

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

**Análise dos Mecanismos de Incentivo às Fontes Alternativas
no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso para
Projetos de Cogeração a Biomassa de Cana de Açúcar**

Rodolfo Molinari Filho

**Campinas
2011**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

Autor: Rodolfo Molinari Filho

**Análise dos Mecanismos de Incentivo às Fontes Alternativas no
Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso para Projetos de
Cogeração a Biomassa de Cana de Açúcar**

Dissertação apresentada à Comissão de Pós
Graduação da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura
e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, como
parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre
Em Engenharia Civil, na área de concentração de Recursos
Hídricos, Energéticos e Ambientais.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa

Campinas

2011

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

M733a Molinari Filho, Rodolfo
Análise dos mecanismos de incentivo às fontes alternativas no setor elétrico Brasileiro: um estudo de caso para projetos de cogeração a biomassa de cana de açúcar / Rodolfo Molinari Filho. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Energia - Fontes Alternativas. 2. Bagaço de cana. 3. Incentivo na indústria. 4. Setor elétrico. 5. Biomassa. I. Barbosa, Paulo Sérgio Franco. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Título em Inglês: Analysis of incentive mechanisms for alternative sources of energy in the Brazilian power sector: a case study for sugar cane biomass cogeneration projects

Palavras-chave em Inglês: Alternative Sources of Energy, Bagasse, Incentives in industry, Power sector, Biomass

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais

Titulação: Mestre Engenharia Civil

Banca examinadora: Raimundo Celeste Ghizoni Teive, Paulo Henrique de Mello Sant'Ana

Data da defesa: 30-08-2011

Programa de Pós Graduação: Engenharia Civil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

**Análise dos Mecanismos de Incentivo às Fontes Alternativas
no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso para
Projetos de Cogeração a Biomassa de Cana de Açúcar**

Rodolfo Molinari Filho

Dissertação de Mestrado aprovada pela Banca Examinadora, constituída por:



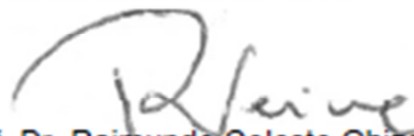
Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa

Presidente e Orientador(a) - UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Henrique de Mello Sant'Ana

Universidade Federal do ABC - UFABC



Prof. Dr. Raimundo Celeste Ghizoni Teive

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Campinas, 30 de Agosto de 2011

Dedicatória

Aos meus familiares e amigos.

Agradecimentos

Agradeço ao professor e orientador Paulo Sérgio Franco Barbosa, por todo tempo despendido para o desenvolvimento desta dissertação, e principalmente por todo o acompanhamento e aconselhamento pessoal, profissional e acadêmico desde o início de minha graduação.

Também, agradeço aos demais professores da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. Em especial, agradeço ao professor Alberto Luiz Francato, pelos conhecimentos compartilhados ao longo da graduação e pós graduação.

Agradeço aos amigos da CPFL, pelo direcionamento, suporte e companheirismo sempre presentes, desde o início de meu ingresso na iniciativa privada, em especial, Eduardo Mazzaro, Flávio Hiraide, Rafael Francisco Marques, Roberto Castro e Rodrigo Sacchi.

Agradeço também aos amigos Alessandro Gregori, Daniel Fleury, Eduardo Soares, Janine Goulart e Pedro Curcio, pelo profundo aprendizado que pude ter acesso no tocante à avaliação de projetos e análise de viabilidade, bem como pela parceria ao longo do desenvolvimento das atividades cotidianas na área de Novos Negócios da CPFL.

Aproveito para agradecer aos amigos Carlos Rocco, Felipe Prata, Jorge Elias e Rodolfo Lanziani pelo auxílio e ensinamentos específicos acerca de projetos movidos à biomassa de cana de açúcar.

RESUMO

MOLINARI, Rodolfo Filho, *Análise dos mecanismos de incentivo às fontes alternativas no setor elétrico brasileiro: um estudo de caso para projetos de cogeração a biomassa de cana de açúcar*, Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, 2010. Dissertação (Mestrado).

As fontes alternativas de energia estão cada vez mais delineando seu espaço na matriz elétrica nacional, e parte desta evolução pode ser atribuída aos mecanismos regulatórios, fiscais e financeiros desenvolvidos para auxiliar tais fontes nessa trajetória. A presente dissertação vislumbra analisar e quantificar o impacto que tais mecanismos proporcionam na atratividade de investimentos em fontes alternativas e na sustentabilidade do movimento de inserção destas fontes na matriz elétrica nacional.

Dessa maneira, primeiramente desenvolveu-se uma análise qualitativa destes instrumentos, identificando os marcos regulatórios associados, os parâmetros de ingerência nos projetos, e as expectativas associadas à manutenção dos mesmos no longo prazo. Por conseguinte, realizou-se um estudo de caso para uma usina termelétrica movida a biomassa advinda do bagaço da cana de açúcar, visando quantificar o impacto em termos de atratividade ao investidor. Os resultados encontrados apontam que, para as fontes estudadas, a isenção destes mecanismos, até o presente momento, implicaria em baixa competitividade frente às fontes convencionais térmicas de energia, sinalizando que, mesmo com os avanços tecnológicos incorridos, ainda há necessidade de existência destes mecanismos.

Palavras chave

Energia - Fontes Alternativas, Bagaço de Cana, Incentivo na Indústria, Setor Elétrico, Biomassa.

ABSTRACT

MOLINARI, Rodolfo Filho, *Analysis of incentive mechanisms for alternative sources of energy in the Brazilian Power Sector: A case study for sugar cane bagasse cogeneration plants*, Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, 2010. Dissertação (Mestrado)

Alternative sources of energy are increasingly outlining their space in the national energy matrix, and part of that can be attributed to regulatory, financial and fiscal mechanisms, designed to help those sources in their trajectory. This work aims to analyze and to quantify the impact that these mechanisms have in the attractiveness of investments and in the sustainability of the insertion movement of these sources in the Brazilian electrical matrix.

Within this context, first a qualitative analysis of such instruments is developed, identifying relevant points of the regulatory framework, the parameters of influence in alternative energy projects and also the maintenance of these mechanisms in the long term. At second, a case study of a biomass plant that makes use of sugar cane bagasse is developed in order to quantify the impact of these mechanisms in terms of investors attractiveness. Results show that, for the sources studied, the exemption of these mechanisms, so far, would imply in low competitiveness against conventional thermal sources of energy, indicating that, even with the occurred technological advances, these mechanisms are still needed.

Key Words

Energy - Alternative Sources, Sugar Cane Bagasse, Industry Incentives, Power Sector, Biomass.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1:	Objetivos do Novo Modelo.....	36
Figura 2.2:	Arcabouço Institucional do SEB.....	38
Figura 2.3:	Curva de Custo Operacional Térmico.....	46
Figura 2.4:	Fontes Alternativas no SIN.....	49
Figura 2.5:	O Sistema Interligado Nacional.....	51
Figura 2.6:	Perfil de Consumo Nacional.....	53
Figura 2.7:	Série Histórica de Consumo de Energia.....	54
Figura 2.8:	Capacidade de Regularização do SIN.....	57
Figura 3.1:	Representatividade das PCH's.....	67
Figura 3.2:	Projetos Eólicos em Operação.....	74
Figura 3.3:	Termoelétricas a biomassa de cana de açúcar.....	83
Figura 4.1:	Cronograma da legislação de ingerência no PROINFA.....	93
Figura 4.2:	Simulação desconto TUSD (Consumidor Vs. Gerador).....	104
Figura 4.3:	Resumo dos Resultados dos LER's e LFA's.....	112
Figura 5.1:	Cálculo do Fluxo de Caixa do Acionista	135
Figura 5.2:	Diagrama Esquemático (Vapor e Energia).....	141
Figura 6.1:	Alavancagem CASO SUDESTE.....	158
Figura 6.2:	Alavancagem CASO NORDESTE.....	158
Figura 6.3:	Alavancagem CASO SEMI ARIDO.....	159
Figura 6.4:	Spread CASO SUDESTE.....	161
Figura 6.5:	Juros CASO NORDESTE.....	161
Figura 6.6:	Juros CASO SEMI ARIDO.....	162

Figura 6.7:	Prazo CASO SUDESTE.....	164
Figura 6.8:	Prazo CASO NORDESTE.....	164
Figura 6.9:	Prazo CASO SEMI ARIDO.....	165
Figura 6.10:	Carência CASO SUDESTE.....	167
Figura 6.11:	Carência CASO NORDESTE.....	167
Figura 6.12:	Carência CASO SEMI ARIDO.....	168
Figura 6.13:	TUSD CASO SUDESTE.....	170
Figura 6.14:	TUSD CASO NORDESTE.....	170
Figura 6.15:	TUSD CASO SEMI ARIDO.....	171
Figura 6.16:	Preço dos Leilões.....	173
Figura 6.17:	P&D CASO SUDESTE.....	175
Figura 6.18:	P&D CASO NORDESTE.....	176
Figura 6.19:	P&D CASO SEMI ARIDO.....	176
Figura 6.20:	REIDI CASO SUDESTE.....	178
Figura 6.21:	REIDI CASO NORDESTE.....	178
Figura 6.22:	REIDI CASO SEMI ARIDO.....	179
Figura 6.23:	Crédito de Carbono CASO SUDESTE.....	180
Figura 6.24:	Crédito de Carbono CASO NORDESTE.....	181
Figura 6.25:	Crédito de Carbono CASO SEMI ARIDO.....	181
Figura 6.26:	Efeito Composto CASO SUDESTE (150 R\$/MWh / 80%).....	184
Figura 6.27:	Efeito Composto CASO SUDESTE (150 R\$/MWh / 90%).....	184
Figura 6.28:	Efeito Composto CASO SUDESTE (175 R\$/MWh / 80%).....	185
Figura 6.29:	Efeito Composto CASO SUDESTE (175 R\$/MWh / 90%).....	185
Figura 6.30:	Efeito Composto CASO NORDESTE (150 R\$/MWh / 80%).....	188

Figura 6.31:	Efeito Composto CASO NORDESTE (175 R\$/MWh / 80%).....	189
Figura 6.32:	Efeito Composto CASO SEMI ARIDO (150 R\$/MWh / 80%).....	191
Figura 6.33:	Efeito Composto CASO SEMI ARIDO (175 R\$/MWh / 80%).....	192

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 2.1:	Características Gerais dos Leilões de Energia.....	39
Tabela 2.2:	Fontes Alternativas em LFA e LER.....	41
Tabela 4.1:	VETEF e Pisos Contratuais PROINFA.....	93
Tabela 4.2:	Taxa de Juros Produto FINEM Linhas Energias Alternativas.....	115
Tabela 4.3:	Custo Financeiro Geração.....	117
Tabela 4.5:	Resumo dos Mecanismos Estudados.....	126
Tabela 5.2:	Condições de Financiamento.....	142
Tabela 5.3:	TUSD Geração.....	145
Tabela 5.4:	Despesas Operacionais.....	147
Tabela 6.1:	Rentabilidade Cenários Base.....	153
Tabela 6.2:	Impacto TUSD no preço de Energia.....	169
Tabela 6.3:	Ganho de TIR acionista em Leilão.....	171
Tabela 6.4:	Comparativos CASO SUDESTE.....	184
Tabela 6.5:	Comparativos CASO NORDESTE.....	187
Tabela 6.6:	Comparativos CASO SEMI ARIDO.....	190
Tabela 6.7:	Consolidação dos Resultados – Efeitos Isolados.....	191
Tabela 6.8:	Consolidação dos Resultados – Efeitos Compostos – SUDESTE.....	193
Tabela 6.9:	Consolidação dos Resultados – Efeitos Compostos – NORDESTE.....	194
Tabela 6.10:	Consolidação dos Resultados – Efeitos Compostos – SEMI ARIDO.....	195
Quadro 5.1:	Dimensionamento de Equipamentos e Energia.....	138
Quadro 5.2:	Premissas Gerais – CASOS BASE.....	147
Quadro 5.3:	Combinação para Estudo de Efeitos Compostos.....	149

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Comercialização Livre

ACR – Ambiente de Comercialização Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APE – Agente Auto Produtor

BIG – Banco de Informações da Geração

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BNB – Banco do Nordeste Brasileiro

CAPM – Capital Asset Pricing Model

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CCEAL – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre

CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energética

CELPE – Companhia Energética de Pernambuco

CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CTC – Centro de Tecnologia Canavieira

COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EOL – Central Geradora Eolielétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FCD – Fluxo de Caixa Descontado

FMI – Fundo Monetário Internacional

GEE – Gases de Efeito Estufa

IAA – Instituto do Açúcar e do Alcool

IR – Imposto de Renda

LA – Leilão de Ajuste

LEE – Leilão de Energia Existente

LEN – Leilão de Energia Nova

LER – Leilão de Energia de Reserva

LFA – Leilão de Fontes Alternativas

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MCT – Ministério de Ciência e Tecnologia

MDL – Mecanismos de Desenvolvimento Limpo

MRE – Mecanismos de Realocação de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PCI – Poder Calorífico Inferior

PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PND – Programa Nacional de Desestatização

PIE – Produtor Independente de Energia

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PNCE – Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas

PNPCH – Plano Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas

PRO-ÁLCOOL – Programa Nacional do Alcool

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

RAS – Relatório Ambiental Simplificado

RCE – Redução Certificada de Emissões

REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura

RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

SOL – Central Geradora Fotovoltaica

SUDENE – Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste

TCU – Tribunal de Contas da União

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

ÚNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar

UTE – Usina Termoelétrica

UTN – Usina Termonuclear

VETEF – Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	21
1.1 Hipóteses do trabalho	24
1.2 Objetivos e estruturação da dissertação	25
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	29
2.1. O Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro: Da crise da dívida externa até a criação do Novo Modelo.	30
2.2 O “Novo Modelo” do Setor Elétrico Brasileiro.....	35
2.2.1 O Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	39
2.2.1.1. Os leilões de comercialização de energia	39
2.2.2. O Ambiente de Contratação Livre	43
2.3. A Configuração atual do SEB e a participação das fontes alternativas	47
2.3.1 Geração.....	48
2.3.2. Transmissão.....	50
2.3.3 Consumo de energia elétrica	52
2.4. A expansão do Setor Elétrico Brasileiro e a importância das fontes alternativas neste contexto	55
3. AS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA	61
3.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)	62
3.1.1 Histórico das PCHs	62
3.1.2 Caracterização regulatória de uma PCH	65
3.1.3 Capacidade Instalada e Expansão.....	66
3.1.4 Considerações gerais	68
3.2. Centrais de Geração Eólica	70
3.2.1 Histórico das Centrais Eólicas.....	71
3.2.2 Capacidade Instalada e Expansão.....	73
3.2.3 Considerações Gerais.....	75
3.3. Termelétricas movidas a Biomassa	77
3.3.1. Histórico do Setor Sucro Alcooleiro e da Produção de Energia elétrica através da cana de açúcar	78
3.3.2 Capacidade Instalada e Expansão.....	82

