

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC
Centro Sócio Econômico
Departamento de Ciências Econômicas

URIAN BRACIANI

**Estrutura de Custos para Implantação das Usinas de Geração de Energia
Elétrica no Brasil**

Florianópolis, 2011

URIAN BRACIANI

**ESTRUTURA DE CUSTOS PARA IMPLANTAÇÃO DAS USINAS DE GERAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Monografia submetida ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito obrigatório para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Msc. João Randolfo Pontes

Florianópolis, 2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIOECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 9,0 ao acadêmico Urian Braciani na disciplina
CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. Msc. João Randolfo Pontes
Orientador

Prof. Cauê Serur Pereira
Membro

Prof. Guilherme Valle Moura
Membro

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Dirson e Maria Alice (in memoriam), pela minha vida e pela formação dos meus valores com base na observação dos seus incansáveis esforços.

À minha família, em especial a minha esposa Elaine e meu filho Vinícius, pelo tempo de convivência roubado não só na elaboração deste trabalho como no decorrer de todo curso.

Ao orientador, Professor João Randolfo Pontes, por sua paciência, dedicação e sabedoria, bem como pela oportunidade de realização deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar a importância dos custos para implantação das usinas de geração de energia elétrica brasileira, em particular, nas usinas hidroelétricas, usinas térmicas e parques eólicos. Os conceitos e fundamentos mais relevantes dos custos abordados no campo da teoria microeconômica tradicional foram empregados para avaliar a decomposição dos custos na produção de energia elétrica brasileira. Apresenta-se também, de forma sucinta, as alterações mais recentes sobre a comercialização e a regulamentação do setor elétrico brasileiro. A base para o estudo se processou após a coleta de dados referente ao custo do quilowatt instalado de alguns empreendimentos geradores de energia elétrica no Brasil. Posteriormente, foi examinada a decomposição dos custos na construção de usinas hidroelétricas, térmicas e eólicas. Por fim, conclui-se que a elaboração e o acompanhamento dos custos na implantação de um empreendimento gerador de energia elétrica são de fundamental importância, por ter impacto direto sobre as decisões dos investidores, deste modo influenciando também nos rumos que serão seguidos na expansão do sistema elétrico brasileiro.

Palavras chave: Custos; Geração de Energia Elétrica; Setor Elétrico Brasileiro.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Curvas de Custo Fixo e Variável	21
Figura 02 – Estrutura Atual do Setor Elétrico Brasileiro	35
Figura 03 – Sistema Elétrico Interligado	38
Figura 04 – Usina Hidroelétrica	41
Figura 05 – Usina Termoelétrica a Gás	43
Figura 06 – Usina Termoelétrica - Biomassa	44
Figura 07 – Usina Termoelétrica Carvão Mineral	46
Figura 08 – Parque Eólico	47
Figura 09 – Evolução dos Custos Operacionais Anuais das Centrais Eólicas	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Capacidade Instalada	40
Tabela 02 – Custo do kW Instalado em Reais – Usina Hidroelétrica	53
Tabela 03 – Decomposição dos Custos – Usina Hidroelétrica.....	54
Tabela 04 – Custo do kW Instalado em Reais – Usina Termoelétrica	61
Tabela 05 – Decomposição dos Custos – Usina Termoelétrica	62
Tabela 06 – Custo do kW Instalado em Reais – Parque Eólico	68
Tabela 07 – Decomposição dos Custos – Parque Eólico.....	69
Tabela 08 – Dados Aproximados de Custo e Desempenho.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CUST – Custo de Uso do Sistema de Transmissão

EIA – Estudo de Impacto Ambiental

EOL – Usina Eólica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

IEE – Indústria de Energia Elétrica

MAE – Mercado Atacadista de Energia ou Mercado Spot

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MW – Megawatt

MWh – Megawatt – Hora

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Organizador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

KW – Quilowatt

R\$/KW – Reais por Quilowatt

RAP – Relatório Ambiental Preliminar

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental

SIN – Sistema Interligado Nacional

TIR – Taxa interna de retorno

UHE – Usina Hidroelétrica

UTE – Usina Termoelétrica

VPL – Valor presente líquido

SUMÁRIO

Lista de Figuras	V
Lista de Tabelas	V
Lista de Abreviaturas e Siglas	VI
CAPITULO 1 - INTRODUÇÃO	11
1.1 Problemática	11
1.2 Objetivos.....	14
1.2.1 Objetivo geral	14
1.2.2 Objetivos específicos	14
1.3 Justificativa	15
1.4 Metodologia.....	15
1.5 Estrutura	16
CAPITULO 2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1 Conceitos de custos	17
2.2 Custos econômicos	18
2.2.1 Custo de oportunidade	18
2.2.2 Custo marginal	19
2.2.3 Custo incremental de longo prazo	19
2.2.4 Custo fixo e variável	21
2.3 Custos nas transações econômicas	22
2.3.1 Conceito	22
2.3.2 Custo do investimento das instalações produtivas.....	24

2.3.3 Custo de capital da estrutura financeira	24
2.4 Viabilidade econômica e riscos	25
2.5 Custos na geração de energia elétrica	27
2.5.1 Custos globais	27
2.5.2 Custos de investimento	29
2.5.3 Custos marginais	30
2.5.4 Custos financeiros	32
2.5.5 Custos operacionais	33

CAPITULO 3 - APLICAÇÃO DOS CUSTOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA

ELÉTRICA	35
3.1 Características do setor elétrico brasileiro.....	35
3.2 Principais tipos de geração de energia elétrica no Brasil	39
3.2.1 Hidroelétrica	40
3.2.2 Termoelétrica	42
3.2.2.1 Gás.....	43
3.2.2.2 Biomassa	44
3.2.2.3 Petróleo.....	45
3.2.2.4 Carvão mineral	45
3.2.3 Eólica	47
3.3 Novas regras para comercialização de energia elétrica	48
3.4 Composição global dos custos na implantação do empreendimento	51
3.4.1 Considerações gerais.....	51
3.4.2 Custos na implantação de usinas hidroelétrica - UHE.....	52
3.4.2.1 Custos de projeto - UHE	55
3.4.2.2 Custos com obras civis - UHE	56
3.4.2.3 Custos com equipamentos - UHE	56
3.4.2.4 Custos financeiros - UHE.....	56
3.4.2.5 Custos ambientais - UHE	57

3.4.2.6 Custos com estudos de viabilidade e instalação de infraestrutura - UHE.....	58
3.4.2.7 Custos com linhas de transmissão - UHE	58
3.4.2.8 Custos operacionais - UHE	59
3.4.3 Custos na implantação de usinas termoeétrica - UTE	60
3.4.3.1 Custos de projeto - UTE.....	62
3.4.3.2 Custos com infraestrutura - UTE.....	63
3.4.3.3 Custos com equipamentos - UTE.....	63
3.4.3.4 Custos financeiros - UTE	64
3.4.3.5 Custos ambientais - UTE.....	65
3.4.3.6 Custos com linhas de transmissão - UTE.....	66
3.4.3.7 Custos operacionais - UTE.....	66
3.4.3.8 Custos com combustíveis - UTE.....	67
3.4.4 Custos na implantação de usinas eólica - EOL.....	68
3.4.4.1 Custos de projeto - EOL.....	69
3.4.4.2 Custos com infraestrutura - EOL.....	70
3.4.4.3 Custos com equipamentos - EOL.....	70
3.4.4.4 Custos financeiros - EOL	71
3.4.4.5 Custos com linhas de transmissão - EOL.....	72
3.4.4.6 Custos operacionais - EOL.....	73
3.4.4.7 Aspectos ambientais - EOL.....	74
3.4.5 Abordagens comparativas.....	75
CAPITULO 4 - CONCLUSÃO	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Problemática

A energia constitui o grande desafio para o crescimento das economias. Sua importância é vital para promover o processo de industrialização, permitindo que as demais atividades econômicas sejam realizadas e ampliadas. Petróleo, carvão, gás, eletricidade, eólica, biomassa, dentre outras, são energias vitais para que a infraestrutura econômica seja viabilizada, refletindo diretamente no desenvolvimento agrário e urbano dos países e das cidades.

Um país, para conseguir o desenvolvimento, necessita possuir uma política energética estruturada, pois só assim criará um processo de desenvolvimento tecnológico capaz de adquirir energia e força criadora suficiente para atingir e manter sua relativa autonomia e não ficar na dependência de países com desenvolvimento tecnológico mais avançado (COSTA, 1996).

O caráter estratégico da geração de energia assume sua importância quando se pensa em desenvolvimento socioeconômico, exige uma constante atenção em suas variantes, uma vez que os custos sociais de uma política energética mal direcionada podem ser elevados, causando até mesmo paralisia nas ações econômicas de uma nação. Quando se trata de geração de energia elétrica, a falta da oferta na qualidade e quantidade requerida prejudica sua produção, e o excesso de oferta representa um desperdício de recursos. Desse modo, além do desejado equilíbrio entre a oferta e demanda, o planejamento energético deve priorizar a conservação de energia e preocupar-se não só com a diminuição dos custos incorridos, mas também com o impacto em outros agentes econômicos.

No caso específico da eletricidade, observa-se que existe uma grande variedade de investimentos que são realizados, como a construção de novas obras, produção de máquinas, equipamentos, softwares, serviços de laboratório, pesquisas, etc. Seu consumo, medido pelo Kwh reflete o quanto as indústrias, cidades e as pessoas físicas estão diretamente envolvidas, refletindo na força da produção, da renda e do emprego (TEIXEIRA, 2002).

Nesse sentido o governo brasileiro vem promovendo políticas públicas no sentido de permitir a introdução de modificações no processo de organização, implantação e regulamentação desde a década de 30. A partir de meados da década de 90, acompanhando a movimentação de reestruturação internacional do setor, o governo brasileiro introduz uma reforma no setor de energia elétrica causando significativas mudanças no comportamento dos agentes econômicos.

Inicia-se um profundo processo de reestruturação administrativa, propiciando a transferência de parte do setor de prestação de serviços públicos para iniciativa privada, tendo o Estado a função de fiscalizar e regulamentar o setor. Surge a implantação do modelo desverticalizado para a indústria de energia elétrica nacional, com a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização e com regulação nos segmentos de transmissão e distribuição (ANEEL, 2003).

Segundo Reis (2011), essas mudanças envolvem, por um lado, políticas que tentam redirecionar as escolhas tecnológicas e os investimentos no setor tanto no suprimento quanto na demanda, bem como na conscientização e no comportamento dos consumidores. Por outro lado, importantes mudanças estruturais têm transformado completamente os sistemas operacionais e os mercados de energia como a quebra de monopólios estatais e a abertura do setor para investidores privados; regulamentação e fiscalização voltadas aos interesses dos consumidores.

Com a entrada da competição, o custo passou a ser uma variável importante que necessita ser prevista na tomada de decisão de investimentos futuros em geração ou na compra e venda de energia elétrica. Para a implantação de investimentos, o custo afeta a receita futura e conseqüentemente pode significar um maior risco de retorno para os investidores, portanto, torna-se um fator preponderante na avaliação do nível de exposição ao risco.

A partir de então, a concorrência entre as economias trouxe como fundamento o conjunto dinâmico das inovações tecnológicas, novos arranjos institucionais e a desregulamentação dos mercados. Tal contexto tornou evidente a necessidade dos mercados e dos agentes econômicos repensarem a forma mais adequada de responder às pressões dos mercados competitivos.

As indústrias foram obrigadas a se modernizarem levando a uma nova dinâmica em suas relações, devido ao processo de desverticalização do controle da cadeia produtiva e pela inserção num sistema mais competitivo. Nesse sentido, novas formas de gestão foram introduzidas com vistas à reestruturação dos sistemas produtivos.

As últimas alterações do setor, bem como sua nova forma institucional foram introduzidas com o Decreto n. ° 5.163/04 que regulamenta a comercialização de energia elétrica e os processos de outorga da geração elétrica e pela Lei n. ° 10.848/04 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

Neste sentido, a geração de energia elétrica tem um papel fundamental no desenvolvimento econômico por permitir que as indústrias conduzam com maior eficácia suas ações produtivas. Para o caso brasileiro, a produção de energia tem se centralizado em usinas hidroelétricas que oferecem menores custos de ampliação e apresentam características principais de recursos renováveis, apesar dos vultosos investimentos exigidos para sua construção.

Nas três últimas décadas, com o aumento do número de projetos executados, conseguem obter sucesso aquelas que executam estes projetos com eficiência e qualidade. E eficiência na indústria e nas empresas em geral significa redução de custos. A redução de custos, objetivo dos fabricantes de bens de consumo que buscam sobreviver no mercado, está cada vez mais difícil de ser obtida em função do baixo crescimento e da alta competitividade. Para obter tal vantagem competitiva é necessário o desenvolvimento da habilidade humana, a fim de melhorar sua criatividade e operosidade, para aperfeiçoar a utilização das instalações e máquinas e eliminar todo o desperdício. Fazendo-se uma analogia aos projetos, a eficiência implica em executar o que foi planejado, mantendo o empreendimento dentro de padrões de qualidade, custo e prazos estabelecidos, e minimizando retrabalhos e desperdícios (CASAROTTO, 1999; OHNO, 1997; PRADO, 1998).

Com a inserção de várias empresas a concorrência no setor de geração de energia elétrica vem aumentando em virtude do mercado potencial que se desenha, devendo a margem de lucro das empresas ter uma redução gradativa. Como consequência disto, aquela que diminuir com eficiência seus custos terá uma vantagem competitiva em relação à concorrência, podendo dessa forma oferecer preço mais atrativo no mercado e conseguir uma maior rentabilidade baseada nos fundamentos da eficiência econômica.

Já na visão do empreendedor, diversos fatores implicam no momento de optar por uma forma de gerar energia elétrica. Os mais relevantes são o custo de construção da usina e os gastos para mantê-la em operação.

Dentro desse contexto, o objetivo central do presente trabalho é examinar os custos envolvidos na implantação e construção de usinas na geração de energia elétrica brasileira. O propósito não é avaliar a viabilidade na implantação dos empreendimentos, mas, sim apresentar os principais custos considerados relevantes na execução de empreendimentos de geração.

1. 2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Examinar os custos envolvidos na implantação e construção de usinas de geração de energia elétrica no Brasil

1.2.2 Objetivos específicos

- Através da literatura econômica identificar os principais conceitos de custo que se enquadram como suporte na geração de energia elétrica;
- Descrever a estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro, seus agentes e funções;
- Comparar e examinar como têm se comportado os custos e seus principais elementos na construção de usinas de geração de energia elétrica no Brasil.

1.3 Justificativa

Considera-se que o tema escolhido apresenta tanto relevância teórica, quanto prática. A relevância teórica deriva do fato de se abordar um assunto relacionado a conceitos atuais e ainda em consolidação na teoria de custos das organizações empreendedoras do setor elétrico brasileiro. O estudo também pretende auxiliar para identificar os relacionamentos existentes entre o processo de adaptação estratégica e a evolução financeira observada nos custos das organizações. Contribui, dessa forma, para o estudo de teorias organizacionais, assim como, para estudo da análise econômico-financeiro das organizações no Brasil.

Com relação à relevância prática da pesquisa, esta reside no fato de o tema estudado pertencer a um setor considerado crítico no desenvolvimento de qualquer nação – o setor elétrico. Assim, a presente pesquisa se justifica na pretensão de colaborar com o crescimento do conhecimento relacionado com o assunto pesquisado, e com a do setor como um todo.

1.4 Metodologia

Após definido o objetivo do trabalho, para atender o primeiro objetivo referente ao referencial teórico, é utilizada a pesquisa bibliográfica, analisando-se a teoria microeconômica clássica. A principal teoria microeconômica clássica utilizada de suporte a fundamentação teórica foi a Teoria dos Custos da Firma, e alguns aspectos mais relevantes da caracterização do custo dentro das particularidades do objeto em estudo.

