de desconto de 12% ao ano.

Fonte: Elaborada pelo autor com resultados do estudo

O Parque Nacional do Iguaçu foi criado em 1939, já sendo, na época do inventário da UHE Capanema, uma importante unidade de conservação da região. Além disso, pode-se destacar que esta é uma unidade que é atualmente a segunda mais visitada no Brasil e que tem um dos últimos remanescentes de Mata Atlântica da região e grande biodiversidade. O Parque também foi o primeiro a ser instituído como Sítio do Patrimônio Mundial Natural pela Unesco (ICMbio, 2017). Isto tudo são fatores que pesam em relação à decisão de se adotar um projeto em detrimento do outro.

Este estudo valorou a área de floresta do Parque Nacional do Iguaçu que seria perdida pela implantação da usina com a implantação do reservatório. No entanto, além destes, existem outros fatores que poderiam ser avaliados que podem alterar os custos do projeto. Exemplificando, pode-se destacar o trabalho de Picoli (2011), que avaliou, além dos benefícios gerais da conservação da biodiversidade pela implantação de unidades de conservação, os benefícios com a bioprospecção e do armazenamento de carbono nessas áreas.

Assim, as decisões governamentais também deveriam considerar as avaliações econômicas das áreas protegidas no Brasil. Entretanto, existem casos de unidades de conservação que tiveram a área reduzida para que houvesse possibilidade legal de implantação de aproveitamentos hidrelétricos. Em caso recente, pode-se destacar que diversas unidades de conservação na Amazônia foram alteradas para possibilitar a implantação do complexo de

hidrelétricas da bacia do Tapajós (BRASIL, 2012). Estas alterações foram para adequar a situação legal dos futuros empreendimentos. Apesar disso, nenhuma hidrelétrica ainda foi implantada nessa bacia.

Ainda sobre o índice custo-efetividade, cabe destacar que, além de ser a opção mais custo-efetiva, a implantação da UHE Capanema forneceria uma energia firme média de 466 MW para o Sistema, com índice custo-efetividade de 32,99 R\$/MWh. Já com a implantação da UHE Baixo Iguaçu e da termelétrica, para fornecimento da mesma energia firme, o índice custo-efetividade é de 52,28 R\$/MWh (Tabela 16), índice 63% maior do que a geração somente pela UHE Capanema.

Isto demonstra que a decisão pela implantação da UHE Baixo Iguaçu não considerou os fatores econômicos na tomada de decisão, uma vez que, dentre os parâmetros e projetos avaliados e considerando a necessidade de fornecimento de energia para o sistema como um todo, a UHE Capanema era a opção mais custo-efetiva. Há que se destacar também, como avaliado ao longo da dissertação, que a opção por projetos hidrelétricos sem reservatórios de acumulação tem levado à opção por geração termelétrica, uma vez que a geração por outras fontes renováveis, como a energia eólica, também tem riscos de interrupção do fornecimento por depender de fatores ambientais favoráveis.

Corroborando com isto, segundo informações do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais, a expansão do sistema conta com apenas três usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação (BRASIL, 2015). Assim, no cômputo geral, os custos econômicos podem estar sendo maiores por este tipo de decisão, uma vez que projetos com menor capacidade instalada podem ser menos custo-efetivos do que projetos com maior capacidade.

Outra questão que pode ser avaliada é quanto à equidade da decisão. Atualmente, no Brasil, está em vigor o procedimento de bandeiras tarifárias⁶ na conta de energia do consumidor, segundo norma da Aneel (2013). A cobrança de valor extra na conta de energia já foi aplicada, em períodos de menor

⁶ A bandeira verde não implica em cobrança adicional. As bandeiras amarela ou vermelha, quando acionadas, implicam em tarifas de maior valor, devido ao maior custo de geração (ANEEL, 2013)

disponibilidade hídrica para a geração hidráulica. Consequentemente, há um maior despacho de geração por meio das térmicas, que tem custos mais elevados. Assim, a decisão pela escolha de projetos hidrelétricos com menor capacidade também tem consequências no custo da energia para a população.

4.6. Análise de sensibilidade

Na análise de sensibilidade foram considerados dois parâmetros. O primeiro alterou a taxa de desconto do custo dos projetos em 4 pontos percentuais a partir da taxa de 12% ao ano. Assim, foram adotadas taxas de desconto de 8% e 16% ao ano (Tabela 17). Os cálculos da alteração dos custos em cada projeto estão nos Apêndices H a M.

Tabela 17– Resultados da análise de sensibilidade com alteração da taxa de desconto para 8 e 16% ao ano.

	Custo Total - TD 8% a.a. (R\$)	Custo Total - TD 16% a.a. (R\$)	Efetividade Total (MWh)	ICE - TD 8% a.a. (R\$/MWh)	ICE - TD 16% a.a. (R\$/MWh)
UHE Capanema	4.560.694.301,29	3.654.668.327,45	122.464.800	37,24	29,84
UHE Baixo Iguaçu + Termelétrica	9.138.454.601,96	5.710.542.273,05	133.197.552	68,61	42,87
UHE Baixo Iguaçu	2.044.792.912,41	1.776.753.450,39	48.439.296	42,21	36,68
Termelétrica	7.093.661.689,55	3.933.788.822,66	84.758.256	83,69	46,41

Legenda: TD = Taxa de Desconto; ICE = Índice Custo-Efetividade

Fonte: Elaborada pelo autor com resultados do estudo

A alteração da taxa de desconto não modificou o projeto com o melhor custo-efetividade, permanecendo a UHE Capanema, com 37,24 R\$/MWh e 29,84 R\$/MWh, para taxas de desconto de 8% e 16% respectivamente. Comparativamente entre as duas hidrelétricas, a UHE Capanema também continua com o melhor índice.

Entretanto, a termelétrica foi mais sensível a alteração deste item. O índice custo-efetividade com taxa de desconto de 8% permaneceu alto, praticamente o dobro dos índices das duas hidrelétricas. Em contraponto, o índice com a taxa de desconto a 16% foi significativamente menor, ficando em 46,41. Mesmo assim, ainda acima dos índices das duas hidrelétricas. Isto ocorre pelo fato de que a termelétrica tem custos de operação maiores do que os custos

de instalação. Assim, como os custos de operação da termelétrica, principalmente combustível, permanecem altos e constantes até os últimos anos estimados, uma alteração na taxa de desconto faz com que o valor presente também se altere de forma significativa. Já as hidrelétricas, que tem o custo de instalação, que são dispendidos nos primeiros anos, representando 62% dos custos totais para a UHE Capanema e 70% dos custos totais para a UHE Baixo Iguaçu, não são tão sensíveis a esta modificação.

Quanto à comparação entre a geração com energia firme de 466 MW, a UHE Capanema continua o projeto mais custo-efetivo nas duas taxas de desconto avaliadas. Entretanto, o índice da UHE Baixo Iguaçu junto com a termelétrica, de 42,87 R\$/MWh, é um valor mais próximo do índice da UHE Capanema, de 29,84 R\$/MWh, para a taxa de desconto de 16%. Isto demonstra a possibilidade de uma melhor atratividade da geração termelétrica dependendo das taxas de juros futuras.

Já com a análise de sensibilidade relativa à alteração do custo de aquisição do gás natural para a termelétrica, ficou demonstrado que as hidrelétricas ainda são mais custo-efetivas do que a termelétrica (Tabela 18 e Apêndices N e O). Apesar disso, o índice da termelétrica com o gás a 5 US\$/MMBTu (50% menor), de 40,93 R\$/MWh, ficou próximo ao índice da UHE Baixo Iguaçu, de 39,08 R\$/MWh.

Tabela 18– Resultados da análise de sensibilidade da variação do preço do gás natural da termelétrica

	CT - Gás 50% Menos (R\$)	CT - Gás 50% Mais (R\$)	Efetividade Total (MWh)	ICE - Gás 50% Menos (R\$/MWh)	ICE - Gás 50% Mais (R\$/MWh)
UHE Capanema	4.040.341.562,51	4.040.341.562,51	122.464.800	32,99	32,99
UHE Baixo Iguaçu + Termelétrica	5.362.094.306,09	8.564.787.781,62	133.197.552	40,26	64,30
UHE Baixo Iguaçu	1.893.160.316,92	1.893.160.316,92	48.439.296	39,08	39,08
Termelétrica	3.468.933.989,17	6.671.627.464,70	84.758.256	40,93	78,71

Legenda: CT = Custo Total; ICE = Índice Custo-Efetividade
Fonte: Elaborada pelo autor com resultados do estudo

Isto mostra que, devido ao maior custo da termelétrica ser o combustível, com aproximadamente 78% do custo total, no período de funcionamento

avaliado, a variação no preço do gás natural é importante para a viabilidade econômica deste tipo de empreendimento. Isto pode ser visto também no caso de variação para um custo maior do fornecimento do gás, já que com o valor a 15 US\$/MMBTu (50% maior), o índice fica em 78,71 R\$/MWh, mais do que o dobro do índice das duas hidrelétricas.