3.3.3 Considerações Gerais.....	84
3.3.4 A produção de energia elétrica a partir de bagaço de cana de açúcar	86
4. OS MECANISMOS DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS.....	91
4.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)	91
4.2. Desconto nas tarifas de Distribuição/Transmissão	98
4.3. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).....	101
4.4. O Consumidor Especial	102
4.5. Isenção do Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).....	106
4.6. Leilões de Contratação de Energia	107
4.7. Linhas de Crédito Especiais.....	113
4.7.1 BNDES	116
4.7.2 Banco do Nordeste Brasileiro (BNB).....	120
4.8. Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI	122
4.9. Créditos de Carbono	124
4.10 Outras Considerações.....	126
5. ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS MECANISMOS DE INCENTIVO PARA UMA TERMELETRICA MOVIDA A BAGAÇO DE CANA DE AÇÚCAR.....	129
5.1 Valor de um Projeto, sob a ótica do acionista	130
5.1.1 Estrutura do Fluxo de Caixa ao Acionista.....	134
5.1 Premissas Operacionais	138
5.2 Premissas Fiscais e Financeiras utilizadas.....	143
5.3 Receita, Despesas e Investimento.....	146
5.4 Considerações de Cálculo e Resumo das Premissas.....	149
6. RESULTADOS OBTIDOS.....	155
6.1 Efeitos Isolados.....	156
6.1.1 Rentabilidade Básica dos 3 Casos.....	156
6.1.2 Nível de Alavancagem.....	157
6.1.3 Spread e Taxa de Juros	160
6.1.4 Prazo de Amortização	163
6.1.5 Prazo de Carência	166
6.1.6 Fator de Desconto TUSD	169
6.1.7 Preços de Energia (impacto dos Leilões)	173

6.1.8 Encargo de P&D.....	175
6.1.9 Aproveitamento do REIDI	177
6.1.20 Crédito de Carbono	180
6.2 Efeitos Compostos.....	182
6.2.1 Caso SUDESTE.....	183
6.2.2 Caso NORDESTE.....	188
6.2.3 Caso SEMI ÁRIDO.....	191
Conclusões.....	200
Referências Bibliográficas.....	207

1. INTRODUÇÃO

O modelo adotado para suportar o desenvolvimento econômico, principalmente após o advento da Revolução Industrial, foi pautado no atendimento da demanda energética através de combustíveis de origem fóssil e não renováveis, em um contexto onde não havia a priorização de restrições ambientais.

Por motivos diversos, esse modelo já não condiz com o ideal de desenvolvimento vislumbrado atualmente, e não é razoável aceitar a continuidade da dependência de combustíveis fósseis não-renováveis como fator propulsor do desenvolvimento de uma nação.

Pelo lado econômico, estes insumos tornam-se progressivamente mais escassos, pressionando o equilíbrio entre oferta e demanda e consequentemente impondo riscos à segurança de suprimento. Pelo lado social e ambiental, usualmente esses insumos estão atrelados a impactos negativos ao meio ambiente e saúde humana.

Para fazer frente a isso, no tocante ao setor elétrico, torna-se mais freqüente a busca pelo desenvolvimento e consolidação da indústria associada às fontes renováveis de energia, usualmente no Brasil, denominadas “fontes alternativas”, as quais participam atualmente no contexto nacional, em condições de competitividade e escala comercial, unidades geradoras de energia elétrica através do aproveitamento da energia eólica, usinas termelétricas que utilizam biomassa (bagaço de cana de açúcar, madeira, entre outras biomassas), pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e, em pouca medida, centrais de geração solar descentralizadas.

A matriz elétrica nacional atende atualmente em torno de 90% de seu consumo através de usinas hidrelétricas e vislumbra-se que a predominância hidroelétrica ainda perdure para as próximas décadas, mesmo que em menor magnitude.

Entretanto, considerando o encadeamento de eventos que se estabeleceram no processo evolutivo do setor elétrico, cada vez mais nota-se a necessidade de ampararmos o planejamento da expansão de nosso parque gerador em tópicos como a diversificação da nossa matriz, o reforço de intercâmbios entre subsistemas, o aproveitamento de sinergias, entre outros fatores, os quais somados, vislumbram não apenas a segurança no suprimento de energia, mas também, a expansão de um setor crucial para o desenvolvimento, embasada em processos econômico, ambiental e socialmente sustentáveis, que propiciem modicidade tarifária aos seus consumidores finais.

Em termos de políticas públicas recentes para o setor das fontes alternativas, podemos afirmar que as medidas mais diretas de fomento às mesmas ocorreram após o racionamento de energia de 2001, em vistas a criar alternativas para o atendimento da demanda nacional. Neste momento criou-se o Programa de Incentivos as Fontes Alternativas (PROINFA), que iniciou o ingresso efetivo das fontes alternativas no sistema através da utilização de preços e montantes de contratação pré-definidos.

Assim sendo, mesmo com um evento negativo tal qual o racionamento de energia, podemos entender que existem diversas contribuições e ensinamentos para a melhoria de gestão e do planejamento do setor elétrico. Um deles é a exploração, em proporções mais adequadas, do potencial elétrico renovável brasileiro advindo das fontes alternativas, com vistas a aproveitar as sinergias e oportunidades que esta exploração pode proporcionar.

Seguindo essa linha de raciocínio, observa-se que, ao longo da história do desenvolvimento humano, usualmente após as crises é que as medidas mais eficientes e/ou drásticas se concretizam, e que se demonstra a necessidade de um posicionamento intervencionista público, suportado pela ótica de uma visão keynesiana.

Com relação aos setores energético e elétrico, podemos exemplificar o movimento supracitado pela criação do Programa Nacional do Alcool (Pró-Alcool), através da Lei nº. 76.593, após as crises do petróleo na década de 70, e pela criação do PROINFA, através da Lei nº. 10.348/02, após o racionamento de energia em 2011, respectivamente.

Todavia, medidas emergenciais podem não expressar o correto aproveitamento de recursos, uma vez que são embasadas em soluções estruturadas em um curto espaço de tempo, sem a adequada reflexão e estudo. Nesse sentido, faz-se essencial compreender, estudar e debater o tema das fontes alternativas, analisando quais as necessidades, contribuições e impactos aos quais estas estão associadas.

As fontes alternativas agregam significativo valor ao setor elétrico brasileiro, por características diversas que serão abordadas ao longo desta dissertação. Contudo, como ocorre com qualquer tecnologia em sua fase inicial de desenvolvimento, há uma curva de aprendizado que deve ser percorrida, onde no início, sempre há absorção de uma parcela maior de custos, dado os investimentos necessários em estudos preliminares, testes, treinamentos, pesquisa e desenvolvimento, expansão da cadeia de fornecedores, incertezas que culminam em incrementos de capital ao risco, entre outros.

Dito isto, é intuitivo não esperarmos que seja diferente para as fontes alternativas, e dessa maneira, para atingir a devida competitividade frente às fontes convencionais de geração de energia elétrica já estabelecidas, a administração federal, através das agências reguladoras, ou através da legislação competente, criou, mesmo que de maneira modesta, uma série de mecanismos regulatórios, financeiros e fiscais para auxiliar na diminuição desta disparidade existente no momento.

Essas medidas buscam, com o decorrer do desenvolvimento natural e expansão da oferta, a mitigação da diferença de competitividade entre as fontes de energia, de maneira que no longo prazo tais mecanismos se tornem obsoletos, e a competitividade se dê em um ambiente isonômico natural.

Em linha com o exposto, após a criação do PROINFA, outros mecanismos foram sendo criados, não apenas na esfera regulatória, mas também financeira e fiscal,

objetivando adequar a competitividade das fontes e inseri-las na nossa matriz. Entre estes mecanismos podemos citar os descontos de uso de rede, a isenção de encargos setoriais, a criação de linhas de crédito facilitadas, o acesso aos incentivos fiscais, entre outros.

A presente dissertação analisa, dado o contexto exposto e sob a ótica do investidor privado, como esses mecanismos afetam a condição de competitividade dos projetos, e conseqüentemente, direcionam o capital privado para estes investimentos, influenciando na manutenção da expansão destes projetos.

1.1 Hipóteses do trabalho

Utilizar-se-á da nomenclatura “fontes alternativas” nesta dissertação para as fontes de energia estudadas, entretanto, ressalva-se que a nomenclatura dada a estas tecnologias não condiz com o papel que elas representam ao setor elétrico, dado que as mesmas não representam uma substituição ou alternativa às oportunidades existentes (i.e hidrelétricas, térmicas fósseis, nuclear), mas sim, no caso brasileiro, incorporam o papel de complementaridade ao sistema, isto é, agregam valor ao mesmo.

Assim sendo, em acordo com a semântica descrita, uma denominação mais adequada seria “fontes renováveis complementares”, mas considerando o jargão do setor, e o comum entendimento já pré-estabelecido pelos agentes intervenientes no

mesmo, o autor permanecerá usufruindo da nomenclatura Fontes Alternativas para citações futuras neste trabalho das tecnologias estudadas.

A presente dissertação discorrerá com maior profundidade sobre as tecnologias consideradas economicamente viáveis em escala comercial no presente momento, sendo estas, às termelétricas movidas a biomassa (especialmente o bagaço de cana de açúcar, utilizado no estudo de caso), centrais geradoras eólicas e as PCH's.

Qualquer outra tecnologia que realize a conversão energética utilizando insumos renováveis goza dos mesmos instrumentos de promoção estudados nesta dissertação (ressalvadas as limitações regulatórias que serão discutidas ao longo dessa dissertação), entretanto, para estas tecnologias, não serão abordados os detalhes técnicos referentes à conversão energética e estado da arte no Brasil.

Esta dissertação utilizará de um estudo de caso para quantificar os instrumentos de promoção analisados. Para tal, há necessidade de fazer uso de parâmetros que representem as especificações técnicas dessa unidade. Todos os dados utilizados, quando possível, serão embasados em divulgações de caráter público, e quando isto não for possível, o dado que for coletado em outros canais de divulgação serão autorizados pelo detentor da informação.

1.2 Objetivos e estruturação da dissertação

É condição *sine qua non* que a configuração nacional e mundial da política energética futura inclua as fontes alternativas, principalmente após a aceitação e

priorização, pela sociedade, do ideal de desenvolvimento sustentável. Atualmente, a necessidade de suporte público para inserção destas fontes é associada à necessidade de ampliação da competitividade das mesmas.

É necessário que seja potencializado o interesse nacional em contribuir com esse tema, e o estudo técnico para gestão e desenvolvimento deste assunto é essencial para a autonomia nacional, pelos motivos de disseminar o conhecimento acerca do assunto, de apontar seus benefícios e malefícios, de dominar as características técnicas, sociais e econômicas pertinentes, enfim, todo o conhecimento necessário para que haja a instrução adequada em vistas ao julgamento acerca do que é interessante ao desenvolvimento econômico sustentável nacional, através de um olhar crítico e embasado tecnicamente.

Dessa forma, as principais contribuições que este trabalho visa proporcionar e objetivos que o mesmo visa atingir são:

- (i) Apontar, como foi feito o desenvolvimento das fontes alternativas no cenário nacional, buscando destacar quais foram os instrumentos regulatórios, financeiros e fiscais criados para dar sustentação a este movimento.
- (ii) Determinar a importância dos instrumentos de promoção, detalhando, sob a luz da análise dos empreendedores privados, qual o real impacto sobre o tomador de decisões acerca da alocação de seus investimentos dentre as opções de ativos existentes no mercado.
- (iii) Quantificar a sensibilidade, em termos de atratividade ao investidor, da flexibilização dos instrumentos de promoção estudados.
- (iv) Sugerir adequações, melhorias e outras oportunidades para otimizar a utilização destes instrumentos com base nos resultados obtidos através do estudo de caso realizado com uma termelétrica movida a bagaço de cana de açúcar.

Em suma, esta dissertação irá abordar o contexto do desenvolvimento das fontes alternativas sob a ótica dos incentivos existentes no arcabouço regulatório vigente, bem como em outras searas pertinentes, como as estruturas de financiamento e os incentivos fiscais.

Em um primeiro momento, será realizada uma análise qualitativa acerca dos instrumentos que auxiliam na competitividade destes projetos, e posteriormente, será realizado um estudo de caso de uma usina termelétrica movida a bagaço de cana, vislumbrando quantificar o impacto financeiro dos mecanismos estudados.

Para atingir este objetivo, no Capítulo 2 encontra-se uma breve descrição do Setor Elétrico Nacional, buscando evidenciar o ambiente em que as Fontes Alternativas estão inseridas, os agentes do setor, o arcabouço regulatório interveniente, entre outros aspectos julgados importantes para contextualizar a análise realizada nos capítulos posteriores.

No Terceiro Capítulo há a descrição das Fontes Alternativas de maior evidência atualmente, e que são consideradas, como previamente descrito, em condições de implantação em escala comercial. A descrição inclui o histórico de desenvolvimento de cada fonte, os aspectos técnicos referentes à produção de energia elétrica, o status atual de inserção na matriz elétrica, e os principais entraves para potencializar a expansão com maior celeridade.

No Quarto Capítulo são descritos qualitativamente os mecanismos de promoção às Fontes Alternativas, percorrendo o embasamento jurídico, as características de cada mecanismo, bem como as especificidades de aplicação em projetos de fontes alternativas.

No Quinto Capítulo discorre-se sobre a metodologia para obtenção do valor de um projeto, explicitando a estruturação do modelo que irá quantificar os impactos de cada instrumento estudado no capítulo quarto. Ao mesmo tempo, faz-se a caracterização das premissas da usina modelo que será utilizada como base para as simulações realizadas.

Por fim, no Sexto Capítulo são consolidados os resultados e levantadas as considerações sobre estudos futuros acerca do tema. Em consequente, são realizadas as conclusões e expressas as referências bibliográficas utilizadas.

2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro já migrou entre períodos de predominância estatal e privada. Mais recentemente, desde 1995, a partir do projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) durante o governo de Fernando Henrique Cardoso incorreu-se na desregulamentação e desverticalização deste setor, que vinha de uma fase monopolista estatal fortemente regulada (CASTRO, 2004), desmembrando as principais atividades do setor elétrico, criando um arcabouço mais liberal para a comercialização de energia e atração de investimentos privados.