Em seguida no segundo objetivo, os principais materiais utilizados foram às leis e decretos que regulamentam o setor elétrico brasileiro e consultas aos *sites* e publicações dos principais órgãos relacionados ao Setor, como ANEEL, CCEE, ONS e EPE. Quanto à parte técnica ao arcabouço teórico das usinas, buscaram-se livros disponíveis de autores reconhecidos no tema.

Para alcançar o terceiro objetivo, em vista das dificuldades em se conseguir dados certos e consistentes referente aos custos da implantação de empreendimentos na geração de energia elétrica, primordialmente se buscaram dados nos sites dos órgãos oficiais setoriais

(ANEEL, EPE, CCEE, entre outros), auxiliados pelos dados disponibilizados nos sites das associações, órgãos de classe, livros e principalmente de trabalhos acadêmicos (dissertações e teses).

1.5 Estrutura

O trabalho está dividido em quatro capítulos. O primeiro capítulo é esta introdução, em que são apresentados os objetivos, aspectos que justificam a realização do estudo e a metodologia utilizada.

O segundo capítulo destaca alguns dos conceitos mais conhecidos de custos, além de apresentar a teoria dos custos para a fundamentação teórica do trabalho.

No terceiro capítulo apresenta-se o caso estudado, os custos na implantação de sistemas geradores de energia elétrica e os resultados obtidos em relação à questão problema;

Por fim o quarto e último capítulo apresenta as conclusões.

CAPITULO 2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Conceitos de custos

Nas atuais exigências do mercado, o lucro deixou de ser propriedade da receita, das vendas, mas, sim, posto resultante dos custos cometidos, de tal modo que, ansiar lucro, é dominar custos. Lucros e custos são grandezas contrariamente proporcionais. O lucro será alto se o custo for menor.

Assim é de suma importância para toda a atividade econômica a noção dos custos e os efeitos destes sobre a economia como um todo.

Segundo Sá (1995) os custos são tudo o que se investe para obter um produto, um serviço ou uma utilidade. Para Leone (1997) custos refere-se ao valor dos fatores de produção consumidos por uma empresa para a produção ou distribuição de produtos/serviços.

Com base nessa importância de se vislumbrar o custo até mesmo na fase iniciais do projeto, Mendes (2009), coloca o tripé “custo – preço – valor” como fator determinante nas decisões empresariais, onde o custo engloba as despesas nas quais uma empresa incorre para produzir determinado bem ou serviço e colocá-lo no mercado.

Segundo Leone (1997), a alma gerencial dos custos completa-se no período em que consideramos custos na empresa como um centro processador de informações, que recebem dados, aglomerados de forma organizada, analisa-os, interpreta-os, produzindo elementos de custos para vários planos gerenciais.

Porter (1985) coloca que através da direção dos custos uma empresa pode aumentar suas vantagens competitivas, desempenhando um intenso controle sobre a indústria que esta inserida.

Assume-se então que a palavra custo está integrada ao gasto com a obtenção tanto de matérias para produção, como para o começo do processo produto onde é necessária a compra de equipamentos. O fato é que os custos surgem muito antes de começar o processo

produtivo, neste caso podemos citar: custos de oportunidade, custos das transações econômicas, custos de investimentos, custos de implantação do projeto, os custos com pesquisas, custos ambientais, de impacto social e entre outros.

2.2 Custos econômicos

2.2.1 Custo de oportunidade

Os custos de oportunidade são muito discutidos na literatura econômica, por serem parte da metodologia de análise dos economistas na procura pela melhor alocação dos fatores de produção.

Martins (2001) dá a definição de custo de oportunidade como sendo o sacrifício da firma em termos de remuneração por ter aplicado seus recursos numa alternativa ao invés de em outra.

Já para Megliorini (2007, p. 128) “o custo de oportunidade corresponde à remuneração da alternativa descartada. E esse é o valor mínimo que se espera do investimento realizado; do contrário, não seria escolhida essa alternativa”.

Pindick e Rubinfeld (2006) colocam o conceito de custos de oportunidade como sendo os custos pertinentes às oportunidades perdidas quando os recursos de uma empresa não são empregados da melhor forma admissível.

Para Miller (1981) a definição de custo de oportunidade ou social é o valor do recurso em seu melhor uso alternativo, sendo que neste conceito não implica quem está utilizando os fatores de produção.

No presente trabalho sua importância apresenta-se como vital já que no setor elétrico o custo de oportunidade indica se as possibilidades do investidor são mais viáveis em termos de retorno financeiro ou não diante das outras possibilidades de investimentos existentes.

O que se percebe é que independente do setor, na dificuldade de escolha entre vários empreendimentos ou oportunidades, a ação do custo de oportunidade estará presente de forma implícita ou explícita.

2.2.2 Custo marginal

Segundo Rauber (2005), o custo marginal tem um papel muito importante no que se refere a otimização da produção e formação dos preços, seu uso é utilizado tanto no curto como no longo prazo em auxílio as decisões empresariais a respeito do volume de produção e planejamento da estrutura da planta.

Definido por Pindick e Rubinfeld (2006) como “custo incremental – é o aumento de custo resultante da produção de uma unidade adicional de produto”.

Garófalo & Carvalho (1992), define o custo marginal em caracteriza-se por ser a variação do custo total decorrente da variação da produção. O autor coloca também que no caso da variação acontece somente nos custos variáveis, o custo marginal poderá ser obtido tanto através da função do custo total, como através dos custos variáveis totais, que são alcançados pelo quociente entre os custos variáveis e a quantidade produzida.

Meghiorini (2007) define “como o acréscimo do custo total (fixos e variáveis) relacionado ao correspondente aumento de produção”. Rebelatto (2004) “a curva de custo marginal mede a variação nos custos para uma determinada variação na quantidade produzida”.

A importância do custo marginal também pode ser verificada no planejamento mediante a escolha da estrutura de mercado, pois seu procedimento é característico para cada estrutura de mercado (concorrência perfeita, monopólio ou oligopólio).

2.2.3 Custo incremental de longo prazo (CILP)

O conceito de custo incremental fazer referência ao acréscimo na oferta de um conjunto de objetos de custo, o que o torna diferente do significado de Custo Marginal,

utilizada em microeconomia clássica, que se menciona o acréscimo de uma unidade de insumo. O Custo incremental aborda os custos a partir de uma base de valores atentando para o futuro, sendo usualmente referidos a um incremento de custos que poderia ser impedido, caso o referido produto não estivesse sido ofertado.

Da concepção dos prazos, a abordagem do custo incremental de longo prazo aceita a mesma avaliação empregada na microeconomia tradicional, isto é, o longo prazo é acentuado como aquele período em que todos os custos tornam-se variáveis, ou seja, quando a expansão envolve tanto os custos fixos quanto variáveis ao mesmo tempo.

Bragança et al (2007) coloca que, a literatura de preços de acesso e opções reais mostra que simplesmente ao se estabelecer preços iguais ao custo incremental de longo prazo em um meio incerto e custos irreversíveis cria-se um desequilíbrio na relação risco e retorno que pode causar sérios danos à trajetória de investimentos.

Para Ruiz (2007), o custo incremental de longo prazo (CILP) é um método de custeio, não de precificação. As metodologias de custeio buscam as melhores estimativas de custos. As de precificação tratam das formas de se dar cobertura ou de recuperar esses custos. Pela metodologia CILP, são atribuídos aos objetos de custeio, sejam estes elementos de uma rede ou serviços oferecidos, os custos previstos para uma determinada expansão.

Neste conceito, a tarifa ou preço do bem ou serviço é estimado pelo Custo Incremental de Longo Prazo (CILP), refletindo o custo médio equivalente anual das operações e dos investimentos atuais e futuros. O CILP é estimado a preços de mercado, conforme a regulação, expressos em valores atuais constantes.

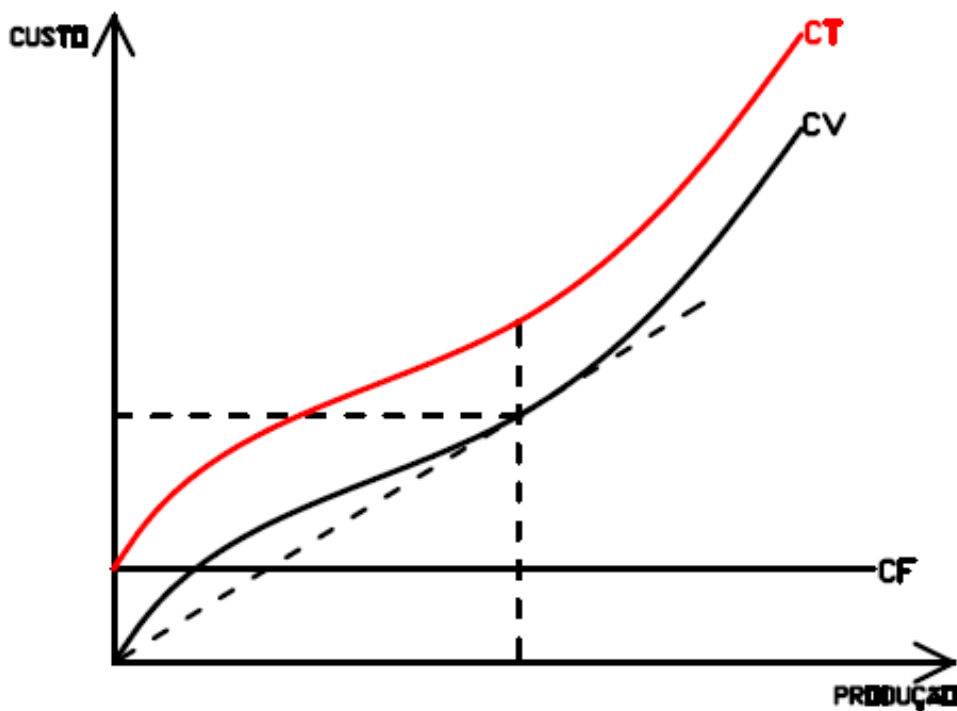
Aplicado à geração de energia elétrica, quando um cliente marginal de 1 kW é ligado à rede no instante presente, a margem de atendimento de carga do sistema diminui do mesmo valor e conseqüentemente deverá ser reposta no futuro. A empresa supridora de energia deve ser capaz de arcar com o acréscimo de custo relativo à operação e o custo relativo ao investimento futuro de reposição da margem original. Este custo adicional é o custo incremental por kW. Considerando que o incremento de carga de 1 kW é muito pequeno perante a carga atual do sistema, o custo incremental pode ser considerado praticamente igual ao custo marginal de expansão do sistema.

Neste mesmo sentido, para Baumol et al (1994) o custo marginal aproxima-se do custo incremental se o incremento em questão for pequeno. Contudo se os intervalos de produto ponderados nos dois cálculos não são os mesmos, o incremento será grande, sendo assim, os custos marginais serão muito diferentes do custo incremental.

2.2.4 Custo fixo e variável

O custo total de produção é de forma genérica determinada como a totalização do custo fixo de produção com o custo variável de produção.

Figura 01 – Curvas de Custo Fixo e Variável



Fonte: Pindick e Rubinfeld (2006)

Na figura 01 descreve o comportamento das curvas de custo total convencionais, a curva de custo fixo (CF) é paralela ao eixo da produção, já que não depende do nível de produção. Para o custo variável (CV), que depende do nível da produção, aumenta na medida em que maior for o nível de produção. Por fim, a curva de custo total (CT) é paralela à curva de custo variável total, sendo separado por uma distância equivalente ao custo fixo total.

Pindick e Rubinfeld (2006) definem de forma simples, que o custo fixo são os custos que não variam com nível de produção e só podem ser eliminados se a empresa deixar

de operar. O custo variável total compreende o somatório dos custos que variam quando o nível de produção varia.

Nas palavras do mesmo autor, os custos fixos de produção podem ser definidos como os gastos com a manutenção da fábrica, combustível, eletricidade, seguro, depreciação e outros gastos gerais que permitem funcionar o processo produtivo, mas, não permite agregar valores diretamente ao custo produto.

Neste sentido Megliorini (2007) conceitua os custos fixos como aqueles que decorrem da manutenção da estrutura produtiva da empresa, independentemente da quantidade que venha a ser produzida dentro do limite da capacidade instalada, colocam como exemplos os custos do aluguel e a depreciação. Define ainda os custos variáveis como aqueles que crescem ou diminuem conforme o nível de produção. Usa como exemplo desse comportamento os custos da matéria prima e da energia elétrica, onde quanto mais se produz, maiores serão o consumo e custos.

Em Garófalo & Carvalho (1992) o custo fixo define-se como a quantidade dos custos totais que não depende da quantidade fabricada pela empresa; constituem em outras palavras, os dispêndios com fatores de produção fixos. Os custos variáveis de produção são determinados como a quantidade de custos totais que alteram de acordo com o nível de produção, à medida que a quantidade produzida cresce a parcela de custos variáveis também sofre aumentos.

2.3 Custos das transações econômicas

2.3.1 Conceito

Os custos de uma transação econômica são considerados de extrema importância nas disposições de investimento, pois estes custos se apoiam sobretudo do quesito oportunidade e do conjunto de atividades que compõe uma cadeia produtiva.

Para Rezende (1999), os custos de transação são referentes aos custos para se gerenciar o sistema econômico por meio da identificação, explicação e atenuação dos riscos contratuais.

Na concepção de Horner (1995) os custos de transação afetariam o equilíbrio na medida em que, quanto maiores esses custos, menor o número de transações efetuadas pelos investidores.

Segundo Williamson (1985), os custos de transação são sobretudo os custos *ex-ante* de procurar, preparar, negociar e salvaguardar uma transação, via contrato formal ou informal, como também, os custos *ex-post* de monitoramento, ajustamentos e adaptações que resultam quando a execução de uma transação é afetada por falhas, erros, omissões e alterações inesperadas.

Nesta linha de pensamento, pode-se considerar que os custos de transação podem ser constatados quando existe modificação entre os preços almejados pela organização (*ex-ante*) e os preços de mercado (*ex-post*). Em síntese, à concepção, o cálculo e o dimensionamento integral dos custos de transação, determina um planejamento e organização das atividades da empresa no mercado onde atua, levando-a a produzir de modo mais eficiente.

Os custos de transação tornam evidentes justamente quando o aspecto da alteração ou modificação entre os preços almejados e os preços efetivamente cometidos no mercado em questão são considerados e analisados. No mercado, ao se realizar um negócio, as incertezas nas transações econômicas tornam os custos mais elevados.

Neste mesmo sentido, Coase (1988) observa que esses custos estão para a economia como o atrito está para a física: quanto maiores forem mais esforço precisará ser realizado para se obter.

Assim, uma ineficiência no uso de determinada tecnologia ou na utilização de certo recurso, pode ser influenciada através dos elevados custos de transação, aumentando deste modo o risco do negócio.

2.3.2 Custo do investimento das instalações produtivas

Em determinada situação a definição do melhor empreendimento a ser implantado, deverá passar por um tratamento prévio dos perfis de oportunidade de investimento. Em termos econômicos e estratégicos, esse tratamento auxiliará o investidor na escolha do melhor projeto.

Nesse sentido, Pontes (2005) estabelece que os custos de investimentos podem ser localizados nas seguintes fases do projeto: na implantação do empreendimento ou do projeto, na estrutura de capital, na fabricação do produto e na logística, entrega e atendimento ao cliente.

De modo geral do ponto de vista econômico, os custos de investimentos estão conectados a uma série de variáveis que determinam o futuro andamento de qualquer empreendimento. O planejamento prévio do projeto influenciará no cronograma de desembolso do capital, e por si na perspectiva de investimento a ser alocado.

Gitman (1997) coloca que os investimentos de longo prazo representam desembolsos consideráveis de fundos que obrigam a empresa a seguir um determinado curso de ação, são necessários certos procedimentos para analisá-los e selecioná-los adequadamente.