Na avaliação da geração associada entre a UHE Baixo Iguaçu e a termelétrica, os índices com a variação do preço do combustível não tornou esta opção mais custo-efetiva do que a UHE Capanema. Com o preço a 5 US\$/MMBTu o índice da UHE Baixo Iguaçu mais a termelétrica ficou em 40,26 R\$/MWh contra 32,99 R\$/MWh da UHE Capanema. Já para o preço do gás natural em 15 US\$/MMBTu, a diferença ficou maior, 64,30 R\$/MWh dos dois projetos associados contra 32,99 R\$/MWh da UHE Capanema.

Neste sentido, cabe ressaltar que a expansão da geração por termelétrica considera um total de 10.500 MW (sem incluir nucleares ou usinas a biomassa) no horizonte decenal, entre 2015 e 2024. No entanto, a concretização dessa expansão está atrelada à disponibilidade e competitividade dos projetos, preferencialmente a gás natural, nos futuros leilões para compra de energia nova. Assim, projeta-se que o consumo final de gás natural alcance o patamar de 77 milhões de m³/dia em 2024, saindo de cerca de 54 milhões de m³/dia em 2014 (BRASIL, 2015). Isto tudo dependerá, então, da oferta de gás natural no período, o que poderia tornar o seu preço mais atrativo para este tipo de geração. Entretanto, apesar do índice se aproximar com o custo do gás 50% menor ao da UHE Capanema, ainda não é suficiente para ser mais custo-efetivo do que este projeto.

A matriz elétrica brasileira tem fontes diversas de geração e no horizonte decenal (2015 a 2024), ao menos, há a previsão de aumento na demanda de energia. Apesar disso, outras fontes, como energia eólica e solar, que podem causar menos impactos do que a geração por hidrelétricas, mas por dependerem de fatores ambientais, também não são fontes que assegurem a energia para a expansão do sistema. Neste sentido, isso reforça a necessidade de avaliação do sistema brasileiro como um todo, sendo imprescindível que os planos de expansão incluam a avaliação ambiental e social na tomada de decisão das fontes e projetos a serem adotados.

Ainda no que diz respeito às fontes de geração na matriz elétrica brasileira, Teixeira (2014) alerta para o fato de que a geração de energia a partir do bagaço da cana-de-açúcar poderia ser uma opção complementar no sistema brasileiro. Esta fonte, inclusive, poderia trazer ganhos energéticos e ambientais, caso resolvidas as questões de eficiência técnica e as institucionais, pois além de energia para o sistema, gera menos gases do efeito estufa se comparada à geração utilizando combustíveis fósseis. O autor também destaca que esta fonte poderia reduzir a deposição de rejeitos, cuja acumulação acarreta impactos ambientais em escala local e regional.

Há que se ressaltar ainda, considerando as mudanças climáticas, que o Banco Mundial alerta para o fato de que em períodos de restrição hídrica no Brasil a disponibilidade de geração hidrelétrica é reduzida, requerendo maior despacho termelétrico. Em decorrência disso, durante um ano com restrição hídrica, tem-se uma emissão perto de 60 MtCO₂, quatro vezes maior do que em um ano sem restrição (WORLD BANK, 2017). Nesse sentido, a opção crescente por hidrelétricas sem reservatório, com conseqüente necessidade de maior geração de energia por termelétricas, contribui para uma maior emissão de gases de efeito estufa. Assim, considerando a meta brasileira de redução de emissões desses gases de 37%, até 2025, e de 43%, até 2030, assumida na 21ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, em 2015, essa opção pode ser um fator que dificulte o alcance dessa meta pelo país.

Por fim, cabe ressaltar que o resultado dos projetos avaliados não pode ser utilizado em outros projetos em outros biomas no país. Por exemplo, na implantação de uma hidrelétrica na Amazônia, que está em área totalmente preservada, pode haver resultados diferentes se comparados com o contexto dos projetos analisados, em áreas que estão praticamente todas utilizadas na pecuária e agricultura. Assim, considerando que a valoração econômica dos recursos naturais e dos impactos sociais é uma ferramenta complexa, em que os custos valorados variam de acordo com a abordagem adotada, os projetos deverão ser avaliados em cada caso quanto à sua custo-efetividade, bem como comparativamente com outros tipos de geração de energia.

Ressalta-se, também, que os dados obtidos da UHE Capanema foram em parte estimados com os dados oriundos da UHE Baixo Iguaçu, o que poderia

levar a custos diferentes caso houvesse levantamento atualizado para este projeto. Também não foram feitas estimativas atualizadas quanto à população atingida, já que este é um impacto significativo, considerando o uso do solo na região do estudo.

Mesmo assim, a ACE, como demonstrado ao longo do trabalho, é uma ferramenta útil na tomada de decisão da geração de energia elétrica no Brasil, podendo ser incorporada nos manuais de viabilidade do setor. Cabe ainda ressaltar que deverão ser feitos esforços para que outros custos sociais e ambientais sejam valorados na análise custo-efetividade destes projetos, de forma que os custos totais representem o mais próximo possível os custos para a população e para o meio ambiente. Neste sentido, considerando que as hidrelétricas alteram principalmente os recursos hídricos e a fauna e flora associada, sugere-se que outros trabalhos também avaliem estes atributos, além dos já abordados nesta dissertação, como forma a complementar os custos das hidrelétricas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo teve como objetivo fazer uma análise custo-efetividade de um projeto de hidrelétrica comparado à geração hidrelétrica associada com termelétrica. Os resultados obtidos com as hidrelétricas estudadas demonstram que a UHE Capanema é mais custo-efetiva do que a UHE Baixo Iguaçu, mesmo quando as taxas de desconto são alteradas. Mesmo assim, o projeto atualmente em implantação é o da UHE Baixo Iguaçu, devido às restrições ambientais, principalmente as que ocorreriam no Parque Nacional do Iguaçu.

No estudo também foi avaliada a geração para o Sistema Interligado Nacional. Assim, para que se alcançasse a energia firme da UHE Capanema, foram estimados custos de uma termelétrica complementar ao projeto da UHE Baixo Iguaçu. O índice custo-efetividade desses projetos associados é maior do que o da UHE Capanema. Além disso, foi demonstrado também que a geração por meio da termelétrica a gás natural de ciclo combinado, mesmo sendo mais eficiente do que de ciclo simples, tem custo mais elevado do que a geração hidrelétrica. Mesmo quando os custos do gás natural são alterados, o resultado se mantém.

No estudo realizado, ao se mudar o projeto de uma hidrelétrica por uma outra de menor capacidade, houve uma redução na área alagada, nos impactos sobre a Mata Atlântica e na população afetada. Entretanto, apesar desse ganho ambiental, há uma perda de geração de energia. Dessa forma, há necessidade de complementação energética por outra fonte, o que, no caso avaliado, teve um custo superior, quando se comparam os custos combinados da UHE Baixo Iguaçu + Termelétrica *versus* o custo da UHE Capanema. Assim, conclui-se que a decisão de troca de projeto da UHE Capanema pelo projeto da UHE Baixo Iguaçu não foi eficiente, considerando o custo econômico da energia gerada dos projetos. Embora não avaliados nesta dissertação, estudos adicionais podem ser enriquecer a ACE realizada, como por exemplo o cálculo dos custos anuais equivalentes dos projetos estudados e mesmo uma análise incremental parametrizada.

Ante o exposto, a ACE mostrou-se uma ferramenta útil para a avaliação de projetos de geração de energia elétrica no Brasil, podendo comparar diversas tipos de fontes de geração, bem como quantificar as externalidades negativas à

sociedade e ao meio ambiente. Assim, essa metodologia poderia ser aplicada também comparando custos combinados de geração hidrelétrica com geração por energia eólica, solar, nuclear, dentre outras.

Para a utilização de ACE em projetos de geração de energia, pode-se afirmar que a determinação da medida de efetividade já se encontra pacificada na literatura acadêmica. Por outro lado, o desafio é realizar o levantamento e quantificação dos custos, como pode ser verificado ao longo da dissertação, principalmente no que diz respeito à escolha de quais custos valorar, considerando a importância e complexidade dos diversos impactos ambientais e sociais dos sistemas de geração de energia.