Após um período de adaptação às novas diretrizes regulatórias e operacionais, a crise de abastecimento em 2001 e a alteração de governo, um segundo ciclo de alterações regulatórias no setor concretizou-se em 2004, instaurando o chamado Novo Modelo do Setor Elétrico.

Este modelo é o que rege atualmente as diretrizes institucionais do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O presente capítulo discorre sobre os eventos ocorridos que influenciaram a estruturação atual do SEB, bem como aponta as principais características do SEB e a importância das Fontes Alternativas para dar sustentação à expansão do mesmo.

2.1. O Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro: Da crise da dívida externa até a criação do Novo Modelo.

O racional encontrado por trás da criação do projeto RE-SEB retoma ao desenrolar das condições econômicas desde 1970/80 e pela crise da dívida externa que perdurou ao longo destes anos. Ao início deste período, o SEB (assim como outros setores da economia nacional), ainda em condições de monopólio estatal, encontrava-se, apoiado no aumento da captação externa que alavancava o crescimento econômico nacional, dado o cenário de forte disponibilidade de capital associada a custos financeiros reduzidos (COUTINHO e BELLUZZO, 1978).

Após as consecutivas crises do petróleo, em 1973 e 1979, o fluxo de capitais sofreu um direcionamento para países europeus e asiáticos, desvalorizando a moeda americana. Como medida de contenção desta desvalorização, e buscando retomar o foco do fluxo de capitais, a economia mundial observou uma elevação abrupta das taxas de juros americanas, que atingiu patamares de 20% ao ano.

Da estratégia adotada, devemos atentar para os seguintes aspectos:

- (i) O Brasil, assim como outras economias em desenvolvimento, sofreu um incremento repentino em sua dívida externa, dada a condição de taxas pós-fixadas atreladas a esta dívida.
- (ii) O Brasil possuía uma matriz energética dependente do petróleo, e o aumento dos preços, juntamente com outros fatores, resultou em uma pressão inflacionária.

Devido a fatores como a moratória declarada no México e a conseqüente incerteza associada ao pagamento das dívidas pelos países devedores na América Latina, a condição de refinanciamento da dívida externa brasileira ficou prejudicada, obrigando o País a adotar políticas recessivas e realizar o controle dos gastos públicos. O Brasil se encontrava ao longo da década de 1980 no que se denominou “década perdida”, em uma conjuntura concomitante de inflação e estagnação. (LOPREATO, 2006)

Diante da complexidade para a renegociação do endividamento, a partir de 1983, começam a ser vislumbradas alternativas para honrar as dívidas assumidas com os credores, entre elas, o suporte pelo Fundo Monetário Nacional (FMI), condicionado, entre outros fatores, à redução de gastos públicos e um indicativo de corte nos investimentos para garantir a realização de superávits nominais¹.

Ao mesmo tempo, as empresas do SEB percorriam um cenário de perda de eficiência contínua, resultado de políticas como a compressão de tarifas para mitigação de efeitos inflacionários, a compensação de resultados financeiros (socialização da dívida), e o deslocamento progressivo entre capacidade e necessidade de investimentos. (CORREIA, 2006)

Nessa conjuntura, e com a criação do Plano Nacional de Desestatização (PND), iniciou-se o período de privatização das empresas do SEB, buscando reverter a tendência crescente de possibilidade de déficit no suprimento, retomar a saúde financeira destas empresas e das contas públicas.

Iniciada a liberalização do SEB, começou-se a estudar como seria feita a reestruturação regulatória do mesmo, e para tal, contratou-se a consultoria Coopers & Lybrand (RAMOS, 2008). A ideia por trás do estudo era implementar os preceitos do neo-liberalismo no SEB, isto é, minimizar o papel do Estado como controlador direto, passando a atuar como agente fiscalizador e regulador, implementando a concorrência.

¹

Superávit nominal é o resultado positivo das contas públicas incluindo o pagamento do serviço da dívida.

Dessa maneira, implantou-se o chamado “Projeto RE-SEB” através da Lei no. 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto no. 2655, de 02 de julho de 1998.

As conclusões incorridas, dadas as especificidades do SEB, amparavam-se na inserção da concorrência nos segmentos de geração e comercialização, uma vez comprovado o ganho de eficiência pela competição nestas searas, e a ampliação da fiscalização nos segmentos de transmissão e distribuição, onde se mostrou notória a condição favorável de monopólio natural.

Mesmo antes da entrada em vigência da supracitada legislação, outras normativas impactaram nas condições de liberalização do SEB, sendo estas a criação da figura do Produtor Independente de Energia² e do Consumidor Livre³, ambas validando essa tendência do setor nos segmentos de geração e consumo, respectivamente.

A criação destas figuras impactou diretamente a expansão das Fontes Alternativas, propiciando maior flexibilidade para comercialização, expandindo o patamar da oferta e a atração por investimentos privados.

Para atuar como agente fiscalizador foi re-estabelecido o papel a Agência Nacional Regulatória (ANEEL), esta que já havia sido criada em 26 de Dezembro de 1996 através da Lei no. 9427, e regulamentada pelo Decreto no.2.335/97.

A ANEEL é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como atribuições o ato de regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a comercialização e a distribuição de energia elétrica, em vistas ao atendimento de parâmetros de qualidade, da universalização do atendimento. Também, exerce as funções de estabelecer as tarifas praticadas para os consumidores, sempre

² O Produtor Independente de Energia foi criado pela Lei 9.074/95 e abriu a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, atividade antes exercida pelas concessionárias estatais de geração.

³ A figura do Consumidor Livre foi criada pela Lei 9.074/95, artigos 15 e 16, e representa os consumidores que possuem livre arbítrio para escolher seu fornecedor de energia, desde que possuam demanda mínima de 3,0 MW, atendidos em qualquer tensão de fornecimento se conectados à rede após 07/07/1995, ou atendidos em tensão mínima de 69 kV se conectados previamente a esta data.

dentro do contexto da viabilidade econômica e financeira dos agentes e visando a modicidade tarifária, promover licitações na modalidade de leilão para contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição e conceder, permitir e autorizar instalações de serviços de energia. (ANEEL, 2011)

Para atender ao funcionamento do livre mercado de energia, criou-se o Mercado Atacadista de Energia (MAE), através da Lei 10.433 de 24 de abril de 2002. Apesar de criado antes da lei 9.648, no que concerne ao mercado livre de energia, alguns fatores implicaram em morosidade para que este viesse se torna efetivo. Entre estes podemos citar a falta de regras para participação no mercado, as quais tinham sua estruturação delegada aos próprios agentes, e a falta de urgência expressada pelo prazo extenso de liberação dos Contratos Iniciais de Energia⁴, fixado em cinco anos após a criação do MAE. (CORREIA, 2006)

Com relação à operação do SEB, uma vez que grande parte da oferta está associada aos empreendimentos hidrelétricos, muitas vezes localizados fisicamente em um mesmo aproveitamento e em configuração de cascata, no momento onde há competição na geração, poder-se-ia interferir nas condições de competitividade isolada de cada projeto, influenciando na capacidade de estabilidade do suprimento. Assim, foi necessária a criação de um agente operador com independência e autonomia, o Operador Nacional do Sistema (ONS), através da lei 9.648, regulamentada pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998.

O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, e representa o agente responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Setor Interligado Nacional (SIN), ao mesmo tempo, é responsável por administrar a rede básica de transmissão e as condições de acesso a mesma. Sua operação atende aos requisitos de carga, otimização de custos e confiabilidade dado os níveis de risco aceitáveis pela legislação. (ONS, 2011)

⁴ Contratos transitórios criados para não comprometer o modelo criado, com perspectiva de redução anual de 25%, com início em 2003 e término em 2006. (SILVA, 2008)

No que se refere ao planejamento do setor e à comunicação com a Presidência da República sobre os assuntos do SEB foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) através da Lei n 9.478, de 6 de agosto de 1997, regulamentada pelo Decreto n 3.520, de 21 de junho de 2000. As atribuições do CNPE resumem-se a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos, assegurar o suprimento de energia nas regiões mais remotas, rever a matriz energética considerando as fontes convencionais e as Fontes Alternativas e estabelecer as diretrizes gerais do SEB. (BRASIL, 1997)

Em suma, as principais alterações do modelo se resumiam na opção de financiamento através de recursos privados, na desverticalização e liberalização das atividades, na ênfase pela privatização e competição onde possível, na existência de um ambiente livre de negociação, na liquidação de sobras/déficit no MAE, na execução de um planejamento indicativo, em vez de determinativo, e na operação através de um agente independente.

Apesar das alterações regulatórias, proporcionando a liberalização do mercado, a retomada dos investimentos não se deu na velocidade e proporções equivalentes ao crescimento da demanda, o que pressionava o contínuo deplecionamento dos reservatórios, subestimando-se a complexidade intrínseca de uma alteração regulatória e política dessa magnitude, o que tornou mais forte a possibilidade de ocorrência de racionamento de energia, que viria a se concretizar no ano de 2001.

Com a ocorrência do racionamento de energia elétrica, clarificou-se a necessidade da identificação de alternativas para compor a matriz brasileira, buscando mitigar a dependência excessiva das hidrelétricas. Em conjunto, dado o contínuo crescimento do foco ambiental em termos de redução de emissões de poluentes, no contexto de uma economia de baixo carbono e diminuição de impactos ambientais, as iniciativas acerca de fomento às fontes alternativas tiveram seu início.

Foi neste cenário que o arcabouço regulatório do SEB, teve seu primeiro direcionamento explícito em relação às fontes alternativas, através da criação da Lei nº. 10.348 em 2002, a qual incluía, entre outros mecanismos, a criação do Programa de

Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), instrumento que será discutido adiante no Capítulo 4, onde trata-se com detalhe dos mecanismos de promoção das fontes alternativas, mas que basicamente vislumbrava a contratação de um montante fixo de potência através de contratos de longo prazo com preços pré-fixados.

Entendendo a regulação vigente, a condição de investimentos do SEB, e as falhas que potencializaram o racionamento, deu-se o próximo passo com relação a uma nova remodelagem institucional, esta que se concretizou em março de 2004, quando do advento da aprovação das Medidas Provisórias 144 e 145, que se converteram nas Leis 10.848 e 10.847, respectivamente, e instalaram o “Novo Modelo” do SEB. (LEME, 2009)

2.2 O “Novo Modelo” do Setor Elétrico Brasileiro

O “Novo Modelo” do SEB, apesar da semântica associada a sua nomenclatura, manteve alguns aspectos criados ao longo do projeto RE-SEB, e inseriu outras considerações. Seu desenvolvimento foi baseado em conceitos principais como a garantia na segurança de suprimento, a modicidade tarifária, a universalização do atendimento e a criação de um marco estável para mitigar incertezas quando da decisão de investimentos.

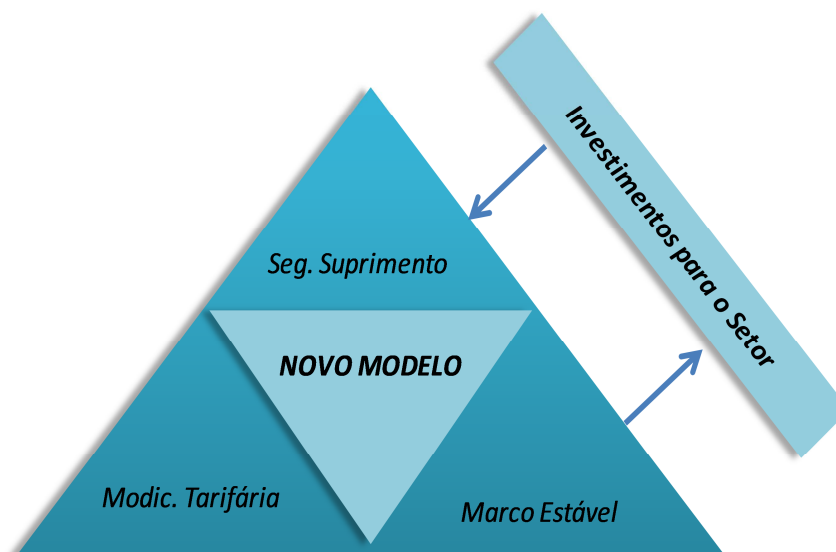


Figura 2.1 – Objetivos do Novo Modelo (BARBOSA e FRANCATO, 2008)

A Figura 2.1 expressa os pilares que sustentam o Novo Modelo e indica a condição de que um marco estável proporciona a atração de investimentos, e como consequência ao aumento dos investimentos, atinge-se a segurança no suprimento.

Em se tratando dos agentes institucionais, o ONS permaneceu como agente operador do sistema, a ANEEL como entidade fiscalizadora, o CNPE como entidade responsável pelas diretrizes do setor e assessoramento da presidência. As alterações realizadas incluem a criação da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), em substituição ao MAE, a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

A CCEE é uma associação civil integrada pelos agentes de distribuição, transmissão, geração, comercialização e consumidores. A CCEE foi instituída pela Lei 10.848, e regulamentada pelo Decreto 5.177 de 12 de Agosto de 2004. A câmara é responsável por viabilizar a comercialização, contabilização e liquidação financeiras das operações de compra e venda de energia do SEB. (CCEE, 2011)

A EPE foi criada através da Lei 10.847 de 15 de março de 2004, e regulamentada pelo decreto 5.184 de 16 de Agosto de 2004. A EPE representa o órgão de pesquisa vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como finalidade prestar serviços de estudos e pesquisas para dar subsídio ao processo de planejamento do setor energético (BRASIL, 2004).

A criação da EPE representa uma contribuição importante do Novo Modelo, na medida em que cria um agente específico para estudar as questões estratégicas de desenvolvimento do SEB, auxiliando na identificação das necessidades de expansão do sistema para manter o seu equilíbrio estrutural, bem como, fornecendo indicativos para os investidores de como a expansão do SEB deve caminhar.

Entre outras atribuições, a EPE em conjunto com o MME, é responsável por desenvolver o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE), que indica as perspectivas de desenvolvimento para o horizonte de dez anos, o Plano Nacional de Energia (PNE), documento similar ao PDEE, mas vislumbrando um horizonte de tempo mais longo prazo, e por participar da elaboração do Balanço Energético Nacional (BEN).

Ao mesmo tempo, pelo Decreto 5.175 de 9 de agosto de 2004, foi criado o CMSE, ao qual compete as funções de acompanhar o desenvolvimentos das atividades do SEB, avaliar as condições de suprimento de energia e segurança do SEB, identificar e mitigar obstáculos que possam interferir nas condições de segurança. (BRASIL, 2004)

Os agentes participantes do SEB podem ser divididos em agentes de Geração (Concessionários de Serviço Público, PIE e Autoprodutores (APE)), Transmissão, Distribuição, Comercialização. A Figura 2.2 demonstra o arcabouço institucional do SEB pelas regras do Novo Modelo.