Sua concepção e cálculo é de vital para se estruturar o volume de recursos financeiros que serão investidos e quais atividades e insumos deverão ser contratados para a sua efetiva implementação.

2.3.3 Custo de capital da estrutura financeira

O custo de capital pode ser definido como sendo a remuneração média dos recursos aplicados num determinado investimento. Representa o somatório do custo do capital próprio na forma de juros de capital social e juros quando uma obra ou planta industrial está sendo construída, e o dividendo e os juros e encargos financeiros quando a planta industrial está na fase operacional ou de lucros.

Martelanc et al (2005) define como “a taxa de retorno mínima necessária para atrair capital para um investimento, seja este interno ou externo. Também pode ser entendido como a taxa que o investidor pode obter em outro investimento de risco semelhante”.

Segundo Silva (2007) o custo de capital é um custo de oportunidade que reflete os retornos dos investidores, ou seja, é o retorno que os investidores determinam para investir. Assim ele é baseado em retornos esperados e não retornos históricos.

Modigliani e Miller (1958) determinam o custo de capital como sendo a média dos custos de captação, ajustada pelas dimensões de dívida e capital próprio da composição de capital de cada empresa.

Já para Silva et al. (2004), o custo de capital tem sido de grande importância para a avaliação de ativos tangíveis ou intangíveis. É enfatizado também que a convenção ótima entre capital próprio e de capital de terceiros poderia minimizar o custo de capital da empresa. Porém, suas maiores apreensões consistir em mensurar o custo do capital próprio do investidor.

2.4 Viabilidade econômica e riscos

Não diferente dos demais investimentos, a viabilidade econômica na construção de uma usina trás consigo um considerável grau de risco associado. Torna-se de fundamental importância que se introduzam nas análises as dúvidas relacionadas às previsões, pois decisões tomadas no presente afetaram valores que ocorrerão no futuro.

Neste sentido, viabilizar ou conduzir um empreendimento sem noção mínima dos riscos envolvidos é inviável, assim como avaliar e trabalhar com todos os riscos. É necessário, localizar um ponto ideal de conhecimento, ou seja, saber que riscos são relevantes e até onde se deve examinar cada um ou em que grau investir no estudo de cada um.

De acordo com Soares et al (2007) o mapeamento apropriado dos riscos associados a projetos de geração de energia é essencial para avaliar o custo real de cada tecnologia e precificar de forma segura os contratos que serão negociados no futuro.

Entende-se que a viabilidade econômica da implantação de uma usina de geração de energia elétrica depende tanto das características intrínsecas da instalação, ou seja, do projeto e da eficiência dos equipamentos empregados, quanto do ambiente socioeconômico no qual a instalação está inserida.

Por essas razões anteriores, pode-se admitir que o ambiente socioeconômico é marcado por consequência de projeções, de tendências e mesmo por aspectos de difícil previsão, enquanto que as características técnicas do empreendimento são decididas objetivamente através da elaboração do projeto.

Como em toda disposição de investir pesa a incerteza inerente ao futuro, determinar sobre investimento provoca, necessariamente, desenvolver uma análise sobre eventos possíveis de ocorrer, que sofrem permanente influência do ambiente de mercado.

Segundo Casarotto e Kopittke (1985), quando se conhece informações sobre os dados de entrada de determinado investimento, é possível uma análise sob condições de risco, porém na ausência de informações a análise acontece sob condições de incerteza.

Já Dixit & Pindyck (1994), colocam que as incertezas inerentes aos custos podem ser, sobretudo importantes em grandes empreendimentos que levam longo tempo para construir, como são os casos as hidroelétricas e as plantas térmicas, onde o custo total de construção é muito elevado para se antecipar devido às incertezas regulatórias e de engenharia.

Assim, avaliamos que por detrás de qualquer investimento do setor de geração de energia elétrica há uma expectativa implícita de retorno e risco, de fato, isso não seria novidade se considerarmos que as expectativas são praticamente homogêneas. Contudo, só conseguiremos o valor exato do retorno de um investimento qualquer, no último instante de vida desse investimento. Até lá, quem conduz as decisões de investir é o valor mais plausível de um retorno.

Para o investidor os métodos mais tradicionais de avaliação de investimentos são: Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o Payback. A escolha do método a ser utilizado dependerá do propósito da análise.

Na visão de Reis (2011), a viabilidade econômica do empreendimento resulta do balanço entre os custos e o benefício, tendo em conta aspectos econômicos e financeiros,

incluindo entre os benefícios o que seria o lucro, associados às tarifas de venda da energia, que são estabelecidas com os objetivos básicos de garantir a saúde financeira da empresa e a continuidade do fornecimento, assim como manter atratividade aos investimentos do setor elétrico do país.

No Brasil em especial, se tem uma economia atrativa em termos de oportunidades, mas que convive lado a lado com as incertezas, o elevado risco para o investidor e, ainda no alto custo e na falta de financiamento que também reflete o risco alto que cerca a economia no país, entre outros fatores.

Vale advertir que o tema objeto deste trabalho utiliza dados de algumas obras apenas como instrumento para operacionalizar os conceitos propostos, uma vez que estudos sobre essas técnicas de retorno, riscos e viabilidade apesar de comentados, estão fora do foco principal deste trabalho.

2.5 Custos na geração de energia elétrica

2.5.1 Custos globais

Conforme exposto anteriormente, no Brasil a geração de energia elétrica pode ser conseguida por várias fontes tecnológicas, e cada uma associada a distintos custos de implantação, os seus resultados poderão determinar diferentes impactos socioeconômicos em uma determinada situação.

Para Fortunato et al (1990) o planejamento do sistema de geração abrangem aspectos econômicos e de garantia de auxílio que refletem o acordo entre a qualidade do serviço obtido e seu custo. Coloca ainda que os fundamentais componentes dos custos de uma usina são:

- Investimento na usina: representa o capital empregado na usina;
- Juros durante a construção da usina: representa o custo de oportunidade do capital;

- Investimento em transmissão associado à usina;
- Juros durante a construção da transmissão;
- Operação e manutenção na usina: são os custos de exploração da usina;
- Custos de combustível: representa as despesas com combustível, sendo parcela importante dos custos de usinas termoeletricas. No caso de hidroelétricas podem representar o pagamento de direitos pela utilização da água (royalties).

Reis (2011) enfatiza também essa mesma situação, colocando que os custos na geração formam uma parte de grande importância, sendo, portanto necessária uma análise de suas características em função dos diversos tipos de usinas e suas condições operativas. Considera como principais componentes dos custos:

- Custos de investimento, associados com o capital empregado na construção da usina;
- Juros durante a construção, que são decorrentes do cronograma de desembolso da usina durante a construção;
- Custos de combustível, importantes para usinas termoeletricas, começam a ser considerados para usinas hidroelétricas, por meio do custo da água, e são inexistentes para usinas solares fotovoltaicas e eólicas;
- Custos de operação e manutenção.

Para Martins (2001), a integração de custos de qualquer projeto é o resultado de um alinhamento entre o processo de gestão dos custos e o processo de gestão da empresa como um todo.

A previsão do custo da construção de uma usina geradora de eletricidade é necessária e de muita importância antes do planejamento e elaboração de projetos e pode ser usado como um instrumento necessário para o empreendedor.

Fundamentalmente além da previsão inicial dos custos, quanto mais longos forem os andamentos de projeto e construção de uma usina elétrica, maiores serão as possibilidades

de que alterações econômicas e tecnológicas comprometam os custos inicialmente previstos para execução do empreendimento.

Outro entrave são as exigências ambientais, a legislação sobre o meio ambiente, vem afetando alguns cronogramas de obra com leis antipoluição e regulamentações para diminuição do impacto ambiental de modo geral. Em alguns casos a implantação de metas com relação aos custos previstos na obra, é excedida em função de aspectos legislativos, regulatórios, financeiros e institucionais do controle e da preservação ambiental.

2.5.2 Custos de investimento

O empreendedor que investir numa determinada usina de geração de energia elétrica estará investindo específico, ou seja, o custo investido não poderá ser utilizado para outros fins, a não ser na produção de energia elétrica.

A irreversibilidade do custo de investimento exerce um papel importante no processo de julgamento de qual projeto o investidor se interessará. Uma empresa cria custo de oportunidade importante, que deve ser levado em conta, quando faz um investimento irreversível. Este custo corresponde à oportunidade de esperar por novas informações ao invés de investir imediatamente.

Para Castro (2000), em várias ocasiões, pode-se pensar que o custo de investimento poderá ser recuperado, se a planta puder ser vendida para outro investidor. Contudo, este pensamento está equivocado, pois o valor da empresa será o mesmo para todas as firmas se a indústria for competitiva, de modo que o lucro com a venda será pequeno ou nenhum.

Neste caso, o custo de investimento é aquele que não pode ser reconquistado caso o investidor somente mude de opinião. Normalmente, a essa situação irá surgir quando o capital a ser investido é específico do setor, para reconquistá-lo não adianta somente operar uma negociação de venda.

No caso da geração de energia elétrica, os custos de investimento são distribuídos durante a construção do projeto e compreende os desembolsos nesse período, caso em que também são considerados os juros da construção.

De forma simples a parcela relativa aos custos de investimento pode ser calculada pela seguinte fórmula:

$$CI = \frac{I}{PI \times FCM \times 8.760} \times FRC \quad (II)$$

Em que:

I = Investimento considerando os juros durante a construção;

PI = Potência instalada (MW)

FCM = Fator de capacidade¹ da usina;

8.760 = número de horas no ano;

FRC = Fator de recuperação do capital.

Nesta equação pode-se entender a importante relação existente entre os custos do investimento e o fator de capacidade de uma dada usina. O fator de capacidade influencia o quanto de receita o investidor receberá na produção de energia elétrica.

2.5.3 Custos marginais

Para a produção de energia elétrica, o custo marginal pode ser conceituado como a relação entre o acréscimo de custo total no sistema de geração, indispensável para abastecer um acréscimo do mercado de energia elétrica.

Segundo Fortunato et al (1990) o sistema de geração pode se diferenciar em três tipos de custos marginais: curto prazo, longo prazo e de muito longo prazo.

¹ Fator de capacidade é a potência média obtida da energia total gerada. Este fator reflete a disponibilidade da energia para consumo.

- De curto prazo é o custo por unidade de energia produzida incorrida ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através dos meios já existentes, isto é, sem adicionar novas fontes geradoras ao mesmo.

- O custo marginal de longo prazo é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender um acréscimo de carga no sistema através da incorporação ao mesmo de uma nova usina geradora.

- O custo marginal de muito longo prazo representa o valor presente dos custos marginais futuros de expansão do sistema em um horizonte de 30 anos.

Fortunato et al. (1990) coloca também, que se o sistema estiver em equilíbrio o custo marginal de expansão será igual ao custo marginal de operação, caracterizando que o sistema opera no ponto de custo médio mínimo.

No Brasil o custo marginal é aplicado para cálculo e expansão do sistema elétrico, funcionando através da complementação de uma usina termoeletrica em relação a uma usina hidroelétrica, sendo considerado o custo de construção e o custo de operação. No período de escassez de água nas hidroelétricas, as usinas termoeletricas são usadas, obedecendo sempre o principio de menor custo de geração além de garantir maior confiabilidade de operação do sistema. Tem-se, portanto, a necessidade de realizar uma comparação dos benefícios de utilizar a água hoje com a importância de armazená-la para ser utilizada no futuro.

Nesta metodologia de custos marginais o método de formação de preços para usinas hidroelétricas e térmicas requer uma análise probabilística dos cenários futuros. Dependendo da situação e do risco, o critério de determinação dos agentes não será constante, sendo alguns mais e outros menos avessos ao risco.

A lógica adotada é que, no início a demanda é atendida pelos empreendimentos mais baratos e à medida que a demanda cresce, os custos operacionais aumentam, oportunidade em que o valor esperado do custo de operação atinge um valor que compense a implantação de uma geração mais cara, ocorrendo à expansão.

Deste modo, para um sistema hidrotérmico² como o caso brasileiro, é de extrema importância à decisão tomada em um instante qualquer da operação energética, pois existe relação direta com as consequências no futuro.

2.5.4 Custos financeiros

O custo financeiro é considerado um ponto decisivo nos empreendimentos de geração de energia elétrica, a lenta maturação dos investimentos tornam os negócios com nível de risco considerável.

Para o investidor, o rendimento derivado da venda da produção, só garantirá o capital aplicado depois de alguns anos. O retorno do capital investido dependerá do tipo de usina e do tamanho do empreendimento.

Segundo Fortunato et al (1990) uma usina hidroelétrica leva em média de 5 a 8 anos para ser construída, exigindo ainda investimentos antecipados, antes do início da construção, em estudo e viabilidade do projeto. Estes fatores levam a custos financeiros adicionais, juros do capital ainda não remunerado, denominados juros durante a construção, que dependendo do porte da usina, podem variar consideravelmente com relação ao custo total da obra.

Em compensação ao alto custo financeiro na construção de usinas de geração elétrica, a produção de receita de uma usina é garantida economicamente a longo prazo, podendo alcançar cerca de 30 a 50 anos para usinas hidroelétricas, sendo 30 anos para as termoelétricas e 20 anos para as usinas eólicas. Assim, a visão do investidor fica no retorno do capital investido que pode ser recuperado durante um longo período.

² Sistema hidrotérmico corresponde aos sistemas de geração de energia elétrica baseados nas usinas hidroelétricas e usinas térmicas, como é o caso do sistema elétrico brasileiro.

2.5.5 Custos operacionais

Os custos operacionais representam os desembolsos realizados para cobertura dos custos com pessoal, material, serviços e outras despesas, necessários ao funcionamento dos equipamentos e instalações do sistema de produção.

Silva (2005) coloca a definição de custo operacional como o custo de todos os recursos de produção que exigem desembolso por parte da empresa para sua recomposição. Esquemáticamente, o custo operacional compõe-se de todos os itens de custo considerados variáveis adicionado de uma parcela dos custos fixos, e ainda pela parcela da mão de obra familiar que, embora não remunerada, realiza serviços básicos imprescindíveis ao desenvolvimento da atividade.

O mesmo autor coloca ainda que, a intenção do uso desse custo seja mostrar, caso a empresa não tenha remuneração igual ou superior ao custo alternativo, se e quanto ela tem de resíduo que remunera em parte o capital, o tempo, a administração e recursos auto renováveis.

Na geração de energia elétrica com hidrologias favoráveis, as hidroelétricas reduzem os custos operacionais do sistema elétrico e, hidrologias desfavoráveis, as termoelétricas para segurança operativa do sistema.

Segundo Reis (2011), para as usinas térmicas o custo operacional é influenciado diretamente pelo consumo de combustível, o preço chega a representar até 60% do custo de geração e poderá definir o nível de produção da usina. O custo operacional fica em grande parte, dependente do preço do combustível e do nível de produção da usina.

Os custos operacionais também são relacionados a outros fatores como, por exemplo:

- Atraso no início da operação: atraso no cronograma de obras, e atraso nos licenciamentos, inclusive ambientais;
- Indisponibilidade de unidade geradora por paradas não programadas.

Atualmente, com a diversificação do setor de energia elétrica brasileira, com participação de empresa estatais e privadas no mesmo ambiente, as entidades

regulamentadoras e operadoras dos sistemas têm procurado desenvolver construções que diminuam os custos de operação mantendo, no entanto, a atratividade do mercado para investimentos do setor privado. Tais desenvolvimentos caminham, conseqüentemente, para um acréscimo de eficiência energética do modelo pela manutenção da qualidade da energia produzida nos sistemas de produção.