A busca pela utilização de ferramentas com a ACE proporciona uma melhora na alocação dos recursos públicos, ao se buscar a opção mais eficiente dentre as apresentadas. Além disso, contribui para a avaliação de opções que gerem menos externalidades ao meio ambiente.

Neste sentido, as escolhas públicas para a geração de energia deveriam levar em conta os impactos sociais e ambientais da matriz brasileira como um todo e considerar os reflexos para a sociedade e meio ambiente. Não há como avaliar cada projeto isoladamente, sob o risco de serem adotadas soluções com maior custo do que se pensar no sistema de geração do país como um todo.

Ainda sobre os impactos sociais e ambientais, mesmo com a recomendação dos manuais para que sejam avaliados, os impactos previstos nos orçamentos dos projetos das hidrelétricas não consideraram diversos custos que poderiam ser avaliados. Isto aconteceu mesmo para a UHE Baixo Iguaçu que tem projeto mais atual em comparação ao da UHE Capanema. Exemplificando, podem ser citados o sequestro de carbono, a perda de Mata Atlântica, que foram valorados neste trabalho, bem como outros como os impactos sobre as espécies da fauna, principalmente a ictiofauna, e a alteração nos usos do reservatório, na qualidade da água, dentre outros. O mesmo vale para a avaliação da geração termelétrica, onde devem também ser incorporados estes custos, como o custo pela emissão de gás carbônico valorado neste trabalho.

Por fim, considerando as informações obtidas no presente estudo, sugerem-se as seguintes questões para a avaliação de projetos do setor elétrico e também para estudos futuros neste tema:

- i. As diretrizes do poder público para a realização dos inventários e dos estudos de viabilidade econômica devem melhorar os mecanismos de avaliação dos custos para a sociedade e o meio ambiente de forma que sejam quantificados de forma efetiva e não considerem somente os custos financeiros dos projetos analisados.
- ii. Sejam utilizadas ferramentas econômicas para a análise das escolhas públicas quanto ao tipo de fonte de geração de energia para a matriz brasileira, de forma a buscar a melhor alocação do recurso e a melhor opção para a sociedade e o meio ambiente, recomendando como uma das ferramentas a utilização da análise custo-efetividade.
- iii. Em trabalhos futuros com avaliação econômica de projetos de hidrelétricas, recomenda-se que sejam valorados outros custos ambientais e sociais além dos abordados neste estudo, como o efeito sobre as espécies da fauna, principalmente ictiofauna, da flora e o custo de oportunidade das famílias atingidas pelo reservatório.
- iv. Recomenda-se também a realização de outros trabalhos utilizando a análise custo-efetividade comparando as fontes de geração de energia de forma mais abrangente, como por exemplo a hidrelétrica, eólica, solar, e termelétricas a gás, nuclear, diesel e biomassa, de forma a buscar a opção mais custo-efetiva dentre as fontes de geração disponíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Estudo de inventário hidrelétrico no trecho do rio Madeira – Sub-Bacia 15 – Divisa Brasil/Bolívia – estado de Rondônia – RO**. Processo nº 48500.000291/2001-31. Brasília, 2001.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Estudo de inventário do trecho do rio Tapajós – Sub-Bacia 17**. Processo nº 48500.000623/2005-92. Brasília, 2005.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Contrato de Concessão nº 02/2012-MME-Baixo Iguaçu. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/CG1202BaixoIguacu.pdf>. Acesso em: 15/05/2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Matriz de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 22/06/2017

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/cmpf/gerencial/>> Acesso em: 13/05/2017.

ANTHOFF, D.; HAHN, R. Government Failure and Market Failure: On the Inefficiency of Environmental and Energy Policy. **Smith School Working Paper Series**. Working Paper 04. 36 p. 2009.

BAIXO IGUAÇU. Página eletrônica da UHE Baixo Iguaçu. Disponível em: <<http://baixoiguacu.com.br/>>. Acesso em: 20/05/2017.

BALANA, B. B.; VINTEN, A.; SLEE, B. A review on cost-effectiveness analysis of agri-environmental measures related to the EU WFD: Key issues, methods, and applications. **Ecological Economics**, v. 70, p. 1021-1031, 2011.

BARROS, M. C. P. **Custo Efetividade de tecnologia alternativa de esgotamento sanitário para pequenos municípios**. 2014. 125 p. Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília.

BCB. Banco Central do Brasil. Calculadora do cidadão. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>> Acesso em: 12/04/2017.

BERMANN, C. Impasses e controvérsias da hidroeletricidade. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 21 (59), 139-153, 2007.

BRANCO, C. M. **A análise custo-efetividade: sua aplicação como auxílio para a definição de políticas de regulamentação do uso de agrotóxicos.** Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente), Universidade de Brasília, Brasília: 2008.

BRANCO, M. C.; NOGUEIRA, J. M. Análise sócio-econômico-ambiental e sua interação com a política pública: o exemplo dos agrotóxicos. **Perspectivas Online: Ciências Biológicas e da Saúde**. v. 3, n. 1, p. 31-41, 2011.

BRASIL. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7990.htm>. Acesso em: 13/05/2017.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em: 13/05/2017.

BRASIL. Lei 9.985, de 18 de julho de 2000. Regulamenta o art. 225, § 1º, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9985.htm>. Acesso em: 10/06/2017.

BRASIL. Decreto nº 3.739, de 31 de janeiro de 2001. Dispõe sobre o cálculo da tarifa atualizada de referência para compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, de que trata a Lei no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e da contribuição de reservatórios de montante para a geração de energia hidrelétrica, de que trata a Lei no 8.001, de 13 de março de 1990, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/D3739.htm>. Acesso em: 13/05/2017.

BRASIL. Lei 12.678, de 25 de junho de 2012. Dispõe sobre alterações nos limites dos Parques Nacionais da Amazônia, dos Campos Amazônicos e Mapinguari, das Florestas Nacionais de Itaituba I, Itaituba II e do Crepori e da Área de Proteção Ambiental do Tapajós; altera a Lei no 12.249, de 11 de junho de 2010; e dá outras providências **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**.

Brasília. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Lei/L12678.htm>. Acesso em: 10/06/2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: MME/EPE, 2015.

BRASIL. Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016. Altera dispositivos de diversas Leis. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm>. Acesso em: 13/05/2017.

BUARQUE, C. **Avaliação econômica de projetos: uma apresentação didática**. Rio de Janeiro: Campus, 1984. 266 p.

COELHO, S. O. **Avaliação das Emissões Atmosféricas das Principais Termelétricas Brasileiras a Gás Natural – Ano Base 2013**. 2013. 115 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de Engenharia Sanitária e Ambiental. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora.

COSTA, A. S.; ASCENÇÃO, F.; BAGER, A. Mixed sampling protocols improve the cost-effectiveness of roadkill surveys. **Biodiversity and Conservation**. v. 24, p. 2953–2965, 2015.

CUADRADO ROURA, J. R. (org.) **Introducción a La Política Económica**. McGraw-Hill. 1997.

DESENVIX S.A. **Estudo de viabilidade da UHE Baixo Iguaçu**. Relatório Final. Outubro de 2004. Orçamento atualizado para dezembro de 2004.

DOOLE, J. G.; BLACKMORE, L.; SCHILIZZI, S. Determinants of cost effectiveness in tender and offset programmes for Australian biodiversity conservation. **Land Use Policy**, v. 36, p. 23-32, 2014

DOUBRAWA, B.; SANQUETTA, C. R.; CORTE, A. P. D.; HENTZ, A. M. K. Remoção de CO₂ associada à dinâmica da cobertura florestal na bacia hidrográfica do rio Iguaçu no período 2000-2010. **Interciencia**, vol. 39, n. 8, p. 562-569, 2014.

ELETROBRAS. Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro – COMASE. **Referencial para Orçamentação dos Programas Sócio-Ambientais**, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Rio de Janeiro: Eletrobras, 1994, 87 p.

ELETROBRAS. **Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo do setor elétrico**. Centrais Elétricas Brasileiras S.A., DEA; coordenado por Mírian Regini Nutti. – Rio de Janeiro: Eletrobrás, v. IX, 2000, 210 p.

ELETROBRAS. Relatório Anual e de Sustentabilidade 2015. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/main.asp?Team=%7B4A2B5B3C-751A-4E38-86A7-D6085CEE347B%7D>. Acesso em: 07 de agosto de 2016.

ELETROSUL. Centrais Elétricas do Sul do Brasil. **Estudo de inventário da UHE Capanema**. Processo nº 00000.703072/1980-33. Brasília, 1980.