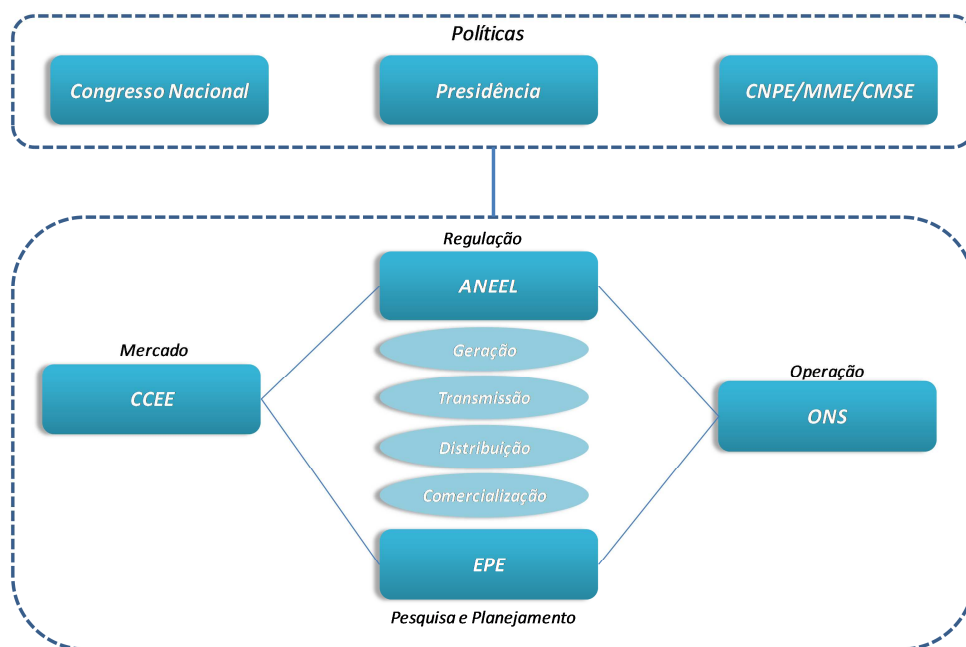


Figura 2.2 – Arcabouço Institucional do SEB (Atlas ANEEL, 2008)

Estes agentes têm a possibilidade de negociar energia em dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para o ACR, a comercialização se dá através de contratos regulados, celebrados entre os agentes de geração e comercialização como vendedores, e pelas distribuidoras, como compradores. No ACL, os contratos são celebrados através da livre negociação entre as partes, sendo estes firmados pelos agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais⁵.

⁵

O Consumidor Especial foi regulamentado pela Lei 9.427/96 e representa os consumidores com demanda entre 0,5 MW e 3,0 MW, atendidos em qualquer tensão, aptos a escolher o supridor de energia, desde que a energia adquirida seja proveniente de Fontes Alternativas.

2.2.1 O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Pelo Decreto que regulamentou o Novo Modelo (Decreto No 5.163), em seu artigo 11º, as distribuidoras são obrigadas a garantir o atendimento à totalidade de seu mercado através de licitação na modalidade de leilão público. Em complementaridade, as distribuidoras têm direito a celebrar contratos de Geração Distribuída⁶, contratos provenientes do PROINFA e contratos provenientes da usina Itaipu Binacional. (BRASIL, 2004)

2.2.1.1. Os leilões de comercialização de energia

Como exposto anteriormente, em virtude da necessidade de contratação de 100% de seu mercado, e em vistas a atender o princípio da modicidade tarifária, anualmente são realizados leilões de contratação de energia para atender ao mercado das distribuidoras.

⁶ De acordo com o Decreto 5.163, artigo 14, caracteriza-se pela geração próxima a rede de distribuição, nos casos de hidrelétricas com potência instalada menor que 30 MW, projetos termelétricos, inclusive cogeração, com eficiência maior que 75% e projetos termelétricos com qualquer nível de eficiência desde que utilizem biomassa ou resíduo de processo.

Os leilões de energia se diferenciam principalmente pelo espaço temporal decorrido entre o momento de comercialização e o momento de entrega efetiva da energia, pela duração dos contratos, pela modalidade contratual, pelo tipo de energia comercializada e pelo montante de energia a ser contratado pelas distribuidoras.

Algumas definições se fazem necessárias para o correto entendimento das características dos leilões, uma delas é a questão associada ao prazo decorrido entre a data do certame e a data de entrega da energia. O setor utiliza da nomenclatura A-T para descrever esse período, onde o índice “T” indica o número de anos prévios ao ano de suprimento da energia pelo agente vendedor. Assim um leilão onde a comercialização é realizada em 2011, mas a entrega da energia só se realiza em 2014 é caracterizado como o leilão “A-3” de 2011.

Outra definição importante é a modalidade contratual negociada, podendo esta ser através de contratos na modalidade quantidade ou disponibilidade. No primeiro caso, os riscos de produção da energia são inteiramente assumidos pelo agente vendedor, entretanto os riscos de preço por exposição entre submercados⁷ são de competência do agente comprador.

Para a modalidade disponibilidade, os riscos hidrológicos competem ao comprador e ao gerador compete deixar sua usina “disponível” ao SIN. Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) podem ser celebrados em ambas as modalidades. (BRASIL, 2004)

Há basicamente cinco tipos de leilões, sendo estes o de Energia Nova (LEN), de Energia Existente (LEE), de Ajuste (LA), de Fontes Alternativas (LFA) e de Energia Reserva (LER), os 4 primeiros tipos de leilão buscam a contratação de energia para atendimento do mercado das distribuidoras, o Leilão de Reserva visa a contratação de uma reserva de energia para potencializar a segurança no fornecimento de energia.

⁷ Atualmente o SIN é dividido em 4 submercados, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul. Fatores como restrições elétricas podem resultar em preços distintos para cada submercado.

Tabela 2.1 Características Gerais dos Leilões de Energia (CCEE, 2011)

	<i>LEN</i>	<i>LEE</i>	<i>LA</i>	<i>LFA</i>	<i>LER</i>
<i>A-T</i>	A-5 e A-3	A-1	A-0	A-3	A-1, A-2 e A-3
<i>Vigência (anos)</i>	15 e 30	3 a 8	2	15, 20 e 30	15, 20 e 30
<i>Comprador</i>	Distribuidoras	Distribuidoras	Distribuidoras	Distribuidoras	CCEE
<i>Vendedor</i>	Qualquer Agente de Energia Nova	Qualquer Agente com Energia Existente	Qualquer Agente com Energia Existente	Fontes Alternativas	Fontes Alternativas
<i>Modalidade Contratual</i>	Disponibilidade e Quantidade	Quantidade	Quantidade	Disponibilidade e Quantidade	Disponibilidade e Quantidade
<i>Limite de Contratação</i>	2% da carga do A-5 para o A-3	Montante de Reposição	até 1% da carga em A	Definição pelo Poder Concedente	Definição pelo Poder Concedente

Da Tabela 2.1, que apresenta as características gerais dos tipos de leilão, podemos perceber as principais diferenças entre cada tipo de leilão, e os principais agentes que podem participar. Os LFA e LER, por serem de suma importância as fontes alternativas, são objeto de estudo mais detalhado no Capítulo 4, onde discorre-se sobre os mecanismos de fomento as fontes alternativas.

A contratação de energia através de leilões de energia, para o contexto da expansão da geração, proporciona uma alternativa adicional as possibilidades de financiamento de projetos. Uma vez que a venda antecipada à construção do projeto traz consigo um recebível de baixo risco e de longo prazo, negociado com um pool de distribuidoras ou com a própria CCEE (no caso de Contratos de Energia Reserva), este

se transforma em um instrumento de garantia para obtenção de financiamentos, estruturando projetos na modalidade Project Finance⁸.

Especificamente para as fontes alternativas, a prática de leilões específicos de fomento para estas fontes (LFA e LER) proporcionaram grande avanço na expansão destes projetos, principalmente porque restringiram a competição aos agentes convencionais de geração, e incluíram instrumentos de mitigação de risco de geração de energia, adequando os parâmetros contratuais às especificidades físicas de cada fonte alternativa. Desde o primeiro LFA em 2007 até o último LER em 2011, viabilizou-se um total aproximado de 3.245 MW médios em fontes alternativas.

Tabela 2.2–Fontes Alternativas em LFA e LER (MW / MWm) (CCEE, 2011)

	1º LFA 2007	1º LER 2008	2º LER 2009	2º LFA 2010	3º LER 2010	4º LER 2011	Total
PCH	97 / 46	0 / 0	0 / 0	101 / 48	31 / 22	0/0	229 / 116
Biomssa	542 / 140	2379 / 548	0 / 0	65 / 22	648 / 168	357/170	3991 / 1048
Eólica	0 / 0	0 / 0	1806 / 753	1520 / 644	528 / 255	861/429	4715 / 2081
Total	639 / 186	2379 / 548	1806 / 753	1686 / 714	1207 / 445	1218 / 599	8935 / 3245

Percebe-se pela Tabela 2.2 que em 5 anos de promoção de leilões específicos para fontes alternativas contratou-se um montante aproximado de 8.900 MW de potência, o que em termos comparativos representa mais da metade da potência instalada da usina Itaipu Binacional.

⁸ Implantação de um projeto com auxílio de empréstimos que baseiam a quitação da dívida em fluxos de caixa futuro, isto é, a promessa de um recebível futuro, e os contratos associados aos mesmos, se transformam em garantia para o agente credor.

Ao mesmo tempo, podemos notar também que a relação entre MW médio e MW de potência instalada, para o caso de projetos a biomassa, é sensivelmente inferior se comparada com os outros projetos. Isto se deve, em parte, pela forte presença de projetos que utilizam bagaço de cana, onde além da sazonalidade intrínseca ao regime de safra da cana de açúcar, desconta-se ainda a parcela destinada ao consumo de processo para produção de açúcar e/ou álcool.

Este fator pode ser observado através da construção do estudo de caso realizado nesta dissertação, onde realiza-se um balanço de massa e energia para quantificação da energia total produzida, energia consumida pelo processo sucro-alcooleiro e energia disponível para exportação.

Dessa maneira, conclui-se que o mecanismo de contratação de energia através da modalidade de leilão, específico para Fontes Alternativas, é essencial para a continuidade da expansão destes projetos, a modicidade tarifária e o desenvolvimento de toda cadeia de valor associada à indústria renovável nacional.

2.2.2. O Ambiente de Contratação Livre

O ACL consiste no ambiente de livre negociação, onde as partes bilateralmente acordam os parâmetros comerciais do contrato, tais qual, preço, quantidade, sazonalidade, modulação horária, flexibilidades, etc. Os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) são registrados na CCEE por ambas as partes.

O ACL não inclui a participação de agentes distribuidores e consumidores cativos, apenas geradores, comercializadores e consumidores livres ou especiais.

As fontes alternativas de em geral podem participar do ACL, mas em alguns casos, como para centrais eólicas, a participação é ainda incipiente, principalmente pelas condições regulatórias que possibilitam a comercialização da energia. Com o movimento recente de alteração no arcabouço regulatório, especialmente no tocante à determinação da garantia física desses empreendimentos, esta tendência deve ser revertida.

No ACL é comum serem realizados contratos de curto e médio prazo, o que, sob a ótica do investidor, insere incerteza em suas análises de viabilidade. Essa incerteza trás consigo o aumento na exigência de remuneração e, por conseguinte, aumento no preço de comercialização. De qualquer maneira, grandes players do mercado conseguem alavancar projetos no mercado livre.

Em se tratando de biomassa, alguns empreendedores optam por comercializar energia em ambos ambientes, ACL e ACR, criando um portfólio de contratos de leilão e contratos bilaterais. Com relação à energia eólica, até meados de 2010, a comercialização de energia restringia-se a participação em leilões regulados ou contratos provenientes do PROINFA, entretanto, dadas as mudanças regulatórias supra citadas, alguns parques eólicos tiveram sua viabilidade associada ao mercado livre.

As empresas CPFL Energia e Tractebel foram as pioneiras na implantação de parques eólicos no mercado livre, sendo que, cada empresa realizará investimentos da ordem de R\$ 600 milhões para construção de 5 parques eólicos com potência total de 150 MW. (JORNAL VALOR, 2011)

A tendência é que a participação das fontes alternativas no mercado livre seja cada vez mais crescente, principalmente pelo aumento da demanda desse mercado, bem como pela diferença de preços praticados entre os dois ambientes de comercialização.

O preço praticado no ACL, para contratos de curto prazo, usualmente acompanha o Preço das Liquidações das Diferenças (PLD) calculado pela CCEE. Este preço é baseado no cálculo do Custo Marginal de Operação do Sistema (CMO), que representa o custo incorrido pelo sistema para o atendimento de uma carga unitária adicional ao sistema.

O PLD pode ser simplificadamente determinado pela limitação do CMO por um piso e teto regulatório deliberado anualmente pela ANEEL.

Por motivos associados à modelagem utilizada no cálculo do CMO, é notória a volatilidade que este indicativo apresenta. Esse argumento pode ser intuitivamente concluído quando observamos a curva de custos de geração térmica existente no sistema, que representa uma função não contínua e escalonada.

Dada a formação do preço através da marginalidade de custos (relação não contínua entre preço de energia e custo de geração), um incremento pequeno de carga pode proporcionar um incremento amplo de preço, explicando parte da volatilidade existente.