CAPÍTULO 3 - APLICAÇÃO DOS CUSTOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

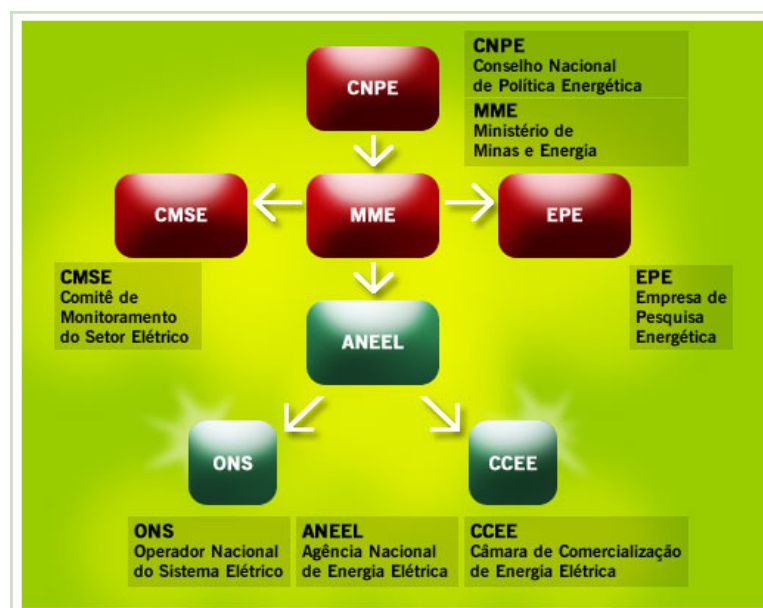
3.1 Características do setor elétrico brasileiro

O desenvolvimento do setor de energia elétrica do Brasil passou e ainda vem passando por significativas transformações. Suas entidades estão com suas finalidades pré-definidas de acordo com as novas características do setor.

A reestruturação no setor aconteceu primeiramente através de uma série de alterações na legislação, com a finalidade de transferir do Estado para iniciativa privada a responsabilidade sobre os investimentos e operação do sistema. Ficando de responsabilidade do Estado a função de regulador e fiscalizador.

Para a implantação do novo sistema operacional, era necessária a criação e reestruturação de instituições que pudessem dar respaldo à filosofia desejada. A Figura 02, a seguir mostra a atual estrutura do setor:

Figura 02 – Estrutura Atual do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: ANEEL (2011).

Como é apresentado nesta Figura 02, existe uma estrutura organizacional que comanda o processo decisório das atividades gerais de energia, como segue:

- **Ministério de Minas e Energia (MME)** é o fundamental órgão regulador do setor elétrico, operando como poder concedente em nome do governo federal, e tendo como sua principal imputação o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor (MME, 2011).

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**, autarquia atrelada ao *Ministério de Minas e Energia* – MME foi criada pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo queixas de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços (ANEEL, 2011).

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** oferece assessoramento ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e compreensão da política nacional de energia (MME, 2011).

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**, é uma pessoa jurídica de direito privado, sob o formato de associação civil, sem fins lucrativos, criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O Operador é formado por membros associados e membros participantes. (ONS, 2011)

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** herdeiro do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), tem por desígnio viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de realizar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da

Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL. (CCEE, 2011)

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** tem por intenção prestar serviços na área de estudos e pesquisas dedicadas a subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro, tais como na produção de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. (EPE, 2011)

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)** foi criado pela lei 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional. (MME, 2011)

Para Borenstein e Camargo (1997), o atual padrão de planejamento busca analisar os aspectos sociais e ecológicos dos projetos. As tentativas de reunir fatores atrelados a saúde, segurança, danos ambientais e outros, até mesmo buscar quantificá-los em valores, procurar buscar a eficiência social na utilização de recursos.

Segundo Pires (1999) melhoras na indústria de energia elétrica abordaram diversos objetivos, como a diminuição dos custos, redução dos conflitos ambientais incididos na produção de energia elétrica e concepção de mecanismos que garantem o funcionamento eficiente do setor. As finalidades são feitas por meio de estímulo a concorrência na geração e na comercialização e do ingresso de mecanismos de apoios para a regulação das partes que continuam com características de monopólio natural (transmissão e distribuição).

Senra (1998) assegura que as modificações que estão ocorrendo no setor elétrico do país, redefinem a função do Estado e a participação da iniciativa privada neste segmento. O autor adverte possíveis configurações de atuação dos novos agentes em um novo panorama de mercado.

Outra importante mudança do atual setor de energia encontrar-se no planejamento e integração do sistema elétrico brasileiro. Conforme é mostrado na figura 03, o atual sistema integrado nacional (SIN) busca juntar diversas centrais de geração de energia elétrica e diversas cargas, em um sistema de forma mais econômica, segura e confiável. Essa medida torna mais dinâmica a distribuição de energia elétrica entre as diversas regiões do país,

facilitando também a troca de reservas que pode resultar em economia na capacidade de reservas dos sistemas. Na desvantagem o sistema interligado torna-se mais vulnerável na sua proteção, uma falha em um sistema pode afetar os demais sistemas interligados o chamado “efeito dominó”.

Figura 03 – Sistema Elétrico Interligado



Fonte: ONS (2011)

O que se percebe é que apesar da rápida mudança ocorrida no setor elétrico durante os últimos anos, se têm ainda perspectiva de grandes transformações no futuro, tanto nas possíveis mudanças dos mercados, quanto nas políticas que já estão sendo redirecionadas ao desenvolvimento tecnológico do setor.

3.2 Principais tipos de geração de energia elétrica no Brasil

De modo geral, podemos separar os modos de gerar energia elétrica em dois grupos de fontes primárias que se utilizam de materiais diferentes: as fontes renováveis (hidroelétricas/água, eólicas/vento, solar/sol, etc.) e as não renováveis (termoelétricas/combustíveis). No caso do Brasil, a característica natural acabou por incentivar em maior intensidade a opção pela hidroelétrica, visto o grande número de rios, adequados à produção de energia elétrica em grande escala.

Nesse sentido, a matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente hidroelétrica, sendo considerada fonte de energia renovável e limpa. Em 2011 a disposição instalada apresenta 71% em hidroelétricas 28% em usinas térmicas e 0,8% de eólica.

É constatado que, a despeito da existência de distintas matrizes energéticas, e do atual apoio às fontes renováveis como o PROINFA³ (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que garante ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o prazo de financiamento do projeto.

Mesmo com incentivos à fontes alternativas, observando a Tabela 01, pode-se constatar que os dois tipos principais de empreendimento, as Usinas Hidroelétricas e as Usinas Termoelétricas são ainda distantes os tipos de geração mais utilizados, porém não podemos descartar o crescimento da geração energética por fontes alternativas como no caso das Usinas Eólicas.

³ O Proinfa foi implantado em 2003, programa nacional para estímulo à produção de energia elétrica por meio das fontes renováveis, com base na Lei no 10.438, de abril de 2002.

Tabela 01 – Capacidade Instalada

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível
Hidrelétrica	908	81.152	71,04%
Gás	133	13.122	11,49%
Biomassa	402	8.019	7,02%
Petróleo	886	7.056	6,18%
Nuclear	2	2.007	1,76%
Carvão Mineral	10	1.944	1,70%
Eólica	51	929	0,81%
Solar	5	0,09	< 0,01%
Capacidade Disponível	2.397	114.229	100%

Fonte: ANEEL (2011).

Em períodos com hidrologias adversas, as disponibilidades hidroelétricas possam não ser suficientes para atender a demanda, sendo indispensável complementar as necessidades energéticas com a geração de usinas térmicas, que são consideradas geradores reservas na matriz energética brasileira. Esta complementariedade também começa a ser usada na geração eólica.

3.2.1 Hidroelétrica

No Brasil, a energia elétrica derivada das usinas hidroelétricas é considerada a mais importante fonte de geração. A construção de empreendimentos na geração hidráulica no país foi bastante significativa ao longo de todo o século XX, e hoje as hidroelétricas correspondem a 71,04% da capacidade instalada do Brasil.

Na hidroelétrica a energia elétrica é gerada pelo aproveitamento do fluxo das águas em uma usina na quais as obras civis, que abrangem tanto a construção quanto o desvio do rio e a concepção do reservatório, são tanto ou mais importantes que os equipamentos instalados (ATLAS 2008).

Com esta forma simples, a configuração de uma usina hidroelétrica é uma barragem para concentração de armazenamento de água, um tubo de condução da água até a casa de máquinas, onde estão as turbinas/geradores. Conforme mostra a Figura 04, a energia disponível na água, em razão da altura da queda e do volume, se convertida em energia mecânica por meio da turbina que, através do eixo, transmite a energia mecânica ao gerador elétrico que, por sua vez, converte esta em eletricidade.

Figura 04 – Usina Hidroelétrica



Fonte: Reis (2011).

O Ministério de Minas e Energia (MME) detém o controle sobre estudos do potencial hidrelétrico dos rios nacionais. Depois desse estudo, é feita uma análise da bacia hidrográfica quanto á exploração do empreendimento almejado, assim como também nos “estudos de inventário hidrelétrico” (ZUCARELLI, 2006).

Após os estudos de inventário, o processo se dá através de uma concorrência licitatória para a construção e exploração de novas usinas está sujeita ao cumprimento de algumas condições estabelecidas pelo poder concedente. O processo licitatório fica a cargo da ANEEL sendo o vencedor decidido pelo critério de menor preço dando o direito de implantar e operar a usina hidroelétrica pelo período de aproximadamente 35 anos.

Para Miranda (2009), o potencial a instalar de usinas hidroelétricas no Brasil ainda é grande como, também, que este potencial estará situado mais longe dos núcleos de consumo. Além disso, estarão colocados em regiões do Brasil onde as mitigações de conflitos ambientais são mais complicadas. Tudo isso será exprimido em maiores problemas e em maiores custos de implantação.

No Brasil, a ampliação da geração hidroelétrica confrontar-se com alguns desafios, são eles:

- Mudanças climáticas com efeito nas vazões;
- Arcabouço legal - licenciamento ambiental;
- A questão das áreas de alagamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas.

3.2.2 Termoelétrica

No sistema elétrico brasileiro este é o segundo tipo de geração de energia elétrica mais utilizada. Funcionam de forma estratégica na segurança do sistema elétrico nacional, pois em períodos onde as condições climáticas são desfavoráveis, o despacho das usinas termoelétricas assegura o nível de água dos reservatórios das usinas hidroelétrica, permitindo uma segurança futura ao sistema.

A grande vantagem desse tipo de energia comparado com a geração hidroelétrica, é que nas térmicas não há dependência com relação às condições climáticas. Do mesmo modo, os empreendimentos apresentam menores restrições quanto à localidade de sua disposição. Pelo lado da desvantagem, a produção termoelétrica apresentam expressivas emissões de gases poluentes, afetando o meio ambiente. Outra desvantagem das usinas termoelétricas é da sua dependência do preço do combustível como: gás, carvão, petróleo, biodiesel, e outros.

Portanto, existem alguns tipos de termoelétricas que se diferenciam de acordo com combustível utilizado na produção. No Brasil as termoelétricas mais utilizadas são:

3.2.2.1 Gás

A partir da queima do gás combustível em turbinas a gás a geração de energia elétrica é feita, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a 2ª Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, a utilização mais frequente dessa tecnologia tem sucedido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente alto foram, durante muito tempo, as fundamentais razões para o baixo grau de propagação dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico (ANEEL, 2011).

Figura 05 – Usina Termoelétrica a Gás



Fonte: Reis (2011).

Dentre os benefícios adicionais da geração termoelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas são máquinas muito sensíveis às condições climáticas, sobretudo em relação à temperatura ambiente, e oferecem também alterações substanciais de ganho térmico no caso de operação em cargas parciais (ANEEL, 2011).

No Brasil, estudos sob o aumento da oferta de gás natural, aponta esse tipo de combustível numa perspectiva a longo prazo, como uma provável estratégia de produção de energia elétrica a ser seguida.

O que se nota, é que o desenvolvimento da produção energética e a tecnologia dos equipamentos, assim como a segurança de suprimento do combustível, ainda deverão ser aperfeiçoados.

3.2.2.2 Biomassa

É classificada como biomassa qualquer matéria orgânica que possa ser modificada em energia mecânica, térmica ou elétrica. Conforme sua origem pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Os derivados conseguidos dependem tanto da matéria-prima empregada quanto da tecnologia de processamento para aquisição dos energéticos (ANEEL, 2011).

Figura 06 – Usina Termoelétrica - Biomassa



Fonte: Reis (2011).

Têm várias rotas tecnológicas para aquisição da energia elétrica a partir da biomassa. Todas preveem a conversão da matéria-prima em um produto intermediário que será aproveitado em uma máquina motriz, produzindo energia mecânica que ativará o gerador de energia elétrica (ATLAS, 2008).

Projetos começam a ser desenvolvidos utilizando o lixo urbano como combustível nesse tipo de geração.

Quando se pensa na importância da questão relacionada ao descarte dos resíduos tóxicos, a usina termoeletrica através da biomassa deve ser tratada de forma mais integrada ao sistema de desenvolvimento sustentável.

3.2.2.3 Petróleo

Para o petróleo a geração de energia elétrica ocorre por meio da queima desses combustíveis em caldeiras, turbinas e motores de combustão interna. As caldeiras e turbinas são similares aos dos demais métodos térmicos de geração e mais usado no atendimento de cargas de ponta e/ou aplicação de resíduos do refino de petróleo. Os grupos geradores Diesel são mais adaptados ao suprimento de comunidades e de sistemas isolados da rede elétrica convencional (ANEEL, 2011).

No caso brasileiro, onde historicamente a geração de energia elétrica é predominantemente hidroelétrica, a geração térmica, particularmente com derivados de petróleo, é pouco significativa no campo nacional. No entanto, tem cumprido um papel extraordinário no acolhimento da demanda de pico do sistema elétrico nacional e, sobretudo, no suprimento de energia elétrica a municípios e comunidades não acolhidos pelo sistema interligado (ANEEL, 2011).

3.2.2.4 Carvão mineral

O carvão na geração de eletricidade brasileira ainda ocupa um espaço muito reduzido (1,7% em 2011), em função do amplo potencial hidráulico do país e das características físicas e geográficas das reservas. Apesar disso, essa quantia deverá crescer num futuro próximo, em razão da exaustão dos melhores potenciais hidráulicos e dos citados avanços tecnológicos na retirada de impurezas (ANEEL, 2011).

Figura 07 – Usina Termoelétrica Carvão Mineral



Fonte: Reis (2011).

Para afirmar a importância do carvão na matriz energética mundial, atendendo principalmente às metas ambientais, tem-se estudado e desenvolvido tecnologias de retirada de impurezas e de combustão eficiente do carvão. Essas tecnologias podem ser estabelecidas em qualquer um dos quatro estágios da cadeia do carvão, como apresentado a seguir (AIE, 2011):

- Remoção de impurezas antes da combustão;
- Remoção de poluentes durante o processo de combustão;
- Remoção de impurezas após a combustão;
- Conversão em combustíveis líquidos (liquefação) ou gasosos (gaseificação).

3.2.3 Eólica

A energia eólica é a energia que resulta do vento. É aproveitada para mover aerogeradores⁴, que são grandes turbinas colocadas em lugares de vento em abundância.

O aproveitamento da energia dos ventos causa tanto impactos ambientais positivos quanto negativos. O positivo é que a geração de eletricidade por turbinas eólicas não emite dióxido de carbono, não produz chuva ácida, cinzas ou poluentes radioativos; esses são os aspectos positivos da geração eólica. Quanto aos aspectos negativos, podem-se destacar como principais o ruído, a interferência eletromagnética e o impacto visual.

Figura 08 – Parque Eólico



Fonte: ANEEL (2011).

O que os estudos apontam é que existe no território brasileiro um potencial significativo para geração de energia eólica, o grande entrave vem sendo o elevado custo para implantação dos parques geradores. Com objetivo de explorar esse potencial e diminuir a diferença de custos com relação a outras fontes de geração, os programas governamentais

⁴ Aerogeradores são equipamentos para produção de energia elétrica a partir da energia cinética do vento. Seus principais componentes são a turbina eólica e o gerador, mas também se incluem outros equipamentos, dispositivos e sistemas.

como o PROINFA, têm por objetivo central, estimular os investimentos na implantação de novos parques Eólicos.