EPA. **Guidelines for Preparing Economic Analyses**. United States Environmental Protection Agency. 2000, 227 p.

FEARNSIDE, P. M. **Hidrelétricas na Amazônia: Impactos Ambientais e Sociais na Tomada de Decisões sobre Grandes Obras**. Manaus: Editora do INPA, 2015. v. 2, 296 p.

FIELD, B. C e FIELD, M. K. **Introdução à Economia do Meio Ambiente**. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda. 2014, 383 p.

GERAÇÃO CÉU AZUL S.A. **Plano Básico Ambiental Consolidado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu**. Rio de Janeiro, 2013.

GOMES, R. O. **Estudo do impacto da incorporação de usinas hidrelétricas a fio d'água no Sistema Interligado Nacional**. 2012. 123 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.

GUERRA, J. B. S. O. A., DUTRA, L., SCHWINDEN, N; B. C, ANDRADE, S. F. Future scenarios and trends in energy generation in brazil: supply and demand and mitigation forecasts. **Journal of Cleaner Production**. v. 103. p. 197-210, 2015.

GULLO, M. C.; PORTO JUNIOR, S. S. Uma aplicação da Análise Custo Efetividade para minimizar os impactos da poluição no rio Taquari/Antas pelo setor industrial de Caxias do Sul. **Direito, Economia e Meio Ambiente: olhares de diversos pesquisadores**. Educs, p. 121-147, 2012.

HANLEY, N., SPASH, C. L. **Cost-benefit Analysis and the Environment**. Edward Elgar Publishing Ltd., 1993.

ILIOPOULOS, C.; ROZAKIS, S. Environmental cost-effectiveness of bio diesel production in Greece: Current policies and alternative scenarios. **Energy Policy**. v. 38, p.1067–1078, 2010.

ICMPIO. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Site oficial do Parque Nacional do Iguaçu. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/parnaiguacu/>>. Acesso em: 10/06/2017

INVESTING. Cotação crédito carbono. Disponível em:<https://br.investing.com/commodities/carbon-emissions/>> Acesso em: 19/05/2017.

IPARDES. Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social. **Caderno estatístico do Município de Céu Azul**. 43p. 2017.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. Land Use, Land-Use Change and Forestry. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/ipccreports/sres/land_use/index.php?idp=28>. Acesso em: 29/04/2017.

JAGER, H. I.; BEVELHIMER, M. S. How Run-of-River Operation Affects Hydropower Generation and Value. **Environmental Management**. v. 40, p.1004–1015, 2007.

JARDIM JUNIOR, A. M.; IMBROISI, D.; NOGUEIRA, J. M.; CONCEIÇÃO, P. H. Z. Economics of wastewater treatment: cost-effectiveness, social gains and environmental standards. **Environmental Economics**, v. 3, Issue 3, 2012.

KHORSHIDIA, Z.; FLORINC, N. H.; HOA, M. T.; WILEY, D. E. Techno-economic evaluation of co-firing biomass gas with natural gas in existing NGCC plants with and without CO₂ capture. **International Journal of Greenhouse Gas Control**. v. 49 p. 343–363, 2016.

KOK, R.; ANNEMA, J. A.; VAN WEE, B. Cost-effectiveness of greenhouse gas mitigation in transport: A review of methodological approaches and their impact. **Energy Policy**. v. 39, p. 7776-7793, 2011.

KOSNIK, L. The potential for small scale hydropower development in the US. **Energy Policy**. v. 38, p. 5512-5519, 2010.

LEVIN, H. M; McEVAN, P.J. **Cost-Effectiveness Analysis: Methods and Applications**. SAGE Publications, 2a ed. 2000. 328 p.

MONTI, H. C. **Proposição de indicadores físicos de custo-efetividade para análise de projetos hidrelétricos**. 2003. 119 p. Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente) - Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília.

MOREIRA, P. F. Planejamento Energético e o PIB. IN: **O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios**. 2ª edição, Ed. International Rivers Network – Brasil, Org. MOREIRA, P. F - Brasília: Brasil, p. 23-28, 2012.

MUELLER, C. C. **Os economistas e as relações entre o sistema econômicos e o meio ambiente**. Brasília: Editora UnB. Finatec, 2007, 562 p.

NOGUEIRA, J. M.; PEREIRA, R. R. **Crítérios e Análise Econômicos na Escolha de Políticas Ambientais**. Brasília: UnB/NEPAMA, 1999, 20 p.

O'RYAN, R. E. Factors that determine the cost-effectiveness ranking of second-best instruments for environmental regulation. **Journal of Regulatory Economics**, v. 30, p.179-198, 2006.

PARK, H.; LIM, J. Valuation of marginal CO₂ abatement options for electric power plants in Korea. **Energy Policy**. v. 37, p. 1834-1841, 2009.

PAPST, E. **Viabilidade financeira ou econômica: Estamos avaliando os custos sociais e ambientais de projetos de usinas hidrelétricas no Brasil?** 2014. 132 p. Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília.

PEARCE, D.; ATKINSON, G. MOURATO, S. **Cost-benefit analysis and the environment: Recent Developments**. OECD Publishing, 2006, 318 p.

PICOLI, R. L. **Sistema Nacional de Unidades de Conservação: Gastos efetivos e gastos necessários para garantir a conservação dos benefícios sociais da biodiversidade brasileira**. 2011. 132 p. Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente). Departamento de Economia – Universidade de Brasília. Brasília.

PINDYCK, R.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 7^a ed., 2010, 647 p.

QUINTAS, M. C.; BLANCO, C. J. C.; MESQUITA, A. L. A. Analysis of two schemes using micro hydroelectric power (MHPs) in the Amazon with environmental sustainability and energy and economic feasibility. **Environment, Development and Sustainability**. v. 14, p. 283-295, 2012.

REY, O. Um olhar para as grandes perdas de energia no sistema de transmissão elétrico brasileiro Planejamento Energético e o PIB. IN: **O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios**, 2^a edição, Ed. International Rivers Network – Brasil, Org. MOREIRA, P. F - Brasília: Brasil, p. 40-44, 2012.

RIBEIRO, L. P.; MOREIRA, C. F.; BARA NETO, P. O Potencial da Bioeletricidade na Matriz Elétrica Brasileira. IN: **O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios**, 2^a edição, Ed. International Rivers Network – Brasil, Org. MOREIRA, P. F - Brasília: Brasil, p. 80-82, 2012.

RODRIGUES, J. M. **Análise das emissões de CO₂, CO e NO_x: Estudo de caso de usinas termelétricas a gás natural e carvão mineral**. 2011. 67 p. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC, Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia – Prodetec. Curitiba.

ROSA, L. P. Geração hidrelétrica, termelétrica e nuclear. **Estudos Avançados**, v. 21, n. 59, p. 39-58, 2007.

RUET, J. Cost-effectiveness of alternative investment strategies for the power sector in India: A retrospective account of the period 1997-2002. **Utilities Policy**, v. 14, p. 114-125, 2006.

SOCIEDADE DA ÁGUA. Sociedade da Água Consultoria Ambiental Ltda. UHE Baixo Iguaçu. Estudo de Impacto Ambiental – EIA. Curitiba, 2008.

SOUSA JUNIOR., W. C.; REID, J. Uncertainties in Amazon Hydropower Development: Risk Scenarios and Environmental Issues around the Belo Monte Dam. **Water Alternatives**, v. 3, n. 2, p. 249-268, 2010.

SPERLING, E. von. Hydropower in Brazil: overview of positive and negative environmental aspects. **Energy Procedia**. Vol. 18, Pág. 110-118, 2012.

TANCREDI, M.; ABBUD, O. A. Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente. **Núcleo de Estudos e Pesquisa do Senado Federal**, Textos para Discussão 128, 42 p. 2013. Disponível em: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/homeestudoslegislativos>. Acesso em: 29/05/2015.

TEIXEIRA, B. S. **A economia neoclássica e a inserção da bioeletricidade do bagaço da cana na matriz elétrica brasileira**. 2014. 78 p. Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente) - Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.) **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. EPE: Rio de Janeiro, 2016, 417p.

TREPEL, M. Assessing the cost-effectiveness of the water purification function of wetlands for environmental planning. **Ecological Complexity**. v. 7, 320-326, 2010.

WEITZMAN, M. L. The Noah's Ark Problem. **Econometrica**, v. 66, n. 6, 1279-1298, nov 1998.

WORLD BANK. **Guidelines for the economic analysis of projects**. Economics and Development Resource Center. 1997, 215 p.

WORLD BANK. **Low Hydrology Scenario for the Brazilian Power Sector 2016-2030. Impact of Climate on Greenhouse Gas Emissions**. Final Report. Brasília: 2017, 154 p.