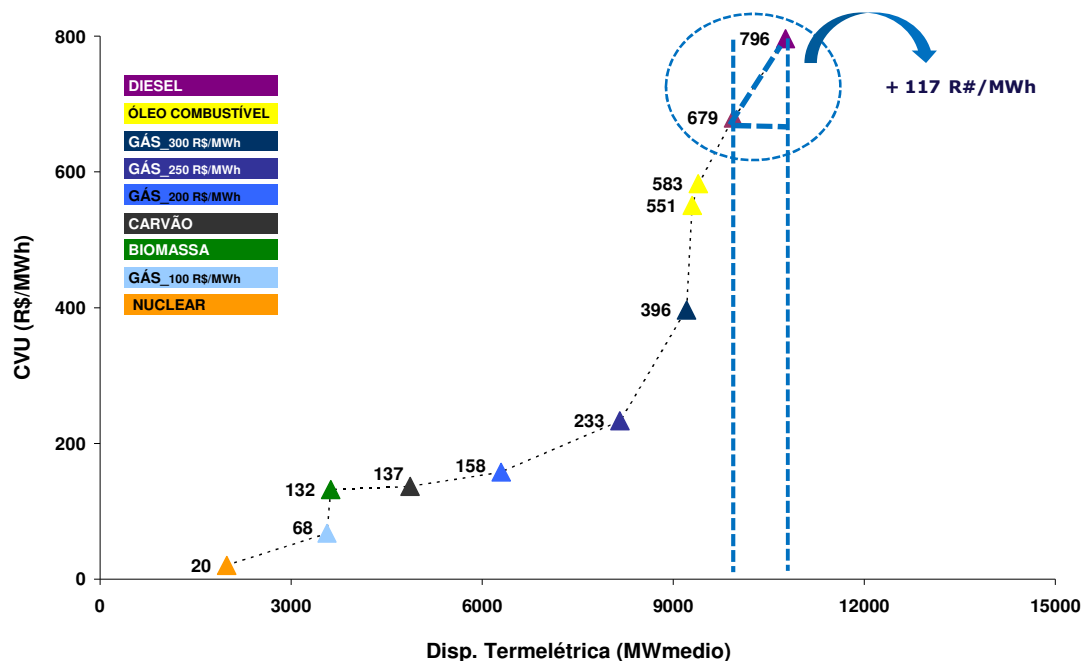


Figura 2.3 – Curva de Custo Operativo Térmico (CCEE, 2011)

Na Figura 2.3 podemos visualizar a origem da volatilidade, onde no eixo das abscissas temos a necessidade de despacho térmico, e no eixo das ordenadas o custo variável unitário associado. Quando escalonamos o custo térmico por ordem crescente de preços observamos que, por exemplo, para suprir uma necessidade de carga maior que 10.000 MW médios, a inclinação da curva se acentua, e um acréscimo de mercado pode proporcionar um acréscimo de custo operacional acima de 100 R\$/MWh.

Justamente pela incerteza existente neste mercado, não é usual a prática de contratos de longo prazo como os praticados no ACR (15 a 20 anos para fontes

térmicas e fontes alternativas). Assim sendo, a análise de viabilidade de um projeto fica condicionada ao estudo e a realização dos “hedges”⁹ dessa incerteza.

2.3. A Configuração atual do SEB e a participação das fontes alternativas

O SEB é um sistema hidrotérmico, com forte predominância hídrica, e é interligado por um sistema de transmissão com dimensões continentais. Em vistas a realizar o aproveitamento ótimo do potencial de recursos naturais brasileiros, a operação deste sistema complexo é realizada através da coordenação da atuação dos agentes individuais, realizando a operação centralizada de grande parte do parque instalado.

O consumo nacional de energia está concentrado nas regiões sudeste e sul, e na sua segmentação em classes de consumo, há predominância do consumo industrial.

A seguir temos um sucinto descritivo dos segmentos de geração, transmissão, e consumo de energia elétrica, a fim de, identificar a condição estrutural da oferta, identificar a malha de transporte de energia produzida ao longo do território nacional e as características do consumo de energia elétrica nacional.

⁹ Palavra originária da língua inglesa que representa proteção. Dessa maneira, realizar um hedge frente a um risco significa utilizar-se de mecanismos para proteção aos efeitos maléficos que o mesmo pode trazer ao projeto.

2.3.1 Geração

O Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL registra um total aproximado de 117.000 MW de potência instalada, através de 2.491 empreendimentos. (BIG -ANEEL atualizado em setembro de 2011)

Desse total, faz-se a segmentação em Centrais Geradoras Hidráulicas¹⁰ (CGH), Central Geradora Eolielétrica (EOL), PCH, Central Geradora Solar Fotovoltaica (SOL), Usina Hidrelétrica de Energia (UHE), Usina Termelétrica de Energia (UTE) e Usina Termonuclear (UTN).

¹⁰

CGH é toda pequena central hidrelétrica com potência instalada menor do que 1 MW.

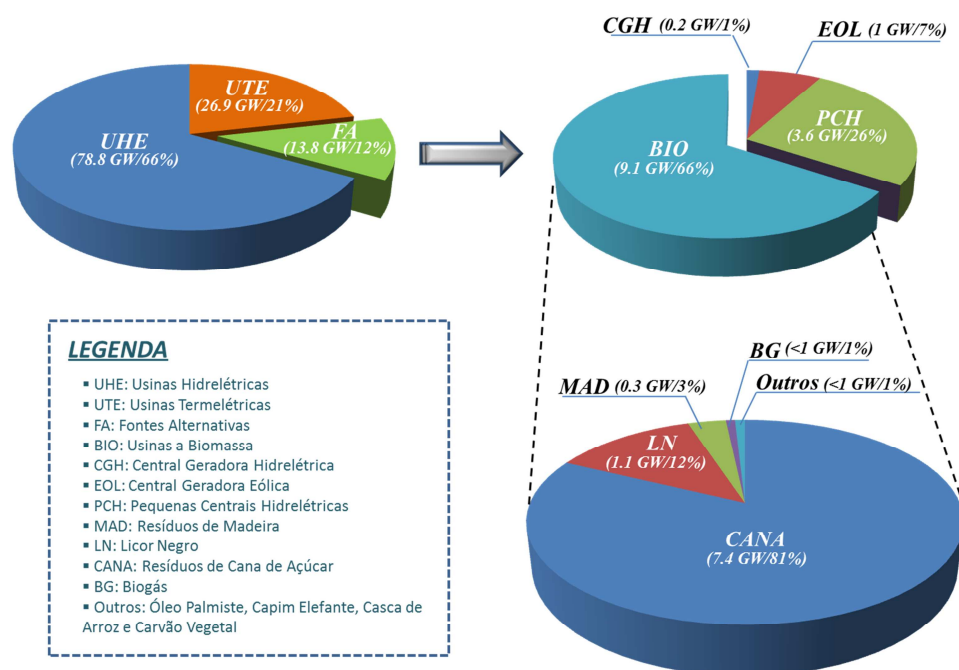


Figura 2.4 Fontes Alternativas no SIN (Fonte: ANEEL, 2011)

Como mostra a Figura 2.4, a participação das fontes alternativas no SIN é de 13.815 MW instalados ou 12% da nossa matriz elétrica. Ao mesmo tempo, do total de fontes alternativas, há predominância das térmicas a biomassa que representam 9.104 MW instalados ou 66% das mesmas, e dentre estas, observa-se forte presença de unidades movidas a resíduos de cana de açúcar (bagaço, palhas e pontas), que representam mais de 7.000 MW instalados ou 82% do total de potência associado a térmicas a biomassa.

Por esse motivo optou-se por realizar o estudo de caso tratado no Capítulo 5 através da simulação de uma usina termelétrica movida a biomassa oriunda de resíduos da cana de açúcar.

Também, analisando concomitantemente a Figura 2.4, e as inserções de capacidade instalada através dos leilões expressas na Tabela 2.2, percebe-se que mais

da metade desta capacidade foi inserida através do mecanismo de leilão, principalmente no tocante às biomassas e eólicas, reforçando a importância desse instrumento.

Ao mesmo tempo, analisando a participação das fontes em termos de produção de energia, em vez de capacidade instalada, observamos que se acentua a participação das UHE's, sendo que, em 2010 este valor representou aproximadamente 90% do total de energia produzida, em consequência, entre outros fatores, do cenário de afluência hidrológica favorável. (ONS, 2011)

2.3.2. Transmissão

Em se tratando de transmissão de energia, nosso sistema é dividido em dois blocos, o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange mais de 97% da produção de energia nacional, e o Sistema Isolado.

O SIN é dividido em quatro subsistemas menores, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O SIN possui atualmente 900 linhas de transmissão, percorrendo cerca de 90 mil km de linhas, em tensões entre 230 kV e 750 kV. Este sistema é operado por 64 concessionárias e coordenado pelo ONS. (ANEEL, 2008)

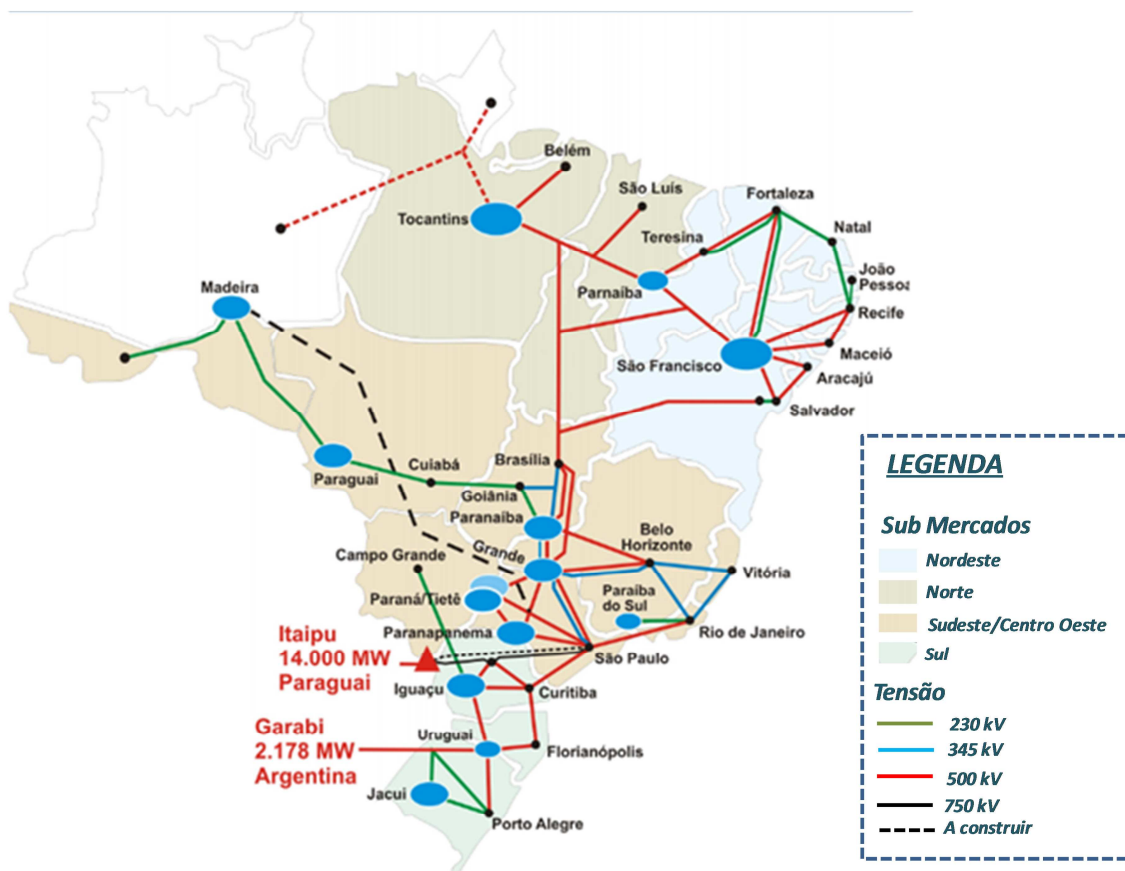


Figura 2.5 O Sistema Interligado Nacional (Fonte: ONS, 2011)

Da Figura 2.5 podemos extrair que a ampliação das linhas de transmissão está voltada para suprir as novas hidrelétricas localizadas na região norte, onde grandes UHE's estão em construção na bacia do Rio Madeira.

Como o regime hidrológico das regiões brasileiras pode variar, a disponibilidade de um sistema de grande porte interligando essas regiões proporciona um aumento na segurança de suprimento, de maneira que quando há estiagem em uma região pode haver um período chuvoso em outra, e através desse intercâmbio incorporam-se as sinergias da interligação.

Com relação aos Sistemas Isolados, estes são abastecidos em sua maioria por usinas térmicas, geralmente movidas a óleo combustível, e se encontram no Norte do país. Apesar de representarem uma pequena parcela da produção de energia, em termos geográficos, representam uma área equivalente a 45% do território nacional, com aproximadamente 1 milhão de habitantes. A tendência é que no médio prazo estes sistemas sejam integrados ao SIN. (ANEEL, 2005)

2.3.3 Consumo de energia elétrica

O consumo de energia elétrica brasileiro é predominantemente concentrado nas regiões Sudeste e Sul do país, que juntas representam aproximadamente 80% do consumo nacional (ANEEL, 2010).

Ao mesmo tempo, realizando a segmentação deste consumo nas classes industrial, residencial, comercial e outros, observa-se uma relação de 45%, 25% e 30% respectivamente.

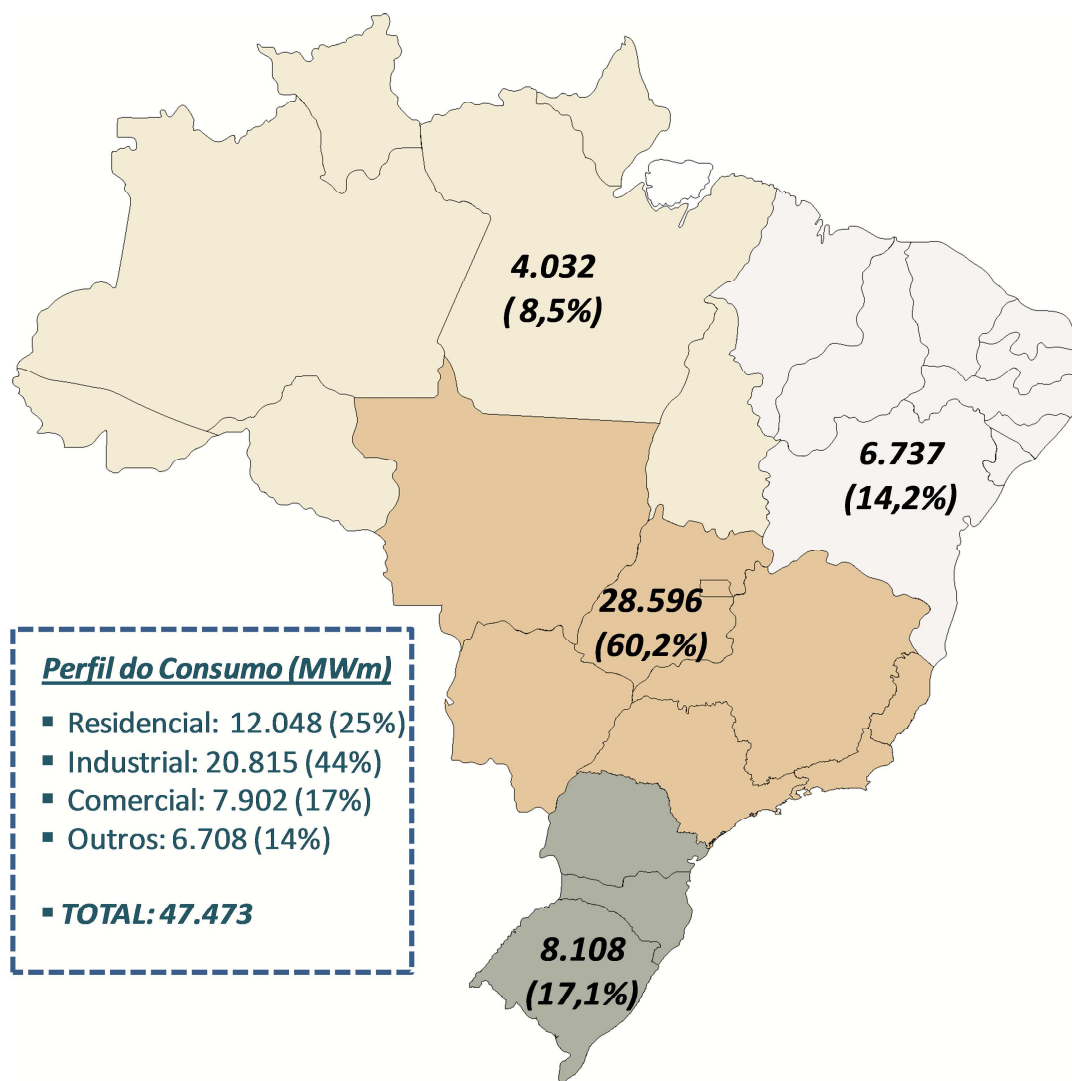


Figura 2.6 Perfil de Consumo Nacional (Fonte: ANEEL, 2009)

Os principais movimentos, que podem proporcionar uma alteração na atual configuração são respaldados na inclusão da autoprodução para o setor industrial, e o aumento contínuo do consumo residencial em consequência dos programas de universalização do atendimento, tal qual o Programa Luz para Todos¹¹, e pelas

¹¹

Programa do governo federal criado em 2003 com o objetivo de mitigar a exclusão energética.

iniciativas das distribuidoras em regularizar das instalações clandestinas (ANEEL, 2009).