No Brasil a grande demanda por equipamentos eólicos nos últimos anos, adicionado ao fato de que apenas um fabricante de geradores eólicos terem duas fábricas instaladas no Brasil, tem dificultado a entrada em operação das usinas eólicas. Esse atraso na sinalização de uma continuidade do programa eólico brasileiro, não estimula a instalação de novas fabricas de equipamentos eólicos, complicando ainda mais o processo.

Para que a produção de energia se torne lucrativo, necessita-se de aglomeração de aerogeradores. A energia eólica é uma fonte próspera porque é renovável, ou seja, não se esgota. Turbinas eólicas podem ser ligadas em redes elétricas ou em ambiente isolados (RICOSTI, 2011).

A aposta do governo brasileiro é que estudos apontam que a tecnologia eólica vem evoluindo em passo acelerado e novos sistemas eólicos permanecem a ser planejado e projetado de forma estar cada vez mais eficientes, no que diz respeito ao rendimento de todo o empreendimento (infraestrutura, equipamentos, manutenção, etc.).

Assim como as térmicas a intenção é aumentar a oferta de energia eólica, com a vantagem de não agredir o meio ambiente, além da diversificação da produção de energia do país.

3.3 Novas regras para comercialização de energia elétrica

O mercado de energia elétrica passou durante as últimas décadas por diferentes períodos. No seu passado, constitua-se de capital privado de procedência estrangeira até que na segunda metade do século XX o padrão seguido pelo governo para a ampliação do setor, propiciou a construção de empresas de energia pelos estados da federação e pelo governo federal. Este padrão estatal persistiu até a década de 90, momento em que começou o processo de privatização de setores até então estratégico na visão do governo para gerar o crescimento econômico e social do país, culminando com privatização do setor de energia elétrica.

O novo modelo de comercialização de energia elétrica vigente foi regulamentado pelo decreto nº 5.163/2004, que propõe as seguintes condições:

✓ Agentes vendedores devem garantir lastro para a venda de energia e potência de 100% de seus contratos, sendo tal lastro constituído por garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, nesse caso mediante de contratos de energia ou potência (CCEE, 2011);

✓ Os Agentes de Distribuição devem adquirir energia para suprimento de seu mercado consumidor, por meio de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada, advindos de leilões de energia específicos. Nesse caso, devem apresentar cobertura, proveniente de contratos de compra, para atendimento de 100% de seu consumo verificado de energia (CCEE, 2011);

✓ Os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e vendedores devem garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL (CCEE, 2011).

Com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04, são criados dois ambientes de contratação de energia elétrica: Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre.

✓ **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)** é constituído de um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, com objetivo de cobrir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos; e

✓ **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**, trata-se de um mercado destinado especificamente para os demais agentes do setor elétrico, permite a competição nas negociações, sendo diferenciado do ambiente de contratação regulada.

Para o novo modelo de mercado, a comercialização da energia elétrica, está ocorrendo atualmente no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (sucessora do extinto Mercado Atacadista de Energia – MAE). Nesse ambiente, no qual as transações de compra e venda de energia elétrica são efetuadas, o gerador comercializa a diferença (positiva ou negativa) entre sua produção de energia e a energia contratada a longo

prazo. Se a produção excede o contrato, o gerador está vendendo o excesso de produção. Caso contrário, o gerador está comprando o complemento de produção. Em ambos os casos, o valor dessa transação é o preço de curto prazo ou preço spot do sistema, Reis (2011, p. 397).

Com a nova reestruturação do Setor Elétrico, o mercado para o setor de Geração torna-se mais dinâmico e competitivo, a nova geração não é mais regulada economicamente, todos os geradores têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e podem comercializar sua energia com preços livremente negociados.

Neto (2007) coloca que o mercado de energia no Brasil hoje é constituído de players que permaneceram na estrutura do Sistema Eletrobrás, de grandes grupos econômicos com predominância de capital estrangeiro, que adquiriram empresas durante o processo de privatização do setor ocorrido na década de 90 e de autoprodutores, que comercializam seus excedentes não consumidos.

Apesar desse aumento na competitividade, Silva (2007) coloca que o mercado de energia elétrica ainda continua muito concentrado, sendo que dos quase 1460 empreendimentos de geração, cerca de 85% estão concentrados em 10 empresas.

Para Rosental (2006), o novo modelo comercial do mercado de energia elétrica foi delineado para que os compradores e vendedores situassem seus negócios livremente. Para isso a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atua com nas seguintes funções:

- a) Definir o preço de mercado (spot) para a energia elétrica de modo a refletir o custo marginal do sistema;
- b) Criar um ambiente de mercado multilateral, onde os agentes possam comercializar a energia livremente entre si;
- c) Oferecer condições para a comercialização da energia não contratada ou spot;
- d) Fazer a medição comercial, a contabilização e a liquidação da energia transacionada; e
- e) Desenvolver e aperfeiçoar as regras de mercado.

Com a nova estrutura de mercado o governo brasileiro, procura através da integração e regulamentação do setor, diminuir as incertezas dos investidores. Nessa mesma linha de raciocínio, Bresser - Pereira (1991) coloca que o aumento da incerteza deverá colocar, segundo a abordagem do custo de capital, maior margem de segurança, ou perspectivas mais superiores de lucro, o que de certa forma causa nas estimativas de projetos o superdimensionamento do empreendimento.

Percebe-se que, em mercados mais eficazes, os investidores podem tomar decisões com a finalidade de levantar recursos para produção e investimentos, tomando por base informações sólidas.

3.4 – Composição global dos custos na implantação do empreendimento

3.4.1 – Considerações gerais

Nesta parte do trabalho serão apresentados os custos envolvidos na implantação dos três principais tipos de geração de energia elétrica no Brasil, objetivo principal deste trabalho. Em concordância com a importância, decidiu-se apresentar a geração elétrica, dividida em quatro partes, a primeira apresenta os custos para implantação de uma usina hidroelétrica; a segunda trata dos custos para implantação das termoelétricas; a terceira dos custos para implantação das eólicas; e a quarta expõe um comparativo entre as três primeiras partes.

Como meio de avaliar o custo de cada empreendimento proposto, optou-se por verificar o custo do investimento sob a relação moeda (R\$) por potência instalada em quilowatt gerado (kW). Todos os custos foram levantados utilizando o real (R\$) como moeda. Portanto, o custo de implantação é igual ao quociente entre o investimento total e a potência instalada, sendo expresso em R\$/kW.

È importante ressaltar que o propósito é avaliar os custos na implantação do empreendimento gerador de energia elétrica, não examinando como se determina os riscos e a atratividade do investimento, geralmente avaliado pela taxa interna de retorno (TIR).

Quanto aos valores que serão utilizados foram adaptados a partir de dados encontrados nos trabalhos acadêmicos, relatórios gerenciais divulgados por algumas instituições públicas e privadas e, de demonstrações financeiras disponibilizadas ao público.

Vale lembrar também que o modelo objeto deste trabalho usa técnicas de construção de dados apenas como ferramenta para operacionalizar os conceitos propostos, uma vez que estudos sobre essas técnicas pertencem a área específica de pesquisa, que está fora do foco central deste trabalho.

3.4.2 – Custos na implantação de usinas hidroelétricas - UHE

O objetivo deste item é apresentar o critério adotado pelos investidores na determinação do custo na construção de uma usina hidroelétrica. Para isso, devem-se conhecer algumas particularidades deste tipo de empreendimento.

Os investimentos diretos numa construção de usina hidroelétrica, normalmente alternam de 30 a 60 meses, ficando em média por volta de 40 meses, desconsiderando neste espaço de tempo, interrupção no cronograma do projeto.

Como já mencionado neste trabalho, neste período as usinas hidroelétricas exigem consideráveis investimentos para sua implantação, determinando assim um longo prazo de maturação. O capital investido, como em qualquer outro segmento da economia, requer muita atenção nos estudos técnicos e de viabilidade para implantação do projeto.

Outro ponto está no cenário socioambiental pouco favorável, mesmo diante desta barreira, as usinas hidroelétricas ainda devem ocupar um espaço de considerável importância no futuro do sistema elétrico brasileiro. No entanto, prevê-se que devido ao maior cuidado com os impactos socioambientais, esse tipo de geração receberá menores incentivos quanto ao investido, se comparado, por exemplo, a energia eólica.

Partindo para o levantamento de dados, a partir de alguns projetos hidrelétricos cadastrados na ANEEL recentemente, foi possível avaliar algumas usinas e seu custo instalado em R\$ por kW, conforme mostra tabela abaixo:

Tabela 02 - Custo do kW Instalado em Reais – Usina Hidroelétrica

Usina UHE	Potência - MW	Investimento Total R\$ Milhões	Custo em R\$/kW instalado	Situação
Estreito	1087	3.200,00	2.943,88	Em Construção
Dardanelos	261	574,11	2.199,66	Em Construção
Mauá	361,1	882,85	2.444,89	Em Construção
Santo Antônio	3150	9.495,38	3.014,40	Em Construção
Jirau	3300	8.699,12	2.636,10	Em Construção
Custo Médio em R\$/kW			2.648,00	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados da CCEE (2011).

Conforme demonstra a Tabela 02, pode-se perceber que o tamanho do empreendimento não é uma variável de diferenciação para os custos do R\$/kW, características intrínsecas para cada empreendimento são os diferenciadores. Portanto observa-se que não existe uma relação direta entre o tamanho da usina (potência instalada) com o custo instalado.

Os custos instalado (R\$/kW) durante o investimento estão relacionados com diversos fatores, entre eles, a localização da usina e a distância até o ponto de transmissão, já que o transporte de equipamentos e materiais na fase de infraestrutura, além da mão de obra necessária para a construção e operação e dos técnicos especializados aumentam tanto os custos em função da distância entre a localidade da construção e o centro produtor dos insumos fundamentais.

Como mostra a tabela acima, o custo de implantação deste tipo de empreendimento varia em torno de R\$ 2.648,0 /kW, sendo comumente financiados com uma quantia relevante de capital de terceiros a longo prazo, de forma que o serviço da dívida pode ser pago com a geração de caixa da própria usina já em operação. Os elevados níveis de investimento inicial, contudo, são compensados pelo tempo de retorno desse tipo de empreendimento, por volta de 50 anos, além de proporcionar um baixo custo operacional, se comparado à outra fonte energética.

Sabe-se que existem particularidades para cada tipo de usina hidroelétrica construída, mas, de forma simplificada, com base no trabalho de Neto (2007), pode-se dividir os custos de construção em sete itens:

- ✓ Custos com projetos;
- ✓ Custos com obras civis;
- ✓ Custos com equipamentos;
- ✓ Custos ambientais;
- ✓ Custos com viabilidade e instalação da infraestrutura;
- ✓ Custos com transmissão
- ✓ Custos financeiros (juros durante a construção).

O percentual de participação de cada custo considerado no empreendimento pode ser visualizado conforme Tabela 03, a seguir.

Tabela 03 – Decomposição dos Custos – Usina Hidroelétrica

Custos UHE	Participação no Custo Total %	Custo em R\$/kW
Projeto	3,0	79,44
Obras Civis	45,0	1.191,60
Equipamentos	25,0	662,00
Ambientais	10,0	264,80
Viabilidade e instalação da infraestrutura	2,0	52,96
Transmissão	7,0	185,36
Financeiros (juros durante a construção)	8,0	211,84
TOTAL	100,0	2.648,00

Fonte: Elaboração própria, com base em Neto (2007).

A decomposição dos custos avalia a representatividade de cada custo do empreendimento no custo final que será exigido do investidor. Através dos dados o investidor consegue elaborar um plano de prioridades nos desembolsos, podendo diminuir os custos do empreendimento. Por exemplo, como as obras civis comportam os maiores custos do projeto (45%), a preferência pela qualificação da mão-de-obra empregada além do planejamento, logística e qualidade dos materiais, serão refletidos na diminuição dos custos do empreendimento.

Esta divisão de custos pode apresentar algumas alterações decorrentes de características próprias de construção da usina hidroelétrica, tais como: logística de materiais (localidade da usina), disponibilidade de mão-de-obra, trâmites legais, geologia, entre outras. Contudo, os parâmetros informados norteiam a elaboração para constituição dos custos aproximados de uma usina hidroelétrica.

3.4.2.1 Custos de projeto - UHE

Nesta fase estão inseridos todos os custos com a elaboração dos projetos necessários para os estudos de viabilidade e execução do empreendimento. Dentre eles o projeto pré-básico, básico e executivo de engenharia e meio ambiente.

O projeto pré-básico representa uma análise preliminar da característica do empreendimento, levando em consideração as questões técnicas, econômicas e ambientais.

O projeto básico consiste na etapa de viabilidade, onde são definidos as obras civis e os equipamentos, adjudicações e a construção da usina.

O projeto executivo de engenharia constitui no detalhamento do projeto básico no nível de construção do empreendimento, com a preparação das plantas, detalhando os equipamentos e as obras civis necessários na construção da usina. A técnica adotada para elaboração do projeto influenciará diretamente no custo do empreendimento.

3.4.2.2 Custos com obras civis - UHE

Neste item estão inseridos todos os custos com os construtores e prestadores de serviços diretamente relacionados com a execução das obras civis principais e complementares ao empreendimento.

Segundo dados da tabela acima os custos com obras civis ocupam o principal posto de desembolso no projeto, aproximadamente 45% do custo da construção. Dentro desse custo os grandes reservatórios possuem um custo de investimento bastante considerável em função do seu tamanho. Sendo assim, entre os tipos de reservatórios tecnicamente viáveis em um projeto, será escolhido aquele o qual se tenha o menor custo.

Além do tamanho, o custo do reservatório dependerá também da disponibilidade de materiais de construção próximo ao local da obra. Quanto maior a distância do empreendimento, maiores serão os custos com transporte dos materiais.

3.4.2.3 Custos com equipamentos - UHE

Os custos alocados neste item referem-se aos desembolsos relacionados com o fornecimento dos equipamentos eletromecânicos, testes em modelos reduzidos e equipamentos adicionais e complementares ao empreendimento. Destacam-se dentre outros, turbinas, geradores, transformadores e comportas.

3.4.2.4 Custos financeiros - UHE

Referem-se aos custos com tributos, taxas e contribuições pagas aos governos (Federal, Estadual, e Municipal), os juros e encargos financeiros decorrentes de empréstimos bancários e de multas e encargos pagos a fornecedores.

O BNDES é o maior financiador das usinas hidroelétrica, em resumo, estabelece as seguintes condições de financiamento:

- Prazo de amortização de juros e principal (entre 12 e 20 anos);

- Taxa de juros de longo prazo (em média 2,8% a.a.);
- *Spread* básico (em média 2,5% a.a.);
- *Spread* de risco (em média 0,5%);
- Capitalização do saldo devedor da parcela da TJLP que exceder 6% a.a.

Praticamente todo custo financeiro será dependente da forma de financiamento do projeto. A importância destes dados é de sinalizar ao investidor qual será a forma de financiamento do projeto durante a construção e quais condições de pagamento serão seguidas.

3.4.2.5 Custos ambientais - UHE

Aqui estão computados todos os custos relacionados direta ou indiretamente com questões ambientais. São despesas de aquisição de áreas rurais e urbanas necessárias para a instalação do canteiro de obras e formação do reservatório, para relocação de impactados, licenciamentos e programas ambientais definidos previamente no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA) antes do processo de licitação ou decorrentes de exigências legais surgidas durante o processo de construção.

Os custos ambientais na construção de uma usina hidrelétrica se tornam de difícil previsão, pois a estimativa de custos do recurso natural considera diferentes fatores individuais dependendo das características do projeto e acima de tudo da sua localização.