ANEXO

Anexo A – Lista dos programas ambientais previstos no PBA da UHE Baixo Iguaçu

Código	Programas ambientais
1	Comunicação social
2	Educação ambiental
3	Controle ambiental para construção
4	Programa de recuperação de áreas degradadas
5	Consolidação do Corredor da biodiversidade
6	Direitos minerários
7	Monitoramento Lençol Freático e Qualidade das águas subterrâneas
8	Monitoramento das condições sísmológicas
9	Monitoramento hidrossedimentológico
10	Monitoramento climatológico
11	Limpeza da bacia de acumulação - Desmatamento
12	Limpeza da bacia de acumulação - Demolição, desinfecção e desinfestação
13	Fiscalização dos recursos naturais
14	Resgate e aproveitamento científico da flora
15	Resgate e aproveitamento científico da fauna
16	Estudos para conservação da flora
17	Monitoramento do meio aquático - Limnologia e qualidade da água
18	Monitoramento do meio aquático - Ictiofauna
19	Monitoramento e conservação da fauna terrestre e semiaquática
20	Monitoramento da paisagem
21	Remanejamento e monitoramento da população atingida (sem indenização)
22	Apoio aos municípios e as comunidades locais
23	Saúde
24	Seleção e treinamento de mão de obra local
25	Relocação da infraestrutura (sem obras)
26	Desenvolvimento turístico, lazer e recreação
27	Prospecção arqueológica
28	Gestão ambiental as águas e do entorno do reservatório
29	Onça-pintada: consolidando ações de monitoramento ambiental e educação ambiental
30	Apoio à elaboração das agendas 21 locais
31	Gerenciamento ambiental

Fonte: Geração Céu Azul (2013)

APÊNDICES

Apêndice A – Custo, duração e atualização monetária dos programas ambientais do PBA da UHE Baixo Iguaçu

Código	Duração	Custo total no PBA	Custo atualizado
1	6 anos	420.000,00	554.033,30
2	6 anos	595.000,00	784.880,51
3	6 anos	640.000,00	844.241,22
4	6 anos	100.000,00	131.912,69
5	10 anos	250.000,00	329.781,73
6	1 ano	83.000,00	109.487,53
7	6 anos	300.000,00	395.738,07
8	3 anos	350.000,00	461.694,42
9	6 anos	400.000,00	527.650,76
10	6 anos	187.000,00	246.676,73
11	2,5 anos	1.274.880,00	1.681.728,50
12	1,5 ano	1.350.000,00	1.780.821,32
13	6 anos	600.000,00	791.476,14
14	2 anos	400.000,00	527.650,76
15	2 anos	500.000,00	659.563,45
16	5 anos	3.000.000,00	3.957.380,70
17	6 anos	1.200.000,00	1.582.952,28
18	6 anos	1.800.000,00	2.374.428,42
19	6 anos	1.200.000,00	1.582.952,28
20	10 anos	268.000,00	353.526,01
21	6 anos	600.000,00	791.476,14
22	3 anos	532.000,00	701.775,51
23	3, 5 anos	980.000,00	1.292.744,36
24	1 ano	280.000,00	369.355,53
25	3 anos	680.000,00	897.006,29
26	6 anos	560.000,00	738.711,06
27	0,5 ano	94.300,00	124.393,67
28	2,5 anos	200.000,00	263.825,38
29	6 anos	150.000,00	197.869,04
30	5 anos	200.000,00	263.825,38
31	6 anos	1.000.000,00	1.319.126,90
TOTAL	-	20.194.180,00	26.638.686,07

Apêndice B – Dispendio anual dos programas ambientais da UHE Baixo Iguaçu

Código	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
1	92.338,88	92.338,88	92.338,88	92.338,88	92.338,88	92.338,89	0,00	0,00	0,00	0,00
2	130.813,42	130.813,42	130.813,42	130.813,42	130.813,42	130.813,42	0,00	0,00	0,00	0,00
3	140.706,87	140.706,87	140.706,87	140.706,87	140.706,87	140.706,87	0,00	0,00	0,00	0,00
4	21.985,45	21.985,45	21.985,45	21.985,45	21.985,45	21.985,44	0,00	0,00	0,00	0,00
5	32.978,18	32.978,18	32.978,18	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17
6	109.487,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	65.956,35	65.956,35	65.956,35	65.956,34	65.956,34	65.956,34	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	153.898,14	153.898,14	153.898,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	87.941,80	87.941,80	87.941,79	87.941,79	87.941,79	87.941,79	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	41.112,79	41.112,79	41.112,79	41.112,79	41.112,79	41.112,78	0,00	0,00	0,00
11	336.345,70	672.691,40	672.691,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	593.607,11	1.187.214,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	131.912,69	131.912,69	131.912,69	131.912,69	131.912,69	131.912,69	0,00	0,00	0,00	0,00
14	263.825,38	263.825,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	329.781,73	0,00	329.781,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	791.476,14	791.476,14	791.476,14	791.476,14	791.476,14	0,00	0,00	0,00	0,00
17	263.825,38	263.825,38	263.825,38	263.825,38	263.825,38	263.825,38	0,00	0,00	0,00	0,00
18	395.738,07	395.738,07	395.738,07	395.738,07	395.738,07	395.738,07	0,00	0,00	0,00	0,00
19	263.825,38	263.825,38	263.825,38	263.825,38	263.825,38	263.825,38	0,00	0,00	0,00	0,00
20	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,60	35.352,61
21	131.912,69	131.912,69	131.912,69	131.912,69	131.912,69	131.912,68	0,00	0,00	0,00	0,00
22	233.925,17	233.925,17	233.925,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	184.677,77	369.355,53	369.355,53	369.355,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	184.677,77	184.677,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25	0,00	299.002,10	299.002,10	299.002,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	123.118,51	123.118,51	123.118,51	123.118,51	123.118,51	123.118,51	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	124.393,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	52.765,08	105.530,15	105.530,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17	32.978,17	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	52.765,08	52.765,08	52.765,08	52.765,08	52.765,08	0,00	0,00	0,00	0,00
31	219.854,48	219.854,48	219.854,48	219.854,48	219.854,48	219.854,48	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	4.394.375,80	6.497.208,31	5.220.777,15	3.878.848,67	3.210.491,04	3.056.592,89	175.399,89	68.330,77	68.330,77	68.330,78

Apêndice C – Custo e duração dos programas ambientais da UHE Baixo Iguaçu atualizados financeiramente e corrigidos pela duração e área para a UHE Capanema

Código	Duração UHE Baixo Iguaçu	Custo no PBA	Custo atualizado	Duração considerada para UHE Capanema	Custo corrigido duração	Custo corrigido área
1	6 anos	420.000,00	554.033,30	8 anos	738.711,07	1.957.584,33
2	6 anos	595.000,00	784.880,51	8 anos	1.046.507,35	2.773.244,47
3	6 anos	640.000,00	844.241,22	8 anos	1.125.654,95	2.982.985,63
4	6 anos	100.000,00	131.912,69	8 anos	175.883,59	466.091,50
5	10 anos	250.000,00	329.781,73	12 anos	395.738,07	1.048.705,89
6	1 ano	83.000,00	109.487,53	3 anos	328.462,60	870.425,88
7	6 anos	300.000,00	395.738,07	8 anos	527.650,76	1.398.274,51
8	3 anos	350.000,00	461.694,42	5 anos	769.490,69	2.039.150,33
9	6 anos	400.000,00	527.650,76	8 anos	703.534,35	1.864.366,02
10	6 anos	187.000,00	246.676,73	8 anos	328.902,31	871.591,11
11	2,5 anos	1.274.880,00	1.681.728,50	4,5 anos	3.027.111,30	8.021.844,96
12	1,5 ano	1.350.000,00	1.780.821,32	3,5 anos	4.155.249,74	11.011.411,80
13	6 anos	600.000,00	791.476,14	8 anos	1.055.301,52	2.796.549,03
14	2 anos	400.000,00	527.650,76	4 anos	1.055.301,52	2.796.549,03
15	2 anos	500.000,00	659.563,45	4 anos	1.319.126,90	3.495.686,29
16	5 anos	3.000.000,00	3.957.380,70	7 anos	5.540.332,98	14.681.882,40
17	6 anos	1.200.000,00	1.582.952,28	8 anos	2.110.603,04	5.593.098,06
18	6 anos	1.800.000,00	2.374.428,42	8 anos	3.165.904,56	8.389.647,08
19	6 anos	1.200.000,00	1.582.952,28	8 anos	2.110.603,04	5.593.098,06
20	10 anos	268.000,00	353.526,01	12 anos	424.231,21	1.124.212,71
21	6 anos	600.000,00	791.476,14	8 anos	1.055.301,52	2.796.549,03
22	3 anos	532.000,00	701.775,51	5 anos	1.169.625,85	3.099.508,51
23	3, 5 anos	980.000,00	1.292.744,36	5,5 anos	2.031.455,43	5.383.356,88
24	1 ano	280.000,00	369.355,53	3 anos	1.108.066,60	2.936.376,48
25	3 anos	680.000,00	897.006,29	5 anos	1.495.010,49	3.961.777,79
26	6 anos	560.000,00	738.711,06	8 anos	984.948,09	2.610.112,43
27	0,5 ano	94.300,00	124.393,67	2,5 anos	621.968,33	1.648.216,08
28	2,5 anos	200.000,00	263.825,38	4,5 anos	474.885,68	1.258.447,06
29	6 anos	150.000,00	197.869,04	8 anos	263.825,38	699.137,26
30	5 anos	200.000,00	263.825,38	7 anos	369.355,53	978.792,16
31	6 anos	1.000.000,00	1.319.126,90	8 anos	1.758.835,87	4.660.915,05
TOTAL	-	20.194.180,00	26.638.686,07	-	41.437.580,30	109.809.587,79