Historicamente, o consumo de energia nacional apresenta um ritmo de crescimento contínuo, amparado em uma taxa de incremento anual da ordem de 1.400 MW médios em uma série histórica com início na década de 1990 e término em 2010. Expurgados os efeitos redutivos desta tendência em 2001, pelo advento do racionamento compulsório de energia, e em 2009 pela crise financeira mundial iniciada em setembro de 2008, o crescimento médio anual é de 1800 MW. (ONS, 2011)

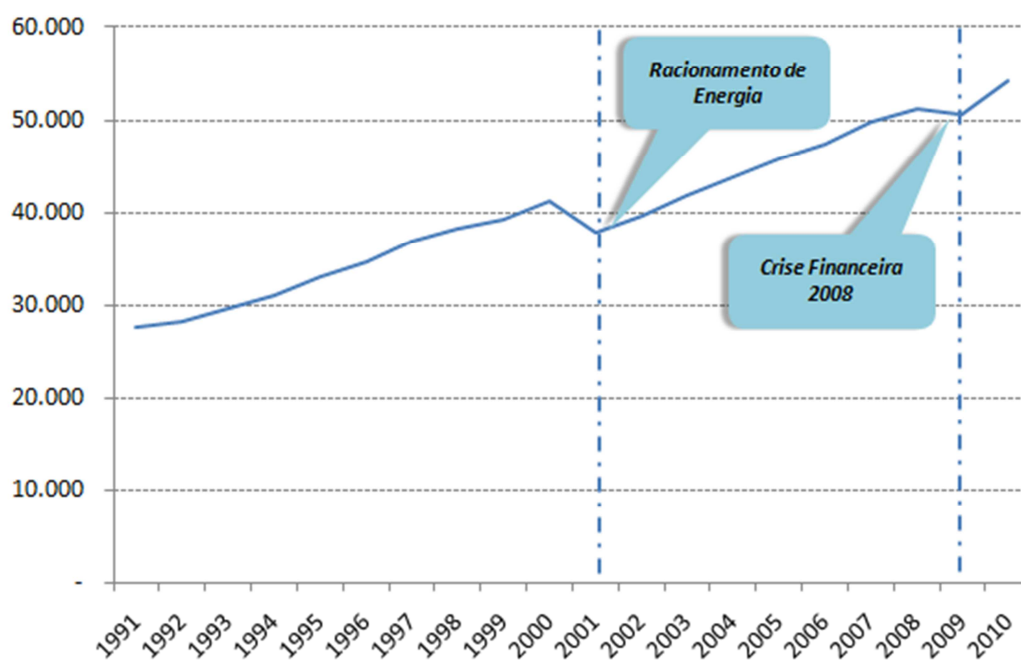


Figura 2.7 Série Histórica de Consumo de Energia (MWméd)

Pela Figura 2.7 verifica-se a supracitada diminuição do ritmo de crescimento nos anos de 2001 e 2009, bem como a breve retomada da tendência anterior de crescimento. Do gráfico é importante observar que mesmo com estes dois efeitos de grande impacto econômico, faz-se breve o movimento de redução de crescimento no consumo, sendo que, em média, o espaço temporal para retomar o patamar de consumo anterior aos períodos de crise é de um ano.

É notório que o Brasil percorre no presente momento uma fase de expansão acelerada, impulsionada por melhores condições sócio-econômicas e um bônus demográfico que inicia a demonstrar seus resultados (ALVES, 2004), assim é de se esperar que os patamares de crescimento antes vislumbrados possivelmente serão ultrapassados, e em termos energéticos, com a mobilidade de classes econômicas em sentido ascendente, espera-se cada vez mais a verificação da tendência altista de consumo per-capita, culminando em maior necessidade de investimentos em energia.

Atualmente, segundo o último PDEE, estima-se que crescimento do consumo nacional seja 3.300 MW médios ou 28.900 GWh anuais (ANEEL, 2010), isto é, aproximadamente duas vezes a taxa de crescimento médio observado na série histórica compreendida entre 1991 e 2010.

2.4. A expansão do Setor Elétrico Brasileiro e a importância das fontes alternativas neste contexto

Como identificado no item anterior, o setor elétrico precisa atender a um crescimento médio anual previsto de 3.300 MW médios. Para fazer frente a essa rápida

evolução, deve-se atentar para as diferentes alternativas disponíveis de oferta. Todavia, cada tipo de projeto possui um prazo diferenciado para realizar sua implantação, onde, por exemplo, para grandes hidrelétricas e usina termonucleares, há necessidade de um prazo construtivo mínimo de 5 anos.

Com relação às fontes alternativas, há maior flexibilidade no tocante a instalação de uma unidade, sendo o prazo reduzido para intervalos de 1 a 3 anos, dependendo da localização dos parques e as possibilidade de conexão dos mesmos. E em se tratando de empreendimentos solares fotovoltaicos, com painéis modulares, expurgando-se o efeito do acesso a malha de transmissão, este prazo pode ser ainda mais reduzido.

A questão do acesso à rede de transmissão fica evidente em projetos termelétricos a biomassa e centrais eólicas, com o movimento de expansão canavieira para a região centro oeste, e com o avanço geográfico em sentido interiorano nordestino, respectivamente.

Em ambos os casos há déficit com relação à infra-estrutura de linhas de transmissão necessárias ao adequado escoamento desta energia. Nos casos onde há inexistência de rede, as distâncias a serem percorridas para realizar a conexão são muito longas, encarecendo os custos de projeto.

Quando tratamos de empreendimentos termelétricos convencionais, podemos dizer que o prazo fica limitado a 3 anos, especialmente para empreendimentos movidos a gás natural e óleo combustível.

Dado o exposto no item 2.3.1, onde se evidencia a predominância hidrelétrica em termos de potência instalada e atendimento ao consumo, pela amplitude dessa predominância e pelos projetos estruturantes sendo construídos¹² podemos deduzir que esta relação perdure no longo prazo, mesmo que sendo paulatinamente reduzida com a inserção de fontes alternativas e térmicas convencionais.

¹² Recentemente foram leiloadas 3 grandes UHEs, Belo Monte, Santo Antônio e Jirau, somando uma capacidade instalada total de aproximadamente 18.000 MW, todas na região Norte do país.

A partir dessa dinâmica, alguns pontos precisam ser foco de reflexão, um deles é a crescente dificuldade de se viabilizar novos projetos de grandes UHE's, especialmente no tocante às restrições ambientais, distância dos centros de carga e dificuldades construtivas associadas às regiões onde o potencial hidrelétrico se faz presente.

Outra consideração importante, que ressalta o valor adicionado das fontes alternativas, é a questão da contínua perda de regularização dos reservatórios nacionais, uma vez que novas UHE's são projetadas sob o conceito de usinas com o reservatório a fio d'água, isto é, com pequena capacidade de gerenciamento sazonal de energia afluente.

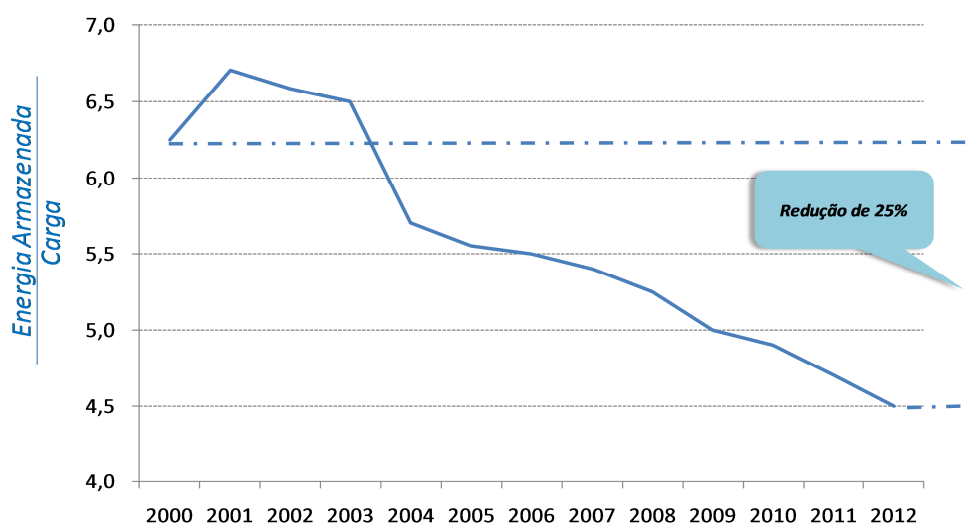


Figura 2.8 –Capacidade de Regularização SIN (Fonte: DUTRA, 2009)

A partir da Figura 2.8 podemos observar a redução da capacidade de regularização do Sistema em torno de 25% ao longo dos últimos 12 anos, identificada pela razão entre a capacidade de armazenamento da energia nos reservatórios e a carga realizada no SIN. Pela Figura 2.3 podemos observar não apenas o aumento da carga, mas também a redução da capacidade hidrelétrica com regularização, sendo que, estes efeitos somados potencializam a redução apontada.

Isto implica diretamente na necessidade de complementaridade de regimes energéticos em períodos onde o regime pluviométrico se encontra diminuto, a fim de mitigar a exposição ao risco hidrológico. Essa complementaridade está presente nas fontes alternativas estudadas, onde a maior capacidade de geração de energia por fontes alternativas coincide com a baixa disponibilidade de energia proveniente de hidrelétricas.

Além destes fatores, usualmente as fontes alternativas são descentralizadas e próximas a centros de carga, onde, por exemplo, no caso de projetos termelétricos provenientes de resíduos de cana de açúcar, há grande concentração na região Sudeste, responsável por 60% do consumo nacional.

Ao mesmo tempo, um parque gerador que contenha majoritariamente hidrelétricas, complementadas por fontes alternativas, ainda sim teria seu fator de instabilidade, proveniente dos regimes de produção intrínsecos às fontes alternativas, como por exemplo, a dependência do regime de ventos, e a variabilidade de produção de cana de açúcar em uma safra.

Nesse contexto, identifica-se também o papel de projetos termelétricos convencionais como instrumento de back up para períodos onde, mesmo fazendo uso das sinergias proporcionadas pela complementaridade hidrelétrica e das fontes alternativas, não se atinja os parâmetros de segurança de suprimento do sistema.

Paralelamente aos fatores citados, a análise da opção por fontes alternativas deve percorrer um sentido mais amplo, considerando os benefícios ambientais, associados à substituição de elementos da matriz elétrica por fontes de baixa contribuição de emissões, a redução da dependência de insumos não-renováveis, a

mitigação da exposição de perdas financeiras por racionamento de energia, entre outros.

Concomitantemente, para o efetivo ingresso das fontes alternativas, há necessidade de preencher a lacuna em termos de planejamento de longo prazo, buscando sinalizar ao investidor as expectativas de desenvolvimento deste mercado. Sem este indicativo, o caminho a se percorrer ao longo da curva de aprendizado alonga-se, principalmente pela inserção da incerteza agregada às análises de investimentos massivos, e a pela contínua necessidade de fomento indireto aos projetos.

Ressalva-se novamente que, como em qualquer tecnologia em sua fase inicial de desenvolvimento, pode haver a necessidade de algum tipo de suporte externo, entretanto, o real interesse deve ser a busca pela sustentabilidade de longo prazo e competitividade natural dos projetos, assim sendo, estes mecanismos não devem ser vistos à sua perpetuidade, mas sim, embasados em um planejamento que busca as condições naturais citadas.

O oferecimento destes mecanismos não é isento de ônus à sociedade, apenas entende-se que o bônus advindo da utilização dos mesmos é maior que este ônus proporcionado. Exposto este argumento, nota-se que é clara a importância dos mecanismos de incentivos às fontes alternativas de energia, dados todos os benefícios que estas podem trazer, mas ao mesmo tempo, cita-se a importância de que, acima de tudo, não é de interesse fornecer os incentivos para subsidiar a competitividade, mas sim, fornecer os mesmo para que estes próprios possam alcançar a competitividade natural no mercado.

Isto posto, caracterizado o SEB, seu histórico, bem como suas características atuais e perspectivas futuras, demonstra-se o motivo pelo qual é importante desenvolver uma indústria sólida de fontes alternativas, não apenas na ponta geradora da cadeia de valor, mas desde o agente supridor de equipamentos, a engenharia, as entidade de projetos, de pesquisa, e por fim, de geração de energia, dado que é o

beneficiamento da cadeia inteira que proporciona o avanço da curva de aprendizado e conseguinte redução de custos.

No capítulo seguinte têm-se a caracterização das fontes alternativas de maior preponderância no cenário nacional, percorrendo uma breve descrição histórica, a presença atual no setor, as características tecnológicas e o potencial a ser desenvolvido. Estes fatores são de extrema importância para entendermos o contexto destas fontes no sistema elétrico, auxiliando na compreensão da necessidade dos mecanismos estudados.