A porcentagem para a parte ambiental de (10%) referente ao custo técnico aqui constituído, foi originado a partir de uma análise, em que foram avaliados dados referentes aos custos incorridos em alguns empreendimentos. Este percentual é estimado a partir de valores médio do banco de dados da ANEEL e CCEE.

Para avaliação dos custos das regulamentações ambientais deverão ser realizados estudos, levantamentos e a implantação das ações necessárias para evitar, minimizar ou indenizar os impactos ambientais ocorridos da implantação da usina. Para isso, na fase de

Viabilidade, deverão ser considerados os estudos e ações a serem desenvolvidos na fase inicial do projeto (Projeto Básico, Projeto Executivo). Logo, todos os itens de custos ambientais estimados nesta fase devem ser avaliados como investimento.

Diante disso, a maior parte dos investidores aponta para dificuldade em vencer algumas barreiras impostas pelas regulamentações ambientais, cujos prazos e custos são inesperadas até que a usina entre em operação comercial.

3.4.2.6 Custos com estudos de viabilidade e instalação da infraestrutura - UHE

Nesta conta encontram-se todos os custos diretos ou reembolsados, assumidos com os estudos e levantamentos prévios, com os estudos de viabilidade técnica do aproveitamento hidrelétrico e a formação e instalação da infraestrutura necessária para o início das obras. São estradas de acesso, alojamentos, energia elétrica e escritórios de apoio.

Este é em outras palavras, o momento de decisão de investir, sendo o próximo passo, a participação da licitação para arrematação do aproveitamento hidrelétrico e a oferta de venda de energia para entrega futura.

3.4.2.7 Custos com linhas de transmissão - UHE

As linhas de transmissão constituem vias de uso aberto e podem ser utilizadas por qualquer Agente, com o devido pagamento ao proprietário através do custo de uso do sistema de transmissão (CUST) determinado pela ANEEL e administrado pelo ONS. Neste caso, os custos de acesso e uso de transmissão são divididos em função da potência contratada, independentemente do tipo do consumidor ou do nível de tensão em que estiver conectado (FUGIMOTO, 2010).

A necessidade da transmissão de energia elétrica ocorre por razões técnicas e econômicas, e está associada a características que variam com fatores que abrangem desde a localização da fonte de energia primária até o custo da energia elétrica nos locais de consumo.

Em geral para usina hidroelétrica, as linhas de transmissão estão associadas às centrais de geração distantes dos centros de consumidores em virtude de sua própria natureza, a maior parte dos rios com bom aproveitamento hidráulico encontra-se em local distante do ponto de conexão ao sistema elétrico.

Ainda que a maior dos empreendimentos de geração elétrica seja conectada aos consumidores por meio da transmissão, existem unidades geradoras de pequeno porte (PCH's) que estão sendo conectadas diretamente aos sistemas de distribuição. Esse tipo de geração, denominada geração distribuída, vem diminuindo os custos com transmissão.

3.4.2.8 Custos operacionais - UHE

Na usina hidroelétrica os custos operacionais constituem os desembolsos anuais após sua entrada em operação. Estes custos são compostos pela operação da usina propriamente dita, pelas manutenções efetivadas nos equipamentos, pelos custos com administração, transporte, etc.

Segundo Reis (2011), uma das vantagens das usinas hidroelétrica é a questão de que seu regime de produção é geralmente exercido com capacidade alta, sendo colocado que quanto maior a capacidade de geração de eletricidade, menor será o custo de operação e manutenção, obtendo-se assim mais atrativo para o investidor.

Outro ponto de vista encontra-se no custo de operação, em que a máxima utilização da energia hidroelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica do sistema, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível, na possível operação das térmicas. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros, no caso de problemas hidrológicos. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação do sistema.

É claro que o órgão regulador do setor deve classificar e fiscalizar o atendimento a todos os contratos, sempre verificando o menor custo de operação global do sistema, decidindo sempre pela mais eficiente operacionalidade de funcionamento.

Com vistas à diminuição dos custos operacionais, existem vários empreendimentos para novas gerações de energia no planejamento energético do país, muitos deles já estão em fase de construção, alguns outorgados e outros ainda devem ser licitados. Apesar disso, os projetos precisam ser exercidos dentro dos prazos previstos para impedirem futuras circunstâncias de déficit.

3.4.3 – Custos na implantação de usinas termoeletricas - UTE

As usinas termoeletricas vêm aparecendo como uma saída de curto prazo para o acréscimo na capacidade de geração instalada no Brasil. Isso se deve as características técnicas e econômicas desse tipo de empreendimento, onde a facilidade de localização próxima aos centros de carga e disponibilidade de combustíveis e o menor tempo de construção, a tornam atrativa.

Conforme informado já informado, as termoeletricas são diversificadas conforme o uso de diferentes combustíveis e processos: carvão, gás, biomassa, petróleo, etc. Nesse estudo, qualquer que seja o tipo de usina termoeletrica, sua representação nos estudos de custo para implantação, serão tratados de forma semelhante. Essa avaliação na diferenciação das usinas não será delineada aqui por desviar-se ao escopo deste trabalho.

È fato que, é muito difícil no atual cenário de empreendimentos com diferentes tecnologias, como é o caso das usinas térmicas, de se estabelecer um custo de implantação em termos de R\$/kW de forma segura ou segundo preceitos gerais.

A tabela seguinte sintetiza os custos de implantação mais recentes de algumas usinas termoeletricas.

Tabela 04 - Custo do kW Instalado em Reais – Usina Termoelétrica

Usina UTE	Potência - MW	Investimento Total R\$ Milhões	Custo em R\$/kW instalado	Combustível
Passa Tempo	67,8	139,71	2.061,0	Biomassa
Interlagos	40,0	70,00	1.750,0	Biomassa
Candiota III	350,0	1.500,0	2.857,0	Carvão
Baixada Fluminense	530,0	986,30	1.861,0	Gás
Maranhão III	499,2	1.100,00	2.204,0	Gás
Custo Médio em R\$/kW			2.147,0	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados da CCEE (2011).

Analisando-se a tabela acima, em relação aos custos instalados (R\$/kW), a usina termoelétrica possui valores mais baixos quando comparados aos das usinas hidroelétricas. Porém, considerando os demais custos: combustível, operação e manutenção e emissão de poluentes, o custo total da usina termoelétrica, no decorrer de sua produção será muito mais onerosa.

Cabe ressaltar que os custos de cada empreendimento estão estreitamente conectados às alternativas tecnológicas (combustível, equipamentos, transporte) seguidas na construção da usina, compete estabelecer as bases sobre as quais os projetos começam e se concretizam tecnicamente com vistas econômicas.

Deste modo, um ponto de partida coerente para execução de projetos de usinas termoelétricas se inicia na definição do tipo de combustível, desde a sua disponibilidade até viabilidade econômica, passando pelo estudo das características físicas e químicas. Vale lembrar que essas informações têm o duplo caráter de subsidiar critérios e também validá-los, mediante simulações econômicas quanto à viabilidade do empreendimento.

Na tabela seguinte temos a decomposição dos custos para implantação:

Tabela 05 – Decomposição dos Custos – Usina Termoelétrica

Custos	Participação no Custo Total %	Custo em R\$/kW
Projeto	5	107,35
Infraestrutura	15	322,05
Equipamentos	60	1.288,20
Financeiro	10	214,70
Ambientais	5	107,35
Transmissão	5	107,35
TOTAL	100,0	2.147,0

Fonte: Elaboração própria com base em Fortunato (1990).

Para decomposição dos custos de implantação das usinas termoelétricas, verifica-se o grau de importância que se deve considerar neste tipo de projeto. Os custos dos equipamentos portam mais da metade (60%) do custo total do empreendimento. Em termos de custo de equipamentos, prevalecem àqueles integrados à caldeira, turbina e geradores.

Diferente da usina hidroelétricas nas térmicas o custo com obras civis são menos expressivos (15%), visto as características mais simples empregadas nesse tipo de obra, logo o tempo de construção também será menor.

3.4.3.1 Custos de projeto - UTE

A fase de projeto é considerada de muita importância para o empreendimento, pois o retorno econômico do investidor a relação custo/benefício estará diretamente ligado à escolha do projeto mais eficiente. Qualquer falha ou acerto inicial decidirá toda a história do projeto. Para a geração de energia elétrica através das térmicas, existem vários arranjos, sejam eles técnicos ou econômicos. Contudo, a melhor e mais eficiente solução será a que melhor exercer o serviço de suprir as necessidades do empreendedor. Assim, existem importantes variáveis a ser considerada na fase de projeto das termoelétricas.

Woiler e Mathias (1992) colocam que a fase de projeto pode ser entendida como um conjunto de dados, que são coletadas e processadas, de modo que simulem uma dada alternativa de investimento e sua viabilidade.

Neste contexto, para apreciação de um projeto de usina térmica, podemos citar como importantes variáveis a ser considerados: o tamanho do empreendimento, o tipo de combustível, a conexão ao sistema de transmissão, os custos da energia térmica no mercado, o regime de operação da usina, como a relação de demanda calor/eletricidade, entre outros.

3.4.3.2 Custos com infraestrutura - UTE

Os custos com infraestrutura neste tipo de projeto não são tão elevados, geralmente trata-se de empreendimentos de construção simples e rápida, podem ser instaladas próximas aos centros de consumo e dispensam linhas de transmissão de longo percurso. Contudo, as obras nesse setor exigem grande capacidade de planejamento e organização, rígidos controles tecnológico e de qualidade e experiência multidisciplinar em construção.

Para construção da usina termoelétrica operando com combustível à gás, o maior barreira a sua utilização é o alto custo inicial para construir a malha de gasoduto, que o encarece se comparado aos demais sistemas térmicos.

3.4.3.3 Custos com equipamentos - UTE

Constata-se, pela tabela acima que possíveis variações nos custos dos equipamentos são extremamente significativas e justificadas pela importância de sua incidência (60%) no custo total do empreendimento.

O cálculo do custo dos equipamentos de uma usina termoelétrica em suas diversas formas estabelece que se conheça o tipo de equipamento (modo de instalação, detalhes construtivos, dimensões, faixas de operação).

Os principais componentes que podem integrar as instalações de uma usina termoelétrica são: turbinas (gás ou vapor), motores a combustão, gerador de Energia Elétrica, caldeira, equipamentos auxiliares (transformadores, disjuntores, proteção) e outros.

Segundo Reis (2011), das perdas totais de um sistema termoelétrico convencional, 10% referem-se à caldeiras e cerca de 55% nas turbinas. Sendo assim, o estudo da melhor via tecnológica influenciará diretamente no ganho de eficiência dos equipamentos.

No Brasil, o fornecimento da maior parte dos equipamentos das termoelétricas é efetivado por fornecedores de outros países. Logo, o custo de capital e sua amortização expõem especificamente a tecnologia termoelétrica de forma significativa às variações cambiais, aumentando o risco do investidor com aumento da incerteza. Todos esses parâmetros somados geram oscilações no custo do empreendimento, logo, não é admissível generalizar uma relação de custo dos equipamentos sem conhecer as tecnologias que serão aplicadas.

Para alguns autores, as estimativas de custo mais eficiente são aquelas em que se consulta o fabricante do equipamento, em especial em empreendimentos de grande porte o procedimento comum, pelo menos os preços dos equipamentos mais onerosos sejam obtidos desta maneira.

3.4.3.4 Custos financeiros - UTE

Assim como nos demais sistemas elétricos a construção de uma usina termoelétrica no Brasil, sofre com os níveis excessivamente elevados de taxas, que têm motivado um nível de custo financeiro muito alto.

Para construção das usinas térmicas, os principais custos financeiros são:

- Taxa de juros de longo prazo;
- *Spread* básico (em média 2,5% a.a.); e
- *Spread* de risco (entre 0,5% e 5%).

A respeito destes custos Tolmasquim (2003) coloca que, a expectativa do investidor quanto ao custo de financiamento é um dos elementos mais importantes no processo de viabilização custo/benefício das usinas termoeletricas, que apresenta como principais pontos os níveis de participação, as taxas de juros, os prazos totais e de carência e as garantias negociadas em torno das condições de liberação do financiamento.

Atualmente há muitas possibilidades de financiamento, com carências, prazos, níveis de participação e taxas aplicáveis às simulações para projeção do desempenho de um empreendimento térmico. Dependendo das características de produção da usina térmica o PROINFA entra como grande incentivador dos investimentos, uma vez que concede algumas vantagens financeiras.

3.4.3.5 Custos ambientais - UTE

As usinas termoeletricas são avaliadas como empreendimentos poluidores, principalmente os sistemas à queima de combustíveis, o que causa a envio de poluentes aéreos. Ainda são analisados o sistema de refrigeração e condensação pelo uso da água. Diversas influências são consideradas, e dependem do combustível empregado (carvão mineral, derivados do petróleo, gás natural, biomassa), da tecnologia utilizada, do processo industrial associado e do local onde está implantada a usina.

Portanto, dependendo da tecnologia usada, poderá haver a necessidade da adoção de medidas atenuadoras para a diminuição de poluentes, que conseqüentemente aumentara o custo do empreendimento. As regulamentações ambientais ainda poderão inviabilizar a implantação de determinados empreendimentos, seja por impedimento ou por limites de emissões de poluentes muito baixos não obtidos por determinadas equipamentos ou combustíveis.

No caso de intervenções da usina termoeletrica, a principal resultado é o aumento de custos e de tempo de um processo de licenciamento ambiental, o que onera diretamente o retorno do empreendedor, podendo inviabilizar a obra ainda na sua fase inicial de implantação.

É importante colocar que para este tipo de sistema, a função da regulamentação ambiental é ser elemento moderador na análise de custo-benefício de projetos, através da fixação de parâmetros de emissão de poluentes e padrões de qualidade ambiental, a fim de harmonizar a proteção da sociedade, assim como prevenir acidentes ambientais e perdas materiais com o desenvolvimento da atividade econômica.

3.4.3.6 Custos com linhas de transmissão - UTE

A possibilidade de construção da usina térmica próxima ao local em que ela é consumida, chamada de geração distribuída, amortece a necessidade de ampliação ou de instalação das linhas de transmissão, diminuindo o custo inerente à mesma.

O acesso ao sistema de transmissão, são celebrados através do Contrato de Conexão à Transmissão (CCT), com proprietária das instalações de transmissão, e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), com o ONS.

Para o “contrato de uso” é nomeada a potência máxima demandada no ponto de acoplamento, em MW, havendo punições no caso de ultrapassagem dos valores contratados.

Com base nos custos presentes e futuros, a transmissão deve ser mais um item a ser apurado pelo investidor como indicativo econômico para a escolha da localização e ponto de conexão de um empreendimento de geração.

3.4.3.7 Custos operacionais - UTE

Para as usinas térmicas, esse custo se deve principalmente com consertos decorrentes do funcionamento da instalação, além dos custos rotineiros de manutenção. Ainda aí necessitam estarem contidos eventuais custos com prevenção ou mitigação de danos causados ao meio ambiente. O custo de manutenção pode ser considerado como sendo um custo fixo, ajustado ao do investimento inicial, por ano de operação.

Outro dado importante, é que, no planejamento do sistema elétrico brasileiro leva-se em consideração o consumo de combustíveis das termoeletricas, procurando sempre

minimizar os custos operativos diminuindo o dispêndio de matéria prima. Sendo que o custo de operações está diretamente relacionado aos custos de combustíveis

Além dos fatores já citados, as ações de manutenção podem influenciar nos custos operacionais, de um lado, pela despesa que representa e de outro, na indisponibilidade causada pelas suspensões de produção de energia elétrica durante as manutenções.

Um ponto positivo é que nas plantas atuais o desenvolvimento do nível tecnológico dos equipamentos tem aumentado o grau de confiabilidade das operações, conseqüentemente tornam os custos operacionais decrescentes, custos relacionados principalmente a manutenção, quando comparados à realidade de alguns empreendimentos mais antigos.