Apêndice D – Dispendio anual dos programas ambientais da UHE Capanema

Código	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12
1	244.698,04	244.698,04	244.698,04	244.698,04	244.698,04	244.698,04	244.698,04	244.698,04	0,00	0,00	0,00	0,00
2	346.655,56	346.655,56	346.655,56	346.655,56	346.655,56	346.655,56	346.655,56	346.655,56	0,00	0,00	0,00	0,00
3	372.873,20	372.873,20	372.873,20	372.873,20	372.873,20	372.873,20	372.873,20	372.873,20	0,00	0,00	0,00	0,00
4	58.261,44	58.261,44	58.261,44	58.261,44	58.261,44	58.261,44	58.261,44	58.261,44	0,00	0,00	0,00	0,00
5	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16
6	290.141,96	290.141,96	290.141,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	174.784,31	174.784,31	174.784,31	174.784,31	174.784,31	174.784,31	174.784,31	174.784,31	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	407.830,07	407.830,07	407.830,07	407.830,07	407.830,07	0,00	0,00	0,00	0,00
9	233.045,75	233.045,75	233.045,75	233.045,75	233.045,75	233.045,75	233.045,75	233.045,75	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	108.948,89	108.948,89	108.948,89	108.948,89	108.948,89	108.948,89	108.948,89	108.948,89			
11	891.316,11	1.782.632,21	1.782.632,21	1.782.632,21	1.782.632,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	1.573.058,83	3.146.117,66	3.146.117,66	3.146.117,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	0,00	0,00	0,00	0,00
14	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	873.921,57	873.921,57	873.921,57	873.921,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	2.097.411,77	2.097.411,77	2.097.411,77	2.097.411,77	2.097.411,77	2.097.411,77	2.097.411,77	0,00	0,00	0,00	0,00
17	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	0,00	0,00	0,00	0,00
18	1.048.705,89	1.048.705,89	1.048.705,89	1.048.705,89	1.048.705,89	1.048.705,89	1.048.705,89	1.048.705,89	0,00	0,00	0,00	0,00
19	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	699.137,26	0,00	0,00	0,00	0,00
20	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39	93.684,39
21	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	349.568,63	0,00	0,00	0,00	0,00
22	619.901,70	619.901,70	619.901,70	619.901,70	619.901,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Código	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12
23	489.396,08	978.792,16	978.792,16	978.792,16	978.792,16	978.792,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	978.792,16	978.792,16	978.792,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25	0,00	792.355,56	792.355,56	792.355,56	792.355,56	792.355,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	326.264,05	326.264,05	326.264,05	326.264,05	326.264,05	326.264,05	326.264,05	326.264,05	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	329.643,22	659.286,43	659.286,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	251.689,41	503.378,83	503.378,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	87.392,16	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	139.827,45	139.827,45	139.827,45	139.827,45	139.827,45	139.827,45	139.827,45	0,00	0,00	0,00	0,00
31	582.614,38	582.614,38	582.614,38	582.614,38	582.614,38	582.614,38	582.614,38	582.614,38	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	12.246.353,87	19.094.785,50	19.424.428,71	18.059.945,83	12.681.482,92	10.278.949,00	8.507.801,28	8.507.801,28	464.809,75	181.076,55	181.076,55	181.076,55

Apêndice E – Custos anuais e totais da UHE Capanema – Taxa de Desconto 12%

Ano	Custos financeiros					Custos ambientais		Total Anual	VPL
	Construção	Realocação da população	Programas Ambientais	Operação e Manutenção	Compensação Financeira Municípios	Perda de Mata Atlântica	Sequestro de Carbono		
1	422.256.359,02		12.246.353,87					434.502.712,89	434.502.712,89
2	675.610.174,43		19.094.785,50					694.704.959,92	620.272.285,65
3	1.097.866.533,44		19.424.428,71			16.720.622,97	81.463,94	1.134.093.049,06	904.092.035,29
4	1.097.866.533,44	510.594.089,40	18.059.945,83			16.720.622,97	81.463,94	1.643.322.655,58	1.169.684.607,03
5	844.512.718,03		12.681.482,92			16.720.622,97	81.463,94	873.996.287,86	555.440.441,39
6	84.451.271,80		10.278.949,00			16.720.622,97	81.463,94	111.532.307,71	63.286.426,68
7			8.507.801,28	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	70.760.657,63	35.849.551,31
8			8.507.801,28	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	70.760.657,63	32.008.527,96
9			464.809,75	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.717.666,10	25.330.613,44
10			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	22.514.302,10
11			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	20.102.055,45
12			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	17.948.263,79
13				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	15.978.757,69
14				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	14.266.747,94
15				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	12.738.167,80
16				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	11.373.364,11
17				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	10.154.789,38
18				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	9.066.776,23
19				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	8.095.335,92
20				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	7.227.978,50
21				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	6.453.552,23
22				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	5.762.100,21
23				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	5.144.732,33
24				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.593.511,01
25				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.101.349,11
26				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	3.661.918,85
27				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	3.269.570,40
28				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.919.259,29
29				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.606.481,51
30				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.327.215,63
31				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.077.871,10
32				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.855.242,05
33				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.656.466,12
34				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.478.987,61
35				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.320.524,65
36				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.179.039,87
TOTAL	4.222.563.590,17	510.594.089,40	109.809.587,81	744.585.984,00	618.937.099,20	568.501.180,89	2.769.773,93	6.777.761.305,39	4.040.341.562,51

Apêndice F – Custos anuais e totais da UHE Baixo Iguaçu – Taxa de Desconto 12%

Ano	Custos financeiros					Custo ambiental	Total Anual	VPL
	Construção	Realocação da população	Programas Ambientais	Operação e Manutenção	Compensação Financeira Municípios	Sequestro de Carbono		
1	374.471.823,91		4.394.375,80				378.866.199,71	378.866.199,71
2	561.707.735,87		6.497.208,31				568.204.944,17	507.325.843,01
3	655.325.691,84	221.223.534,75	5.220.777,15			14.304,53	881.784.308,27	702.953.051,87
4	280.853.867,93		3.878.848,67			14.304,53	284.747.021,13	202.677.305,27
5			3.210.491,04	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	20.078.643,12	12.760.340,70
6			3.056.592,89	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	19.924.744,97	11.305.835,39
7			175.399,89	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	17.043.551,97	8.634.793,84
8			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	7.661.204,73
9			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	6.840.361,36
10			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	6.107.465,50
11				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	5.431.093,52
12				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	4.849.190,64
13				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	4.329.634,50
14				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.865.745,09
15				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.451.558,12
16				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.081.748,32
17				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.751.561,00
18				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.456.750,89
19				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.193.527,58
20				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.958.506,77
21				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.748.666,76
22				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.561.309,61
23				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.394.026,43
24				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.244.666,46
25				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.111.309,34
26				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	992.240,48
27				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	885.929,00
28				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	791.008,04
29				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	706.257,18
30				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	630.586,76
31				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	563.023,90
32				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	502.699,91
33				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	448.839,20
34				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	400.749,29
35				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	357.811,86
36				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	319.474,88
TOTAL	1.872.359.119,55	221.223.534,75	26.638.686,07	294.510.919,68	244.812.201,98	486.353,95	2.660.030.815,98	1.893.160.316,92