3. AS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

As fontes renováveis percorreram, no passado recente, um caminho de expansão amparado por taxas superiores às praticadas antes da década de 1996, período em que houve a criação do RE-SEB e consequente liberalização do mercado, e hoje atuam como um importante instrumento de atendimento ao consumo nacional, proporcionando geração de energia limpa, renovável, e dotada de sinergias com o SIN.

O presente capítulo aborda as principais fontes alternativas com projetos em escala comercial no país, sendo estas as PCHs, as centrais eólicas e as termelétricas movidas a biomassa. Outras fontes alternativas que não possuem atualmente projetos em escala comercial não serão objeto de detalhamento nesta dissertação.

3.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)

As PCHs são pequenos aproveitamentos hidrelétricos, limitados a 30 MW de potência instalada, e fazem parte da história nacional em termos de produção de energia elétrica, estando presente desde o final do século XIX em nosso parque gerador.

A conversão energética em energia elétrica obedece a um princípio simples, onde um volume de água, dotado de energia cinética e/ou potencial percorre um duto que direciona o fluxo para um conjunto turbina-gerador.

A seguir discorre-se acerca do histórico das PCHs no Brasil, sua representatividade atual e perspectivas futuras e algumas pontuações acerca de conceitos importantes para o tema desta dissertação.

3.1.1 Histórico das PCHs

A instalação do primeiro aproveitamento hidrelétrico de pequeno porte ocorreu ao final do século XIX, em 1883, denominada central hidrelétrica Ribeirão do Inferno, na cidade de Diamantina. O aproveitamento vislumbrava atender ao consumo de bombas

hidráulicas para prospecção de diamantes, e para tal possuía uma barragem de pedras, que proporcionavam uma queda de cinco metros com dois geradores de 6 kW cada. (ZUKANOVICH, 2008)

Na mesma década, entre 1885 e 1888 outras três centrais foram construídas, duas visando o regime de autoprodução, nas cidades de Viçosa/MG e Nova Lima/MG, e outra, a central geradora Marmelo, em Juiz de Fora/MG, que buscava atender a demanda elétrica de processos industriais, como a mineração e indústria têxtil, e atender às necessidades de iluminação pública, representando um marco na iniciativa de construção destes empreendimentos para usos que não se caracterizassem como atendimento a carga própria. (TIAGO, 2006)

Até este momento, era usual que as iniciativas para construção de pequenas usinas hidrelétricas fossem realizadas através de empresários ou por prefeituras, tendo em sua fase inicial de desenvolvimento, o estado de Minas Gerais como pioneiro.

Com o advento do processo de industrialização no início dos anos de 1900, e o crescente aumento no ritmo de produção nacional, havia necessidade de se buscar alternativas que suprissem à crescente demanda energética dos processos, e dada às limitações existentes, em termos de tecnologias e disponibilidade de fontes primárias de energia, os pequenos aproveitamentos hidrelétricos ganhavam força no cenário nacional.

Até meados do século XX, mais especificamente em 1940, a maioria dos empreendimentos hidrelétricos existentes enquadrava-se na caracterização regulatória atual de PCHs. Esta tendência só começou a ser revertida quando do advento da criação das empresas estaduais de energia elétrica, potencializando a obtenção de recursos mais expressivos e a conseguinte análise de investimentos de maior porte, vislumbrando o possível ganho de escala no processo.

Dada a supra-citada conjuntura, as iniciativas para o desenvolvimento de novas pequenas centrais acabou não perdurando, e a indústria das PCHs só voltou a ser incentivada através de políticas públicas quando em 1980 o Governo Federal criou o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH), visando a utilização

destes empreendimentos como uma forma de desenvolver a autoprodução de energia e o atendimento às necessidades elétricas de mercados isolados na região Norte do país. (TOLMASQUIM, 2010)

Os objetivos principais do PNPCH eram mitigar a dependência de combustíveis fósseis, o desenvolvimento de regiões rurais, a geração local de empregos, inserir na matriz projetos com menor prazo de implantação e desenvolver a indústrias de equipamentos nacionais. (ZUKANOVICH, 2008)

Entretanto, dada a conjuntura econômica da década de 1980, bem como a opção nacional em viabilizar projetos de grande escala, o PNPCH não obteve a efetividade planejada, e acabou se tornando obsoleto.

Com decorrer do tempo, e em paralelo com as alterações regulatórias ocorridas ao longo da década de 1990, outros programas de fomento às PCHs foram criados, como o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas (PNPCE), mas em termos práticos, a retomada dos investimentos em PCHs concretizou-se apenas após o término do racionamento e conseguinte criação do PROINFA.

Não obstante, assim como para outras fontes alternativas, outras alavancas de crescimento impulsionaram o crescimento das PCHs pós racionamento, entre elas, a criação do PIE, o acesso à rede de transmissão, a isenção de encargos regulatórios e a criação de programas de incentivo estaduais.

3.1.2 Caracterização regulatória de uma PCH

Uma série de alterações regulatórias decorreram desde a primeira definição para uma PCH (dada em 1982 pela Portaria DNAEE 109, de 24 de novembro de 1982) até que se convergissem para a caracterização regulatória atual, alterando basicamente os critérios de potência instalada, altura de queda e área de reservatório.

A definição vigente para caracterização de um aproveitamento hidrelétrico como PCH foi feita inicialmente a partir da Resolução ANEEL 394, de 4 de dezembro de 1998, posteriormente atualizada pela Resolução 652, de 9 de dezembro de 2003. A resolução vigente determina os seguintes condicionantes para que um projeto seja caracterizado como uma PCH:

- (i) Potência instalada entre 1 MW e 30 MW
- (ii) Área do reservatório inferior a 3 km²

Em casos específicos, onde não haja adequação ao condicionante (ii), mas respeitado o disposto em (i), mantêm-se a qualidade de PCH desde que atendida a pelo menos um dos seguintes critérios:

- a) Respeito à inequação

$$A \leq \frac{14,3 * P}{H_b} \quad \text{(Equação 3.1)}$$

Onde:

P - Potência instalada, em MW

A - Área do reservatório, em km²

H_b - Queda bruta, em metros

- b) Se comprovado que o reservatório foi dimensionado para outros objetivos que não a geração de energia elétrica, como por exemplo, a regularização de cheias em uma determinada localidade. (ANEEL, 2003)

3.1.3 Capacidade Instalada e Expansão

Atualmente, existem 397 projetos de PCH em operação no Brasil, representando uma potência instalada de 3.584 MW, ou aproximadamente 3% do total da capacidade instalada nacional e 4% do total da capacidade instalada hidrelétrica nacional.

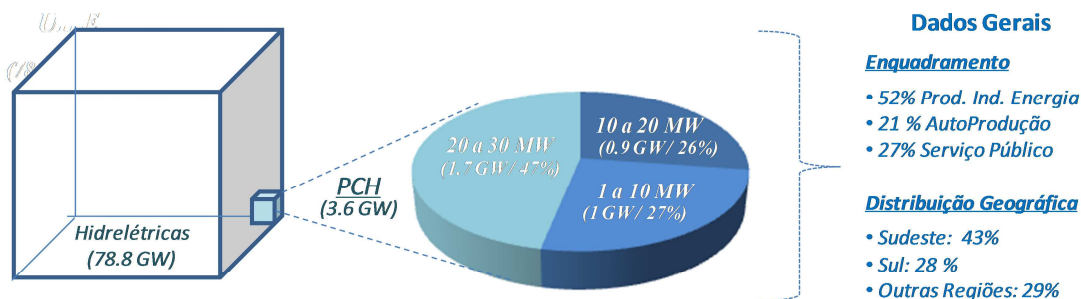


Figura 3.1 – Representatividade das PCH's (Fonte: BIG ANEEL, 2011)

A partir da Figura 3.1 podemos observar que as PCHs representam uma parcela muito pequena da capacidade instalada hidrelétrica. Ao mesmo tempo, há predominância, em termos de potência instalada, de projetos com mais de 25 MW, registrados sob o regime de Produtor Independente de Energia, majoritariamente no cone Sudeste/Sul do país.

Em termos de expectativa de crescimento das PCHs, atualmente existem na ANEEL, 53 projetos em construção, e 149 projetos outorgados (possuem autorização mas ainda não iniciaram a sua construção), perfazendo um total de 686 MW e 2.056 MW, respectivamente. (ANEEL, 2011)

Além destes projetos que possuem autorização da ANEEL, mas não entraram em operação comercial, no caso específico das PCHs, e devido às características do desenvolvimento histórico deste segmento no cenário brasileiro, podemos dizer que, do parque existente, grande parte possui já longo prazo de operação e opera com parâmetros de projeto que podem ser melhorados.

Assim sendo, grande parte da capacidade instalada incremental pode ser obtida através da modernização e recapacitação (repotenciação) das unidades existentes.

Estima-se que o montante de acréscimo devido a este procedimento pode atingir cerca de 200 MW no curto prazo (TIAGO, 2006).

Outra iniciativa de agregação de valor associada as PCH's esta ligada a reativação de unidades desativadas, que possuem baixo investimento para concluir as reformas necessárias, este potencial pode atingir outros 120 MW de capacidade instalada.

Ressalva-se que, apesar de as PCHs representarem apenas 3% da matriz elétrica nacional, elas possuem extrema importância no atendimento descentralizado de carga, especialmente para as indústrias em regime de autoprodução.

3.1.4 Considerações gerais

Apesar de os mecanismos de fomento às fontes alternativas serem discutidos com maior detalhamento no Capítulo 4, especificamente para as PCHs há outras considerações que devem ser feitas nesse sentido.

A partir de 1996, através do parágrafo quarto, artigo 26, da lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, as PCH incorreram na isenção de contribuição da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH). A isenção deste encargo representou um alívio direto de 6,75% na receita advinda da geração de energia. Seu cálculo é expresso da seguinte maneira:

$$CFRUH = 6,75\% * GH * TAR$$

(Equação 3.2)

Onde:

GH - Energia gerada pela PCH no mês

TAR - Tarifa de referência no mês¹³

Concomitantemente, as PCHs não possuem a necessidade de contribuir com a parcela de Uso de Bem Público, permissão obtida a partir da lei 9.648 de 27 de maio de 1998, o que representava 2,5% da receita anual aferida. (BRASIL, 98)

Outros instrumentos como a possibilidade de obtenção de autorização pela ANEEL (sem necessidade de licitação), possibilidade de utilizar recursos advindos da CCC quando em substituição a geração térmica no sistema isolado, possibilidade em alguns casos de utilização de Relatório Ambiental Simplificado (RAS) e inclusão no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)¹⁴, são possibilidades de utilização para ampliar a competitividade destes projetos.

A opção por investimentos em PCHs está atrelada a algumas vantagens competitivas, tais qual, a o menor prazo de construção, potencial em regiões próximas a centros de carga, impactos ambientais usualmente diminutos. Em contraponto, observa-se que pela condição de reservatórios menores, há maior incerteza na produção de energia advinda da dependência hidrológica.

¹³ Representa o custo de venda da energia das geradoras para as distribuidoras, descontados os encargos setoriais relativos à geração, os tributos e o custo de transmissão.

¹⁴ Mecanismo que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado, desassociando o nível de produção ao lastro comercial (garantia física), desde que todos os participantes não estejam produzindo abaixo da garantia física do sistema.

3.2. Centrais de Geração Eólica

A energia eólica provém da energia cinética contida nas massas de ar em movimento, ou simplesmente, no vento. A utilização da energia eólica para fins de geração de energia elétrica começou a ser utilizada em países da Europa, através do pioneirismo da Dinamarca em termos de desenvolvimento tecnológico, bem como, através da instalação da primeira turbina eólica comercial, em 1976. (ANEEL, 2009).

Com a criação do PROINFA e dos consequentes leilões de energia dedicados a contratação de fontes alternativas, notou-se que a energia eólica incorreu em rápido desenvolvimento, concomitantemente a uma queda em sua tarifa de remuneração, que foi reduzida em mais de 100 R\$/MWh, observados pela diferença no valor de contratação do PROINFA e no valor praticado nos últimos leilões de reserva.

A seguir descreve-se o histórico evolutivo desta fonte, o cenário atual, as perspectivas de crescimento, e faz-se algumas considerações gerais.

3.2.1 Histórico das Centrais Eólicas

Para o cenário nacional, em comparação com as outras tecnologias abordadas nesta dissertação, a utilização da energia eólica para produção de energia elétrica é recente, sendo que, era mais usual o seu aproveitamento energético para o atendimento às necessidades de bombeamento de água.

A primeira central de geração eólica no Brasil, visando a produção de energia elétrica, foi instalada em Fernando de Noronha, em 1992, através de uma iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco em parceria com a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). A central possui um gerador de 75 kW, um rotor (pás) de 17 metros de diâmetro instalados a uma altura de 23 metros. (ANEEL, 2007)

A título de comparação, atualmente utilizam-se como parâmetros médios de equipamentos aerogeradores de 3 a 5 MW, com torres de 80 a 100 metros, e pás com 70 a 80 metros de diâmetro.

Após as primeiras iniciativas, o desenvolvimento da energia eólica ao longo da década de 1990 e início da década de 2000 foi modesto, contanto apenas com 22 MW de potência instalada em 2003, número 11 vezes inferior ao seu equivalente no ano de 2008, implicando em uma taxa média anual de crescimento de 65%.

Parte dessa estagnação deu-se em consequência à falta de competitividade da energia eólica frente às outras fontes, especialmente no sentido da dificuldade de comercialização da energia a preços que remunerassem o investimento, e a falta de fornecedores nacionais para os equipamentos, inviabilizando, por exemplo, a utilização de recursos de crédito facilitado de instituições como o BNDES.

Com a iniciativa do PROINFA, verificou-se um salto na tendência de crescimento de projeto eólicos, uma vez que através do programa foram contratados

aproximadamente 1.500 MW de potência, trazendo fornecedores para o cenário nacional, mesmo que de maneira comedida, e potencializando a discussão e estudo acerca do tema.

Após 2002, ano de criação do PROINFA, até início de 2009, muito se questionava acerca da competitividade da energia eólica, e do potencial de projetos existentes no Brasil, caso a manutenção dos parâmetros do PROINFA não fosse verificada. Parte dessa incerteza foi mitigada quando, em 2009, realizou-se o Segundo Leilão de Reserva, exclusivo para centrais de geração eólica.

Em contraponto, independente dos resultados positivos proporcionados pelos LER de 2009 e LER 2010, um fator importante que deve ser ressaltado é a falta de sinalização de longo prazo quanto à continuidade deste tipo de instrumento de comercialização. Atualmente não há nenhuma formalização de médio prazo para realização de leilões de reserva anuais.