3.4.3.8 Custos com combustíveis - UTE

Os custos com combustíveis são considerados uma grande desvantagem competitiva da implantação de usinas de geração térmica, dificulta os investimentos, por ser comumente indexado ao dólar. Os preços do óleo e do gás são intensamente correlacionados com a taxa de câmbio e também com a conjuntura internacional, embora haja vez por outra, mecanismos de proteção contra as alterações.

Este risco do custo do combustível, característico de plantas termoelétricas, ultrapassa o mercado de eletricidade, mas afeta a capacidade do gerador suprir este mercado. Variações nos preços de combustíveis afetam o custo de geração no mercado, o que altera não só o tempo de operação das usinas térmicas, mas também as receitas líquidas recebidas nestas horas.

Portanto, para o empreendedor é de fundamental importância se ter estudos complementares sobre os custos do combustível, como coleta, transporte, estocagem e manuseio residual. Serão considerados elementos fundamentais nos custos de produção ou na composição do retorno do investimento.

3.4.4 – Custos na implantação de usinas eólica - EOL

Em função da falta de incentivo e por ser considerada uma tecnologia de custo elevado à geração eólica no Brasil não possui um histórico muito grande sobre os custos de sua implantação.

Os custos da potência (R\$/kW) instalado na construção de um parque eólico no Brasil são dados praticamente indisponíveis na literatura brasileira, em grande parte por serem considerados estratégicos para as empresas e por isso está parte do trabalho levará em consideração dados do PROINFA, dados de alguns trabalhos acadêmicos e os preços dos últimos leilões de energia eólica.

Conforme mostra a Tabela 06, dados mais recentes retirados do trabalho de Ricosti (2011), o investimento total de um parque eólico no Brasil, oscilou muito nos últimos anos, para dados do ano de 2010 o custo do kW instalado fica aproximadamente na ordem de R\$ 4.313,00/kW.

Tabela 06 - Custo do kW Instalado em Reais – Parque Eólico

Ano	2006	2009	2010
R\$/kW Instalado	7.497,00	4.913,00	4.313,00

Fonte: Ricosti (2011).

Percebe-se nesta tabela, que o custo do kW instalado estão sofrendo um considerável decréscimo. Em resumo pode ser destacado: políticas do governo brasileiro como o PROINFA; ganhos de escala na fabricação dos aerogeradores, com maiores investimentos e desenvolvimento tecnológico; e opinião contrária ao modelo atual de produção de energia elétrica, buscam-se meios de geração de energia elétrica menos agressivos ao meio ambiente, seja na construção (hidroelétricas) ou na produção (termoelétricas).

A principal barreira econômica inerente às usinas eólicas, diz respeito ao seu regime operacional intermitente e dificuldade de acumulação na produção, uma vez que esse tipo de sistema é baseado na conservação energética de um fluxo da natureza (ventos). Este

regime aleatório das usinas eólicas leva a produção de energia elétrica a fatores de capacidade menores do que os obtidos para as demais plantas elétricas.

De forma simplificada, o investimento para construção de um parque eólico está principalmente composto com o custo de projeto, infraestrutura, equipamentos, financeiros e linhas de transmissão, que incidem no empreendimento conforme tabela abaixo:

Tabela 07 – Decomposição dos Custos – Parque Eólico

Custos	Participação no Custo Total - %	Custo em R\$/kW instalado
Projeto	5,0	216,0
Infraestrutura	15,0	646,00
Equipamentos	60,0	2.588,00
Financeiros	13,0	561,00
Linhas de Transmissão	7,0	302,00
TOTAL	100,0	4.313,00

Fonte: Elaboração própria, com base em Mattuella (2005).

Os custos de instalação decrescentes ao longo do tempo tornam os parques eólicos como investimento atrativo. Entretanto, ela ainda é pouco competitiva. Outras dificuldades para a maior dispersão desta energia abrangem a necessidade de geração complementar, visto à variabilidade da produção.

3.4.4.1 Custos de projeto - EOL

A implantação de uma usina eólica para a produção de energia elétrica requer projetos com intenso conhecimento de alguns parâmetros, que determinarão sua viabilidade econômica e suas qualidades operacionais.

Os parâmetros necessários ao projeto de uma usina eólica são (CUSTÓDIO, 2009):

- ✓ Estudo do terreno e sua influência no comportamento do vento;
- ✓ Estudo do vento;
- ✓ Estudo da disposição dos aerogeradores na fazenda eólica; e
- ✓ Estudo da conexão da fazenda eólica na rede elétrica.

Na construção do parque eólico, a adequada abordagem destes itens garantirá a qualidade do projeto e conseqüentemente diminuição dos custos de implantação e operacionais.

3.4.4.2 Custos com infraestrutura - EOL

Os custos com infraestrutura são associados em resumo aos acessos (estradas) e obras civis para bases dos aerogeradores. Estes custos poderão ser dimensionados em função dos parâmetros definidos na fase de projeto, em especial na característica física do tipo de aerogerador a ser instalado.

É fato que para a instalação de um grande parque eólica, é desejável que se conte com boas estradas para o transporte, visitas ao local para inspeções e futura manutenção dos equipamentos a serem instalados.

Uma das vantagens econômicas dos parques eólicos é o de permitirem que o terreno ocupado seja utilizado para outros fins, como a pecuária e a agricultura.

3.4.4.3 Custos com equipamentos - EOL

Na construção de um parque eólico, o maior desembolso será dado pela aquisição dos equipamentos, ou seja, no aerogerador¹.

Percebe-se, pela Tabela 07, que a participação dos aerogeradores é fortemente predominante na composição dos custos de construção de um parque eólico, e que, uma

alternativa importante para diminuição dos custos será pela evolução tecnológica dos equipamentos.

Para Tolmasquim (2003), o Brasil deve incrementar ainda mais os esforços em pesquisas e desenvolvimento (P&D), tendo como prioridade três fatores:

- ✓ Desenvolvimentos tecnológicos de máquinas eólicas;
- ✓ Levantamento de recursos naturais / potencial eólico e minoração de impactos ambientais;
- ✓ Integração ao sistema interligado de parques eólicos.

A despeito da queda do custo unitário de investimento se dá em razão da evolução rápida no ganho de aprendizagem⁵, o baixo fator de capacidade dessas centrais ainda faz com que o custo médio de geração ainda seja alto, mesmo com o investimento por kW diminuindo.

No futuro, acredita-se que no Brasil o amadurecimento do mercado eólico e o desenvolvimento tecnológico devem resultar, na retomada da tendência de decréscimo ainda maior dos custos de produção.

3.4.4.4 Custos financeiros - EOL

Assim como nos demais empreendimentos, os custos financeiros durante a fase de construção do empreendimento representa de certa forma o custo de oportunidade do capital, referente ao que está sendo investido, e varia conforme o cronograma de desembolso do investimento.

Os custos financeiros modificam dependendo da procedência dos recursos financeiros. No sistema brasileiro, investimentos são em geral, financiados BNDES. As condições de financiamento mais comuns são:

- ✓ Capital próprio: 20% do investimento;

⁵ O ganho de aprendizagem refere-se à taxa na redução dos custos em função do acúmulo de experiência para instalar ou operar uma tecnologia específica.

- ✓ Capital de terceiro: 80% do investimento;
- ✓ Prazo do financiamento: 17 anos;
- ✓ Carência do financiamento: 12 meses após a operação comercial;
- ✓ Taxa de juros a longo prazo: 6,5% a.a.;
- ✓ *Spread* básico: 1,0% a.a.;
- ✓ *Spread* de risco: 1,0% a.a.;
- ✓ Índice de cobertura do serviço da dívida: 1,2

Nos últimos anos, muitos fatores contribuíram para diminuição dos custos financeiros, políticas governamentais de incentivos à geração de energia eólica e ao desenvolvimento da tecnologia, o que remete a um futuro mais promissor para os futuros investidores.

3.4.4.5 Custos com linhas de transmissão - EOL

Em particular no Brasil, onde são comuns as linhas de transmissão não suportar a disposição para absorver a carga gerada pelas usinas, a conexão da usina a rede elétrica pode representar uma parcela muito grande do custo do empreendimento e deve ser com atenção avaliada nos estudos do projeto.

Sobre o assunto Custódio (2009) coloca que, a disponibilidade de transmissão é decisiva na viabilização do empreendimento, haja vista que a necessidade de construção de grandes extensões de linhas de transmissão e de subestações aumenta o custo do projeto e pode torna-lo pouco atrativo.

Sendo assim, uma localidade pode ser detentora de um potencial eólico extraordinário, entretanto encontrar-se muito distante de alguma linha de transmissão ou centro de consumo de energia elétrica, por esse motivo, já torna o empreendimento com custo maior.

Uma alternativa para diminuir esse custo é a construção dos parques eólicos próximos às redes de transmissão existentes, já que, a energia eólica está sendo usada como complemento frente à geração hidráulica.

No sistema brasileiro, as distâncias entre o empreendimento até a conexão com o sistema de distribuição, depende muito da localização do projeto, contudo dados dos parques eólicos já instalados, apontam distância média em torno de 30 Km. Considerando como referência essa distância, este custo deve incidir aproximadamente 7% sob todo empreendimento.

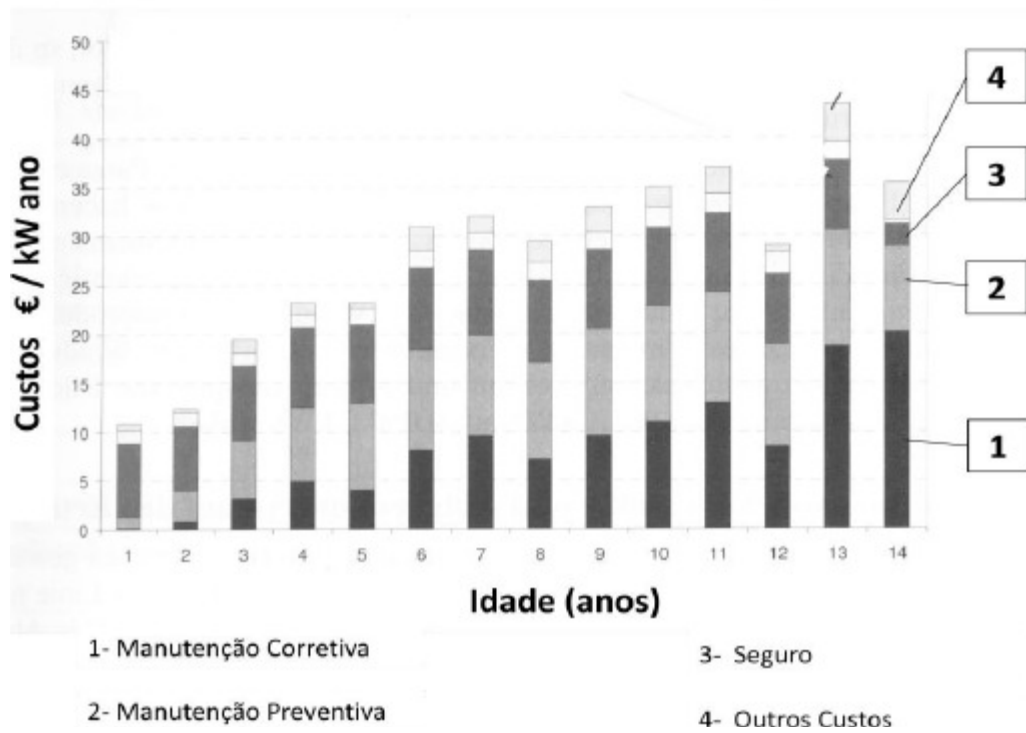
3.4.4.6 Custos operacionais - EOL

Nos sistemas atuais de geração eólica, os elevados custos de manutenção dos equipamentos por manutenção, ainda tornam o sistema eólico com custos operacionais elevados se comparado com as demais formas de geração.

O principal problema operacional que restringe a eficiência da geração eólica é a intensa incidência de paradas súbitas por manutenção aliado aos altos custos de manutenção ao longo da vida útil dos equipamentos.

Para minimizar os custos com manutenção, a parada dos aerogeradores é programada de forma escalonada, além de serem feitas em período de ventos mais fracos, reduzindo a perda de produção e consequentemente os custos.

Figura 09 - Evolução dos Custos Operacionais Anuais das Centrais Eólicas



Observe-se que nesta figura depois de um certo tempo de operação, os custos operacionais chegam a valores muito elevados. Fica claro também pela Figura 09 que o acréscimo maior de custos operacional está ligado à manutenção corretiva, ocorrência que é muito importante, pois, o aumento de custos diretos com a manutenção corretiva tem associado também perdas indiretas por perdas no processo de produção energético, que na maioria das vezes resultam em valores muito superiores aos custos com manutenção.

3.4.4.7 Aspectos ambientais - EOL

As gerações de energia elétrica através dos parques eólicos representam baixo impacto sócio ambiental. Diferente de outras fontes energéticas tem como principais vantagens sócio ambientais: o não alagamento de áreas, não inviabiliza a área do parque gerador, não emite gases poluentes, não tem deslocamento de população, animais ou plantação, etc.

Em termos econômicos a área de ocupação da usina é extremamente baixa, permitindo que o terreno seja utilizado para outro tipo de produção, como a agricultura e

pecuária. Contudo, deve-se considerar que o aumento de obstáculos no terreno pode implicar numa redução do fluxo dos ventos consequentemente diminuindo a produção de energia elétrica do parque.

Com base nestas características, a energia eólica indica perspectivas promissoras para o crescimento da produção para as próximas décadas. Cada vez mais, as questões ambientais tem sido uma resposta da sociedade por uma melhor qualidade ambiental no suprimento energético.

3.4.5 – Abordagens comparativas

A comparação econômica entre os distintos tipos de empreendimentos da geração é um problema frequente no sistema de geração elétrico brasileiro. Ao confrontar diferentes projetos de geração entre si, a preocupação predominante é de empregar um critério que analise as diferentes características, tanto de custo, como técnico-operativos destes projetos, de modo a avaliá-las através de uma característica econômica coerente.

Além do valor dos investimentos o empreendedor usara como critério de escolha, em meio a vários tipos de construção, o tempo de vida útil do projeto, o fator de capacidade da usina, distância das linhas de transmissão, custos com operação e manutenção, a taxa de crescimento do mercado, a estabilidade política interno-externa do país e outros.

Em resumo, os parâmetros principais que influenciam na decisão do investidor de gastar inicialmente na construção de um sistema elétrico, conforme mostra a Tabela 08 abaixo, são os custos do kW instalado, a vida útil do empreendimento e o fator de capacidade. Através desses dados pode-se ter uma noção do investimento inicial, além do custo de energia anualizado, que exprime a quantidade de energia gerada em uma base anual que produzira a receita para pagamento do investimento e dos custos ao longo do tempo de análise.

Tabela 08 – Dados Aproximados de Custo e Desempenho

Usina	Custo em R\$/kW instalado	Custo com Combustíveis	Fator de Capacidade Médio (%)	Vida Útil (anos)
Hidroelétrica	2.648,00	nulo	60	50
Termoelétrica	2.147,00	alto	55	25
Eólica	4.313,00	nulo	35	20

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados Maués (2008).

Os resultados da tabela acima mostram que para construção de uma usina termoelétrica será exigido um investimento inicial menor do que uma usina hidroelétrica, entretanto a sua margem de retorno também tende a ser menor quando comparados a uma hidroelétrica em função dos elevados custos de operacionais, gastos com a compra de combustível e o tempo de vida útil do empreendimento. No entanto, ainda que a energia produzida por uma usina termoelétrica é geralmente, mais cara do que aquela gerada por uma usina hidroelétrica, elas serão importantes, sobretudo no período de seca, em que serão adicionando mais energia ao sistema tornando-o mais seguro.