Apêndice G – Custos anuais e totais da termelétrica – Taxa de Desconto 12%

Ano	Custos financeiros				Custo ambiental	Total Anual	VPL
	Construção	Custo O&M Fixo	Custo O&M Variável	Custo do Combustível	Emissão de CO ₂		
1	475.643.454,00					475.643.454,00	475.643.454,00
2	475.643.454,00					475.643.454,00	424.681.655,36
3	475.643.454,00					475.643.454,00	379.180.049,43
4		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	416.038.666,51
5		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	371.463.095,10
6		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	331.663.477,77
7		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	296.128.105,15
8		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	264.400.093,88
9		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	236.071.512,40
10		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	210.778.136,07
11		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	188.194.764,35
12		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	168.031.039,59
13		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	150.027.713,92
14		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	133.953.316,00
15		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	119.601.175,00
16		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	106.786.763,40
17		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	95.345.324,46
18		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	85.129.753,98
19		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	76.008.708,91
20		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	67.864.918,67
21		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	60.593.677,39
22		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	54.101.497,67
23		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	48.304.908,63
24		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	43.129.382,71
25		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	38.508.377,42
26		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	34.382.479,84
27		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	30.698.642,71
28		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	27.409.502,42
29		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	24.472.770,02
30		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	21.850.687,52
31		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	19.509.542,42
32		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	17.419.234,31
33		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	15.552.887,77
34		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	13.886.506,94
35		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	12.398.666,91
36		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	11.070.238,31
TOTAL	1.426.930.362,00	770.542.395,48	1.574.977.912,99	16.296.299.801,62	646.824.154,84	20.715.574.626,93	5.070.280.726,93

Apêndice H – Custos anuais e totais da UHE Capanema – Taxa de Desconto 8%

Ano	Custos financeiros					Custos ambientais		Total Anual	VPL
	Construção	Realocação da população	Programas Ambientais	Operação e Manutenção	Compensação Financeira Municípios	Perda de Mata Atlântica	Sequestro de Carbono		
Ano 1	422.256.359,02		12.246.353,87					434.502.712,89	434.502.712,89
Ano 2	675.610.174,43		19.094.785,50					694.704.959,92	643.245.333,26
Ano 3	1.097.866.533,44		19.424.428,71			16.720.622,97	81.463,94	1.134.093.049,06	972.301.996,80
Ano 4	1.097.866.533,44	510.594.089,40	18.059.945,83			16.720.622,97	81.463,94	1.643.322.655,58	1.304.522.506,40
Ano 5	844.512.718,03		12.681.482,92			16.720.622,97	81.463,94	873.996.287,86	642.413.362,81
Ano 6	84.451.271,80		10.278.949,00			16.720.622,97	81.463,94	111.532.307,71	75.907.014,56
Ano 7			8.507.801,28	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	70.760.657,63	44.591.217,22
Ano 8			8.507.801,28	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	70.760.657,63	41.288.164,09
Ano 9			464.809,75	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.717.666,10	33.884.403,50
Ano 10			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	31.232.510,45
Ano 11			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	28.918.991,15
Ano 12			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	26.776.843,66
Ano 13				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	24.721.465,77
Ano 14				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	22.890.246,08
Ano 15				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	21.194.672,30
Ano 16				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	19.624.696,57
Ano 17				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	18.171.015,35
Ano 18				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	16.825.014,21
Ano 19				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	15.578.716,86
Ano 20				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	14.424.737,83
Ano 21				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	13.356.238,73
Ano 22				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	12.366.887,72
Ano 23				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	11.450.821,96
Ano 24				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	10.602.612,93
Ano 25				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	9.817.234,19
Ano 26				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	9.090.031,66
Ano 27				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	8.416.695,98
Ano 28				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	7.793.237,02
Ano 29				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	7.215.960,20
Ano 30				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	6.681.444,63
Ano 31				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	6.186.522,81
Ano 32				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	5.728.261,86
Ano 33				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	5.303.946,17
Ano 34				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.911.061,26
Ano 35				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.547.278,95
Ano 36				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.210.443,47
TOTAL	4.222.563.590,17	510.594.089,40	109.809.587,81	744.585.984,00	618.937.099,20	568.501.180,89	2.769.773,93	6.777.761.305,39	4.560.694.301,29

Apêndice I – Custos anuais e totais da UHE Baixo Iguaçu – Taxa de Desconto 8%

Ano	Custos financeiros					Custo ambiental	Total Anual	VPL
	Construção	Realocação da população	Programas Ambientais	Operação e Manutenção	Compensação Financeira Municípios	Sequestro de Carbono		
1	374.471.823,91		4.394.375,80				378.866.199,71	378.866.199,71
2	561.707.735,87		6.497.208,31				568.204.944,17	526.115.689,05
3	655.325.691,84	221.223.534,75	5.220.777,15			14.304,53	881.784.308,27	755.987.918,61
4	280.853.867,93		3.878.848,67			14.304,53	284.747.021,13	226.041.365,91
5			3.210.491,04	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	20.078.643,12	14.758.402,10
6			3.056.592,89	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	19.924.744,97	13.560.446,63
7			175.399,89	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	17.043.551,97	10.740.328,79
8			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	9.882.275,07
9			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	9.150.254,70
10			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	8.472.458,05
11				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	7.813.218,20
12				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	7.234.461,30
13				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	6.698.575,27
14				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	6.202.384,51
15				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	5.742.948,62
16				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	5.317.545,02
17				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	4.923.652,80
18				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	4.558.937,78
19				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	4.221.238,68
20				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.908.554,33
21				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.619.031,79
22				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.350.955,36
23				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.102.736,45
24				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.872.904,12
25				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.660.096,40
26				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.463.052,23
27				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.280.603,91
28				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.111.670,29
29				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.955.250,27
30				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.810.416,92
31				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.676.311,96
32				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.552.140,70
33				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.437.167,32
34				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.330.710,48
35				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.232.139,33
36				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.140.869,75
TOTAL	1.872.359.119,55	221.223.534,75	26.638.686,07	294.510.919,68	244.812.201,98	486.353,95	2.660.030.815,98	2.044.792.912,41

Apêndice J – Custos anuais e totais da termelétrica – Taxa de Desconto 8%

Ano	Custos financeiros				Custo ambiental Emissão de CO ₂	Total Anual	VPL
	Construção	Custo O&M Fixo	Custo O&M Variável	Custo do Combustível			
1	475.643.454,00					475.643.454,00	475.643.454,00
2	475.643.454,00					475.643.454,00	440.410.605,56
3	475.643.454,00					475.643.454,00	407.787.597,74
4		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	463.998.415,24
5		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	429.628.162,26
6		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	397.803.853,95
7		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	368.336.901,80
8		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	341.052.686,85
9		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	315.789.524,87
10		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	292.397.708,21
11		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	270.738.618,71
12		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	250.683.906,21
13		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	232.114.727,98
14		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	214.921.044,42
15		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	199.000.967,06
16		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	184.260.154,68
17		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	170.611.254,34
18		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	157.973.383,65
19		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	146.271.651,52
20		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	135.436.714,37
21		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	125.404.365,16
22		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	116.115.152,93
23		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	107.514.030,49
24		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	99.550.028,23
25		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	92.175.952,06
26		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	85.348.103,76
27		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	79.026.022,00
28		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	73.172.242,60
29		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	67.752.076,48
30		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	62.733.404,15
31		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	58.086.485,32
32		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	53.783.782,70
33		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	49.799.798,80
34		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	46.110.924,81
35		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	42.695.300,75
36		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	39.532.685,88
TOTAL	1.426.930.362,00	770.542.395,48	1.574.977.912,99	16.296.299.801,62	646.824.154,84	20.715.574.626,93	7.093.661.689,55