Em comparativa, percebe-se também que o custo instalado da implantação da usina eólica é muito mais alto do que o custo de implantação das térmicas, entretanto, além da tecnologia eólica custo de O&M ser considerado menor do que das tecnologias térmicas, ela não possui custo de combustível e custo de emissão de poluentes (CO²), fazendo com que nessas condições o custo total das energias térmicas sejam comparados com os custos da geração eólica. Outro fator é a curva de aprendizado da energia eólica que admite avaliar a diminuição dos custos com o ganho de escala e aprendizado, conforme exposto nos dados da tabela 08.

Mesmo nesta situação, a geração eólica no Brasil, apesar de proporcionar grande desenvolvimento tecnológico e contínuo declínio nos seus custos, e constituírem uma importante redução na dependência de combustíveis ainda não alcançaram um patamar capaz de competir com as tecnologias de fontes térmicas, que já estão bem maduras.

Nestes termos, é possível argumentar que atualmente existem no sistema elétrico brasileiro dois caminhos possíveis de investimentos nas plantas de geração de energia elétrica:

o primeiro seria melhorar a tecnologia da planta atual (procedimentos e equipamentos com melhor eficiência), reduzindo a capacidade ociosa, aumentando o fator de capacidade; em segundo o empresário pode investir em matrizes mais econômicas, estudos mais elaborados sobre a melhor opção.

Para geração eólica, em suma, deve-se continuar perseguindo uma rota de progressão tecnológica incremental que leve a custos específicos (R\$/kW) que equilibrem a desvantagem do baixo fator de capacidade e vida útil. Não esquecendo que, na mesma medida em que as tecnologias permitem maior produção de energia, maiores serão os custos do sistema.

Já as usinas hidroelétricas, em comparativa ao alto custo e à antecipação de investimentos, as obras de geração têm como uma das principais vantagens uma vida econômica longa atingindo 50 anos. Isto significa que o capital empregado pode ser recuperado durante um período amplo.

Mas há barreiras maiores ao investimento, já que, grandes usinas hidroelétricas não seduzem investidores privados pelo montante dos investimentos, longos prazos de maturação e um histórico de conflitos nos órgãos ambientais que aumentam os riscos de investimento. No entanto, a maior parte dos empreendimentos de usinas hidrelétricas previstas no país têm orçamentos de custos próximos aos das usinas termoeletricas, e assim que num período não tão curto, os problemas ambientais e macroeconômicos tenham sido adequadamente definidos, a geração hidroelétrica poderá ser um forte candidato a receber investidores privados.

Nota-se também que, como ainda existe um admirável potencial hidráulico economicamente viável por explorar, seria loucura econômica restringir a perspectiva de expansão hidráulica para melhorar as expectativas de térmicas e eólicas dentro das atuais acomodações do sistema elétrico brasileiro.

No conjunto das proposições apresentadas ressalta-se o papel que a concorrência exerce ao pressionar os investidores em fazer uma obra de menor custo. Neste sentido é imprescindível também que haja um ambiente institucional confiável que implemente mecanismos para estimular a realização de investimentos, tanto público como privado, o que torna evidente a necessidade também de considerar o estágio atual das tecnologias que estão sendo utilizadas na produção de energia elétrica.

CAPITULO 4 - CONCLUSÕES

Este trabalho procurou analisar os fundamentos do custo na construção de empreendimentos do setor elétrico brasileiro, onde se observa a atenção que os investidores devem ter ao colocar seus recursos.

As bases do custo são dadas pela microeconomia tradicional na teoria dos custos ao se observar o comportamento dos investidores. O comportamento de maximização de uma empresa necessita ser analisada com base na função de custos, face o conjunto de dificuldades existentes em qualquer sistema de produção.

O funcionamento do atual e complicado setor elétrico brasileiro, passou recentemente por reformulações com o intuito de desenvolver-se o suficiente para prover as necessidades exigidas pelo mercado sem riscos de racionamentos e apagões.

Neste novo modelo de mercado a comercialização tem se mostrado eficiente para o desenvolvimento do setor. Com a presença da competitividade e a forte regulação do governo, o mercado torna mais dinâmica à geração de energia elétrica, minimizando os custos e procurando planejar o sistema para garantir o suprimento pelo mais longo período de tempo possível.

A presença de ambientes livres e regulados de comercialização, onde os preços são negociados pelo mercado ou definidos através de leilões com o critério da menor tarifa, obedecendo a um preço teto, busca conservar o preço da energia baixo sem afetar o retorno do investidor.

Assim sendo, o aperfeiçoamento proposto pelo novo modelo procura aproximar os investimentos para atender não só a demanda presente, como também as projeções de demanda do futuro mercado consumidor de energia elétrica.

A atração de novos investimentos tem sido comprovada pelos aumentos na criação de novas fontes de geração de energia. O Brasil é considerado uma referência mundial em relação aos países com maiores fontes de energia elétrica provenientes de centrais hidroelétricas, a busca fica em diversificar sua produção estimulando novas fontes de produção energética através de investimentos.

No processo de comparação econômica de projetos de geração é preciso ter em conta o conjunto dos custos, permitindo estruturar a tomada de decisão a favor de uma alternativa com relação às outras, ou, ainda, o estabelecimento de uma ordem prioritária de desenvolvimento de projetos de geração ao longo do tempo. Em sua forma mais simples, baseia-se na determinação do custo instalado de energia, utilizando como índice de mérito, usualmente expresso em R\$/kW instalado.

No setor elétrico as decisões de investir em determinado tipo de projeto é dependente do custo de implantação (R\$/kW), que exprime o quanto um investidor deverá desembolsar inicialmente para colocar um projeto elétrico em funcionamento, aliado também ao fator de capacidade e de vida útil do sistema, que traduz a quantidade de energia média gerada em uma base anual que produzira a receita para pagamento do investimento e dos custos ao longo do tempo.

Foi visto também que de acordo com os dados de custos levantados é possível desenvolver uma comparação econômica entre as diversas possibilidades de investimentos na produção de eletricidade, como segue: a) usina hidroelétrica (UHE) com custo de investimento de R\$ 2.648,00 /kW, vida útil de 50 anos e um fator de capacidade de 60%; b) usina termoeletrica (UTE) com custo de R\$ 2.147,00 /kW, vida útil de 25 anos e um fator de capacidade de 55%; c) parque eólico (EOL) com custo de R\$ 4.313,00 /kW, vida útil de 20 anos e um fator de capacidade de 40%. Esse quadro permite montar uma estrutura de decisão no processo de escolha dos investimentos a serem realizados para a produção de energia elétrica.

O fato é que o Brasil deve aproveitar melhor o seu potencial na implantação de novos empreendimentos, diversificar sua matriz energética, desenvolver novas tecnologias para gerar mais energia a menor custo e utilizar fontes alternativas promovendo um maior respeito ao meio ambiente.

Finalmente, cabe ressaltar que os resultados aqui apresentados apresenta limitações, devido à sua complexidade e as dificuldades de obtenção de dados de custos da maioria dos projetos implementados no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIE - AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. Disponível em: www.iea.org/techno/index.htm. Acesso em 18 jun. 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidroelétricas**. Brasília, 2003. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 20 jun. 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília, 2008. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em 25 jul. 2011.

BAUMOL, W.; SIDAK, J. G. **The Pricing of Inputs Sold to Competitors**. Yale Journal on Regulation, Volume 11 number 1, Winter 1994.

BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. C. de B. **O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

BRAGA, Roberto. **Fundamentos e técnicas de administração financeira**. 1ª ed., São Paulo: Atlas, 1998.

BRAGANÇA, G.F.; ROCHA, K.; MOREIRA, R.H.R. **Incertezas, Opções Reais e a Nova Orientação Regulatória das Operadoras de Telefonia Fixa Brasileira: O Mark-Up sobre o Custo de Capital**. Texto para Discussão IPEA, nº 1294, 2007.

BRESSER-PEREIRA, L. C. **Acumulação de capital, lucros e juros**. São Paulo: FGV, 1991.(Texto para Discussão, 4).

BRIGHAM, E. F. e HOUSTON, J. F. **Fundamentos da moderna administração financeira**. 4º Ed, Rio de Janeiro: Campus, 1999.

CASTRO, A. L. **Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando Teoria de Opções Reais**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ, Rio de Janeiro, 2000.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTKE, Bruno Hartmut. **Análise de investimentos**. 2.ed. Florianópolis: UFSC, 1985. 284p.

CASAROTTO, N.; FÁVERO, J.S.;CASTRO, J.E.E. **Gerência de Projetos/Engenharia Simultânea**. São Paulo: Atlas, 1999.

CCEE – Câmara do Comércio de Energia Elétrica. **Papéis e Responsabilidades**. Disponível em: www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/arquivos/ccee.ppt. Acesso em: 20 de julho de 2011.

COASE, R. **The firm, the market and the law**. Chicago University Press, 1988.

COSTA, M. R. **A importância da energia elétrica para o desenvolvimento econômico**. Cascavel: 1996. 132 fls. Monografia de graduação do curso de Ciências Econômicas da Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DIXIT, A.; PINDYCK, R. **Investment under uncertainty**. New Jersey: Prentice Hall, 1994.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 25 jul. 2011.

FORTUNATO et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção elétrica**. Niterói: Editora Universitária, 1990.

FUGIMOTO, S. K. **Estrutura de tarifas de energia elétrica: análise crítica e proposições metodológicas**. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. São Paulo, 2010.

GARÓFALO, G. L. & CARVALHO, L. C. P. **Teoria Microeconômica**, 2ª Edição. São Paulo: Editora Atlas S. A., 1992.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 7ª Edição. São Paulo: Harbra 1997.

HORNER, J. C. V. **Financial management and policy**. 10. ed. New Jersey: Prentice Hall, 1995.

LEONE, G. **Curso de contabilidade de custos**. São Paulo: Atlas, 1997.

MACEDO, I. C. **Energia da cana-de-açúcar no Brasil**. In: Sustentabilidade na geração de energia no Brasil: os próximos vinte anos, 2002. Campinas: UNICAMP, 2002.

MARTELANC, R.; PASIN, R.; CAVALCANTE, F. **Avaliação de empresas: um guia para fusões & aquisições e gestão de valor**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005.

MARTINS, Eliseu. **Contabilidade de custos**. 8. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

MATTUELLA, Jussara Maria Leite. **Fontes Energéticas Sustentáveis: um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades no RS.** Porto Alegre: UFRGS, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFRGS, Porto Alegre.

MAUÉS, Jair Arone. **Comparação de fontes primárias para geração de energia elétrica no Brasil baseada em conceito de risco.** Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MEGLIORINI, Evandir. **Custos: análise e gestão.** 2. Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

MENDES, J. T. G. **Economia: fundamentos e aplicações.** 2. Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. 264 p.

MILLER, R. L. **Microeconomia, Teoria, questões e aplicações.** São Paulo: Makron Books, 1981.

MME – Ministério das Minas e Energia. Disponível em: www.mme.gov.br. Acesso em: 15 ago. 2011.

MIRANDA, Roberto Lobo. **Regulação técnica para se obter melhor eficiência na motorização de pequenas centrais hidroelétricas no Brasil.** Salvador, 2009. 118 fls. Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da Universidade Salvador – UNIFACS, 2009.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. **The cost of capital, corporation finance and the theory of investment: reply.** The American Economic Review, Nashville: American Economic Association, v.48, n. 3, 1958.

NETO, João Cursino. **A estruturação e conformação do investimento na geração de energia por meio hidráulico: uma contribuição ao estudo das variáveis influentes no retorno.** São Paulo: FECAP, 2007. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado, São Paulo, 2007.

OHNO, T. **O Sistema Toyota de produção: além da produção em larga escala.** Porto Alegre, Bookman, 1997.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: http://www.ons.org.br/institucional_linguas/o_que_e_o_ons.aspx. Acesso em 22 jun. 2011.

PEDREIRA, S. M. **Avaliação da Produtividade e Eficiência Global Energética de um Sistema de Geração de Energia Eólica.** Belo Horizonte: 2010. 134 fls. Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia da Energia) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2010.

PINDYCK, R. S & RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 6. Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2006.

PIRES, J.C.L. **Capacitação, Eficiência e Abordagens Regulatórias Contemporâneas no Setor Energético Brasileiro: As experiências da ANEEL e da ANP**. Rio de Janeiro: Ensaio BNDES, n.11. Dez. 1999.

PONTES, João R. Pontes. **O mundo dinâmico dos negócios**. Florianópolis, Texto 02 – Departamento de Economia da UFSC, Março de 2005 - Florianópolis – SC, págs. 1-13.

PONTES, João R. Pontes. Custos dos investimentos em ativos produtivos- (Capacity Planning Cost), Texto 06 – Departamento de Economia da UFSC, Agosto de 2010 - Florianópolis – SC, págs. 1-16.

PORTER, M. E. **Vantagem competitiva: criando e sustentando um desempenho superior**. Rio de Janeiro: Campus, 1985.

PRADO, D. **Desenvolvimento gerencial**. PERT/CPM. Belo Horizonte, 1998.

RAUBER, Cristiano. **Custo marginal na indústria de energia elétrica brasileira**. Florianópolis, 2005. 96 fls. Monografia, Curso de Graduação de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.

REBELATTO, Daisy. **Projeto de investimento**. Barueri, SP: Manole, 2004.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Manole, 2011.

REZENDE, D. C. **Integração entre ECT e enfoque evolucionista: um estudo de caso no agro business do leite**. Foz do Iguaçu: ENAMPAD, 1999. CDROM.

RICOSTI, J. F. C. **Inserção de energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro**. São Paulo, 2011. 211 fls. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2011.

ROSENTAL, Rubens. **Concorrência do setor de energia elétrica e gás natural: uma abordagem teórica e empírica**. Rio de Janeiro: Gesel, 2006.

RUIZ, J. E. S. **Modelo de custo incremental de longo prazo aplicado às tarifas de interconexão nas telecomunicações do Brasil**. Brasília, 2007. 97 fls. Monografia, Curso de Especialização de Regulação de Telecomunicações, Universidade de Brasília, 2007.

SÁ, A. L. de. Custo de qualidade total, **Boletim**, São Paulo, n.2, 1995.

SENRA, P. M. A. **Participação privada no setor elétrico: a incerteza na expansão.** 1998. 159 fls. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: CODIMEC, 1989.

SILVA, C.; STEOLA, D. J. F.; GONÇALVES Jr., C.; PAMPLONA, E. de O. **Ponderação do custo de capital próprio para o setor elétrico Brasileiro.** In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 24., 2004, Florianópolis. Associação brasileira de Custos, 2004.

SILVA, F. M. **Apostila de fundamentos de economia teoria dos custos de produção.** Minas Gerais: SEBRAE, 2005.

SILVA, W. A. C. **Investimento, regulação e mercado: uma análise do risco no setor elétrico.** Lavras: 2007. 430 fls. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Lavras, Minas Gerais.

SOARES, L.; STREET, A.; LINO, P.; GRANVILLE, S.; BARROSO, L.A.; GUIMARÃES, A.R.; PEREIRA, M.V. **Precificação e seleção de novos empreendimentos de geração no setor elétrico brasileiro: um enfoque risco retorno.** XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2007.

SOUZA, A. B. **Projetos de investimentos de capital: elaboração, análise e tomada de decisão.** São Paulo: Atlas, 2003.

TEIXEIRA, G. **O novo ciclo da energia nuclear.** Brasil Nuclear, vol. 8, nº 23, 2002.

TOLMASQUIM, M. T. **Fontes renováveis de energia no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

ZUCARELLI, Marco. **Estratégias de Viabilização Política da Usina de Irapé: o (des)cumprimento e normas e o ocultamento de conflitos no licenciamento ambiental de hidroelétricas.** Programa de Pós-Graduação em Sociologia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2006.

WILLIAMSON, O. E. **The Economic Institutions of Capitalism.** The Free Press, New York, 1985.

WOILER, S.; MATHIAS, W. F. **Projetos: Planejamento, elaboração, análise.** São Paulo: Editora Atlas, 1992.