Apêndice K – Custos anuais e totais da UHE Capanema – Taxa de Desconto 16%

Ano	Custos financeiros					Custos ambientais		Total Anual	VPL
	Construção	Realocação da população	Programas Ambientais	Operação e Manutenção	Compensação Financeira Municípios	Perda de Mata Atlântica	Sequestro de Carbono		
1	422.256.359,02		12.246.353,87					434.502.712,89	434.502.712,89
2	675.610.174,43		19.094.785,50					694.704.959,92	598.883.586,14
3	1.097.866.533,44		19.424.428,71			16.720.622,97	81.463,94	1.134.093.049,06	842.815.880,70
4	1.097.866.533,44	510.594.089,40	18.059.945,83			16.720.622,97	81.463,94	1.643.322.655,58	1.052.807.269,40
5	844.512.718,03		12.681.482,92			16.720.622,97	81.463,94	873.996.287,86	482.700.369,36
6	84.451.271,80		10.278.949,00			16.720.622,97	81.463,94	111.532.307,71	53.101.983,34
7			8.507.801,28	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	70.760.657,63	29.043.163,86
8			8.507.801,28	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	70.760.657,63	25.037.210,22
9			464.809,75	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.717.666,10	19.130.484,75
10			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	16.417.188,71
11			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	14.152.748,89
12			181.076,55	24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.433.932,90	12.200.645,59
13				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	10.487.293,25
14				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	9.040.770,05
15				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	7.793.767,28
16				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	6.718.764,90
17				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	5.792.038,70
18				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.993.136,81
19				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	4.304.428,29
20				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	3.710.714,04
21				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	3.198.891,42
22				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.757.665,01
23				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.377.297,43
24				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	2.049.394,33
25				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.766.719,25
26				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.523.033,84
27				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.312.960,20
28				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	1.131.862,25
29				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	975.743,32
30				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	841.158,03
31				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	725.136,23
32				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	625.117,44
33				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	538.894,35
34				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	464.564,09
35				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	400.486,29
36				24.819.532,80	20.631.236,64	16.720.622,97	81.463,94	62.252.856,35	345.246,80
TOTAL	4.222.563.590,17	510.594.089,40	109.809.587,81	744.585.984,00	618.937.099,20	568.501.180,89	2.769.773,93	6.777.761.305,39	3.654.668.327,45

Apêndice L – Custos anuais e totais da UHE Baixo Iguaçu – Taxa de Desconto 16%

Ano	Custos financeiros					Custo ambiental	Total Anual	VPL
	Construção	Realocação da população	Programas Ambientais	Operação e Manutenção	Compensação Financeira Municípios	Sequestro de Carbono		
1	374.471.823,91		4.394.375,80				378.866.199,71	378.866.199,71
2	561.707.735,87		6.497.208,31				568.204.944,17	489.831.848,43
3	655.325.691,84	221.223.534,75	5.220.777,15			14.304,53	881.784.308,27	655.309.384,86
4	280.853.867,93		3.878.848,67			14.304,53	284.747.021,13	182.425.364,11
5			3.210.491,04	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	20.078.643,12	11.089.255,85
6			3.056.592,89	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	19.924.744,97	9.486.430,41
7			175.399,89	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	17.043.551,97	6.995.393,90
8			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	5.992.627,76
9			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	5.166.058,42
10			68.330,77	9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.936.482,85	4.453.498,64
11				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.823.733,50
12				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	3.296.321,98
13				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.841.656,88
14				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.449.704,21
15				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	2.111.813,97
16				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.820.529,29
17				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.569.421,80
18				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.352.949,83
19				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.166.336,06
20				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	1.005.462,12
21				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	866.777,69
22				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	747.222,14
23				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	644.157,02
24				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	555.307,78
25				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	478.713,60
26				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	412.684,14
27				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	355.762,19
28				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	306.691,54
29				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	264.389,26
30				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	227.921,78
31				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	196.484,29
32				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	169.383,01
33				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	146.019,83
34				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	125.879,17
35				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	108.516,52
36				9.203.466,24	7.650.381,31	14.304,53	16.868.152,08	93.548,73
TOTAL	1.872.359.119,55	221.223.534,75	26.638.686,07	294.510.919,68	244.812.201,98	486.353,95	2.660.030.815,98	1.776.753.450,39

Apêndice M – Custos anuais e totais da termelétrica – Taxa de Desconto 16%

Ano	Custos financeiros				Custo ambiental Emissão de CO ₂	Total Anual	VPL
	Construção	Custo O&M Fixo	Custo O&M Variável	Custo do Combustível			
1	475.643.454,00					475.643.454,00	475.643.454,00
2	475.643.454,00					475.643.454,00	410.037.460,34
3	475.643.454,00					475.643.454,00	353.480.569,26
4		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	374.467.210,93
5		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	322.816.561,14
6		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	278.290.138,92
7		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	239.905.292,17
8		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	206.814.907,04
9		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	178.288.712,97
10		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	153.697.166,35
11		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	132.497.557,20
12		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	114.222.032,07
13		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	98.467.269,02
14		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	84.885.576,75
15		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	73.177.221,33
16		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	63.083.811,49
17		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	54.382.596,11
18		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	46.881.548,37
19		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	40.415.127,91
20		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	34.840.627,51
21		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	30.035.023,71
22		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	25.892.261,82
23		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	22.320.915,36
24		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	19.242.168,42
25		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	16.588.076,22
26		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	14.300.065,71
27		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	12.327.642,85
28		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	10.627.278,32
29		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	9.161.446,83
30		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	7.897.798,99
31		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	6.808.447,41
32		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	5.869.351,21
33		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	5.059.785,53
34		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	4.361.884,07
35		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	3.760.244,89
36		23.349.769,56	47.726.603,42	493.827.266,72	19.600.731,96	584.504.371,66	3.241.590,42
TOTAL	1.426.930.362,00	770.542.395,48	1.574.977.912,99	16.296.299.801,62	646.824.154,84	20.715.574.626,93	3.933.788.822,66

Apêndice N – Custos totais e anuais com modificação do custo do combustível em menos 50% - Taxa de Desconto 12%

Ano	Custos financeiros			Custo do Combustível	Custo ambiental Emissão de CO ₂	Total Anual	VPL
	Construção	Custo O&M Fixo	Custo O&M Variável				
1	475.643.454,00					475.643.454,00	475.643.454,00
2	475.643.454,00					475.643.454,00	424.681.655,36
3	475.643.454,00					475.643.454,00	379.180.049,43
4		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	240.290.419,37
5		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	214.545.017,30
6		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	191.558.051,16
7		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	171.033.974,25
8		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	152.708.905,58
9		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	136.347.237,12
10		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	121.738.604,57
11		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	108.695.182,66
12		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	97.049.270,23
13		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	86.651.134,13
14		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	77.367.084,05
15		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	69.077.753,61
16		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	61.676.565,73
17		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	55.068.362,26
18		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	49.168.180,59
19		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	43.900.161,24
20		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	39.196.572,53
21		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	34.996.939,76
22		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	31.247.267,64
23		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	27.899.346,11
24		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	24.910.130,46
25		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	22.241.187,91
26		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	19.858.203,49
27		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	17.730.538,83
28		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	15.830.838,24
29		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	14.134.677,00
30		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	12.620.247,32
31		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	11.268.077,97
32		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	10.060.783,90
33		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	8.982.842,77
34		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	8.020.395,33
35		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	7.161.067,26
36		23.349.769,56	47.726.603,42	246.913.633,36	19.600.731,96	337.590.738,31	6.393.810,05
TOTAL	1.426.930.362,00	770.542.395,48	1.574.977.912,99	8.148.149.900,81	646.824.154,84	12.567.424.726,12	3.468.933.989,17

Apêndice O – Custos totais e anuais com modificação do custo do combustível em mais 50% - Taxa de Desconto 12%

Ano	Custos financeiros				Custo ambiental	Total Anual	VPL
	Construção	Custo O&M Fixo	Custo O&M Variável	Custo do Combustível	Emissão de CO ₂		
1	475.643.454,00					475.643.454,00	475.643.454,00
2	475.643.454,00					475.643.454,00	424.681.655,36
3	475.643.454,00					475.643.454,00	379.180.049,43
4		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	591.786.913,65
5		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	528.381.172,90
6		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	471.768.904,38
7		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	421.222.236,05
8		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	376.091.282,19
9		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	335.795.787,67
10		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	299.817.667,56
11		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	267.694.346,04
12		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	239.012.808,96
13		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	213.404.293,72
14		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	190.539.547,96
15		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	170.124.596,39
16		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	151.896.961,07
17		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	135.622.286,67
18		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	121.091.327,38
19		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	108.117.256,59
20		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	96.533.264,81
21		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	86.190.415,01
22		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	76.955.727,69
23		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	68.710.471,15
24		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	61.348.634,96
25		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	54.775.566,92
26		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	48.906.756,18
27		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	43.666.746,59
28		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	38.988.166,60
29		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	34.810.863,04
30		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	31.081.127,71
31		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	27.751.006,88
32		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	24.777.684,72
33		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	22.122.932,78
34		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	19.752.618,56
35		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	17.636.266,57
36		23.349.769,56	47.726.603,42	740.740.900,07	19.600.731,96	831.418.005,02	15.746.666,58
TOTAL	1.426.930.362,00	770.542.395,48	1.574.977.912,99	24.444.449.702,43	646.824.154,84	28.863.724.527,74	6.671.627.464,70