Todavia, conforme exposto no Capítulo 2, algumas alterações regulatórias permitiram o ingresso das centrais eólicas no mercado livre, possibilitando uma alternativa à inexistência de planejamento de longo prazo para os leilões de reserva, ou leilões de fontes alternativas.

Independente da falta de sinalização acerca dos leilões, o LER 2009 caracterizou-se como um segundo marco histórico da energia eólica no Brasil, dado que, não apenas contratou um montante expressivo de potência, mas também demonstrou um enorme portfólio de projetos aptos a competir no mercado, superando as expectativas dos agentes do setor e do Poder Concedente.

Pelo número significativo de projetos habilitados para o LER 2009, a competitividade se fez presente, e os preços resultantes dos leilões apresentaram deságio expressivo com relação ao preço teto. Os projetos inscritos somavam 13.341 MW de potência instalada através de 441 projetos, e verificou-se a contratação de 1.806 MW advindos de 71 empreendimentos (16% do total inscrito).

Pela condição de competitividade, entre outros fatores¹⁵, os projetos que prevaleceram foram os que possuíam as melhores condições de eficiência, e observou-se um deságio de 21,49% entre o preço teto de 189 R\$/MWh e o preço médio dos vencedores de 148,39 R\$/MWh. (EPE,2009)

Esta relação de competitividade se fez presente novamente no 3º LER, onde o preço médio obtido foi de 122,69 R\$/MWh, representando um deságio superior a 20% (EPE, 2010), e no 4º LER, onde o preço teto era de 146 R\$/MWh e o preço médio obtido foi de 99,61 R\$/MWh. (EPE, 2011)

Assim sendo, analisando o histórico da energia eólica conclui-se que sua inserção na matriz elétrica é recente, e ao mesmo tempo, após a realização dos LER 2009, 2010 e 2011, a sua evolução em termos de competitividade se deu de forma mais célere que qualquer outra fonte alternativa.

3.2.2 Capacidade Instalada e Expansão

Segundo o Banco de Informação da Geração da ANEEL, atualmente existem 51 projetos em operação, perfazendo aproximadamente 800 MW de potência instalada.

Em termos de projetos em construção e outorgados na ANEEL, temos um total de 18 projetos em construção e 107 outorgados, perfazendo 505 MW e 3.500 MW de potência instalada, respectivamente.

¹⁵ As exigências de taxa de retorno interferem diretamente na tarifa necessária para remuneração do investimento, sendo que, empresas de portes e perfis distintos exigem taxas bastante diferenciadas.

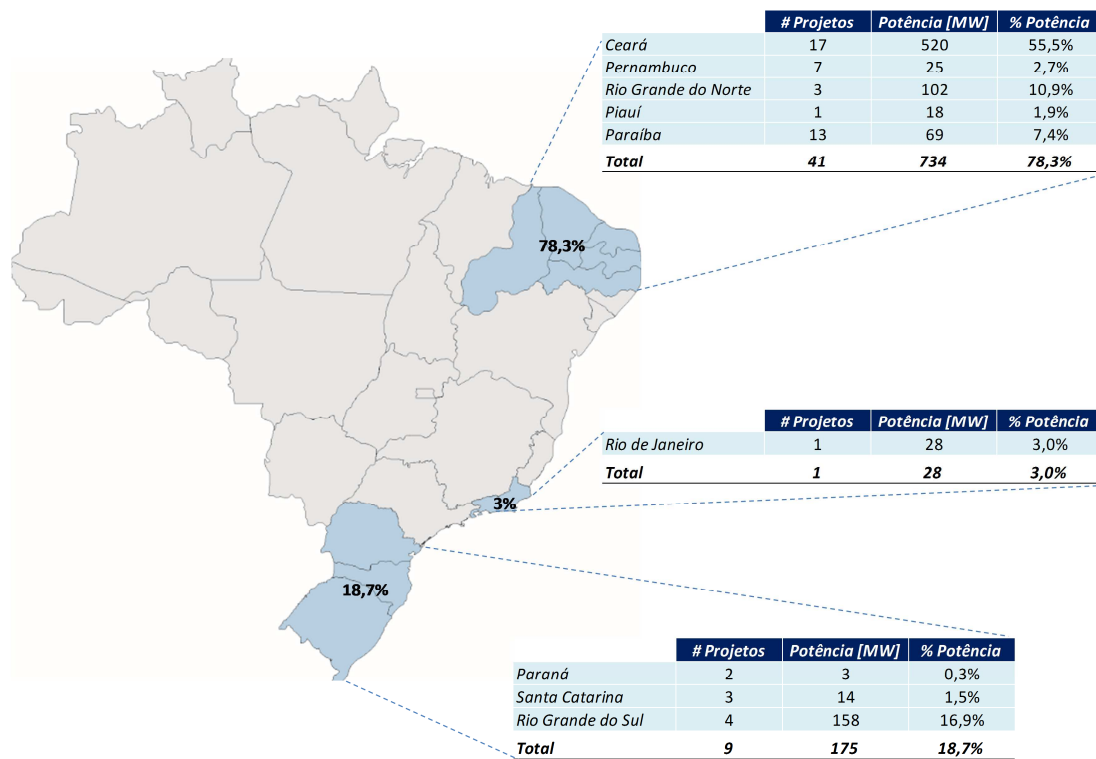


Figura 3.2 – Projetos Eólicos em Operação (ANEEL, 2011)

A partir da Figura 3.2 observa-se que grande parte da capacidade instalada proveniente de centrais eólicas encontra-se na região nordeste, que detém aproximadamente 80% do total de capacidade instalada nacional.

Com as recentes contratações nos leilões de energia, a relação de predominância de projetos na região Nordeste foi ampliada, sendo que, mais de 80% da capacidade instalada em construção ou outorgada ainda a construir está localizada nesta região, principalmente nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia.

A expansão de projetos eólicos pode incorrer em um salto significativo através da implantação de projetos offshore¹⁶, com equipamentos de potência nominal usualmente superior aos utilizados em projetos onshore. A construção de projetos offshore é uma realidade em países europeus, mas ainda não está presente no cenário brasileiro.

3.2.3 Considerações Gerais

A crescente utilização da energia eólica, bem como, a destinação de recursos em pesquisas associadas ao tema, trouxeram contribuições que culminaram no incremento de potência por aerogerador e no aumento da eficiência dos mesmos na realização da conversão energética.

Um exemplo disto é a inserção de fornecedores internacionais no cenário brasileiro, constituindo parques fabris para produção local, e possibilitando a tropicalização dos equipamentos, antes dimensionados para as condições europeias e americanas, potencializando o aumento direto de eficiência.

Ao mesmo tempo, pela prática obtida no desenvolvimento de parques, notou-se que grande parte das dificuldades encontradas por este segmento estão associadas às questões de construção civil, tal qual a execução da fundação dos aerogeradores, a logística para transporte dos componentes, e o içamento das torres de sustentação.

¹⁶

Projetos construídos em alto mar

Assim sendo temos um cenário onde há o progresso tecnológico, mas podemos esbarrar em entraves associados ao processo de construção civil destes parques.

Com a percepção destas condições pelos agentes de mercado, espera-se cada vez mais o direcionamento de investimento para suprir esta lacuna, dado que, pelo potencial brasileiro atual a ser explorado pela energia eólica, ainda estamos distantes do limite de aproveitamento.

Concomitantemente, este potencial ainda inexplorado, divulgado através do Atlas da Energia Eólica Brasileiro, encontra-se desatualizado, uma vez que foi calculado através das tecnologias disponíveis na época de sua elaboração, e assim sendo, não apenas o segmento eólico incorre, no presente momento, em evolução tecnológica, mas também, as expectativas acerca de potencial inexplorado estão subdimensionadas.

A energia eólica encontra algumas vantagens competitivas com relação a outros tipos de projetos, principalmente pela complementaridade do regime de ventos com relação ao regime hidrológico das principais bacias brasileiras, a condição de modularidade dos parques, que permite o paralelismo de atividades construtivas, e o baixo impacto ambiental existente.

Em contraponto, uma vez que o potencial eólico localiza-se em regiões com infraestrutura muitas vezes precária, a construção destes projetos fica prejudicada. Ao mesmo tempo, é necessário que sejam feitas melhorias em termos de conexão destes projetos à rede, mitigando a perda de competitividade.

3.3. Termelétricas movidas a Biomassa

A biomassa pode ser entendida como toda matéria orgânica que pode ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica, e pode ser classificada, como recurso energético, nas seguintes categorias (ANEEL, Atlas):

- (i) Biomassa energética florestal
- (ii) Biomassa energética agrícola
- (iii) Rejeitos Urbanos e Industriais

Para efeito de estudo do tema desta dissertação, e considerando que o campo de aplicação energética da biomassa é vasto, o contexto que será analisado refere-se principalmente ao que tange o seu uso para produção de energia elétrica, e que ao mesmo tempo, possui adequação a presente realidade do setor elétrico.

Analizando a Figura 2.4, exposta no Capítulo 2, observou-se a importância da cana de açúcar na participação da biomassa para produção de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 81% do total de capacidade instalada de termelétrica movidas a biomassa.

Dessa maneira, e pelo estudo de caso desta dissertação ser realizado utilizando como base um projeto termelétrico a biomassa de cana de açúcar, faz-se interessante abordar mais detalhadamente o desenvolvimento da indústria da cana de açúcar e de seus derivados no cenário nacional, o que nos auxilia na compreensão das perspectivas futuras acerca deste tema.

Assim sendo, a seguir aborda-se um breve resumo da história do setor sucro-alcooleiro e seu consequente impacto no setor elétrico. Também, descreve-se o procedimento para obtenção da energia elétrica a partir do bagaço da cana.

Ao mesmo tempo, pontuam-se os aspectos destas termelétricas na matriz nacional, as perspectivas de expansão, e algumas características gerais.

3.3.1. Histórico do Setor Sucro Alcooleiro e da Produção de Energia elétrica através da cana de açúcar

A cana de açúcar já foi caracterizada como o principal produto da economia brasileira ao início do século XVI, após o declínio do ciclo do pau-brasil. Durante os séculos seguintes, diferentes produtos tornaram-se representativos, e a competitividade da cana-de-açúcar, no contexto mundial, sofreu com as iniciativas de outros países, como por exemplo, no caso da produção de açúcar de beterraba na Europa.

O estabelecimento das culturas de cana no Brasil deu-se primeiramente ao longo da costa Nordestina, e posteriormente, com a chegada de imigrantes europeus, que se estabeleceram no Estado de São Paulo, este estado começou a ter também forte representatividade no contexto nacional.

Estas regiões tiveram maior desenvolvimento, não apenas por suas condições sócio-econômicas, mas também devido a fatores como a boa fertilidade dos solos, a topografia adequada, ao empreendedorismo dos que ali residiam e pela tecnologia disponível. (HALL, 2005)

Ao início da década de 1930, durante o governo Getúlio Vargas, vislumbrando o desenvolvimento econômico associado ao açúcar, criou-se o Instituto do Açúcar e do Alcool (IAA), e durante esse mesmo governo, as primeiras experiências com o uso de álcool combustível foram realizadas em veículos oficiais. (BAJAY, 2005)

Após um longo período, já em 1975, criou-se o Programa Brasileiro do Alcool (Pró-Alcool), através da Lei 76.593, para potencializar a produção de álcool anidro (misturado a gasolina) e, em uma segunda etapa, já em 1979 através da Lei 83.700, com a produção de álcool hidratado, para ser integralmente fonte de combustível em veículos.

A criação do Pró-Alcool, advém da conscientização por parte da administração pública em gerenciar a questão da dependência econômica nacional de derivados do petróleo, que ficou evidenciada neste mesmo período através dos choques consecutivos de preço deste insumo.

O Pró-Alcool abordou tal questão através do fomento à expansão da oferta e demanda, na produção de álcool como insumo substituto no setor de transportes, e na busca por ampliar a demanda de veículos que utilizassem este combustível, respectivamente.

Ainda nos anos 70, a atratividade do setor sucro-alcooleiro, por conseqüências das políticas criadas, foi ampliada, e o número de destilarias de etanol cresceu significativamente. Todavia, com o passar dos anos, após um rápido crescimento da frota de veículos a álcool, já ao início dos anos 2000, esse crescimento já havia sido substituído por uma tendência de queda, principalmente em consequência às condições de retomada da competitividade dos derivados de petróleo.

O cenário se inverteu, e a demanda de fato tornou-se mais expressiva quando em 2003 o consumidor passou a ter o livre arbítrio na escolha do combustível a ser utilizado em seu veículo, com o advento da criação dos veículos flex fuel, onde há possibilidade de utilizar a gasolina ou o álcool no mesmo veículo.

Usualmente o consumidor realiza sua escolha comparando o combustível que trazer maior vantagem econômica instantânea. Apenas entre 2003 e 2008 foram comercializados mais de 8 milhões de veículos flex. (ÚNICA, 2011)

Hoje o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, auxiliando o desenvolvimento da economia nacional através da geração de empregos, representando aproximadamente 4,5 milhões de empregos diretos e indiretos, 1,6% do PIB nacional e investimentos da ordem de 8 bilhões de reais ao ano. (ProCana, 2011)

Através do contexto histórico citado acima, devemos ressaltar dois fatores que interferiram diretamente na configuração atual dos projetos termelétricos movidos a biomassa de cana de açúcar, a saber:

- (i) o desenvolvimento da indústria se deu fortemente no Estado de São Paulo e costa Nordeste.
- (ii) o apoio da administração federal foi elemento essencial para criar a atratividade necessária.

Entretanto, a expansão e consolidação tecnológica do setor sucro-alcooleiro não implica necessariamente em avanços na produção de energia elétrica pelo mesmo, e de fato, era isto que ocorria até a liberalização do mercado pelo projeto RE-SEB.

Portanto, notava-se que havia um setor industrial de aproveitamento da biomassa consolidado (em vistas a produção de açúcar e álcool), com uma experiência que se desenvolveu ao longo da história econômica nacional, em regiões brasileiras de importância econômica, mas que em termos de produção de energia elétrica, não se mostrava representativo.

As razões para tal encontravam-se no fato de que eram restritas as alternativas para comercialização de energia excedente, e portanto, não havia necessidade que os

equipamentos de cogeração fossem dimensionados para produção de energia elétrica excedente, isto é, adicional a demanda de processo industrial necessária.

Este cenário se altera, principalmente, quando há a criação da Lei 9.074, que como exposto previamente, cria a figura do Produtor Independente de Energia e flexibiliza a comercialização dos excedentes elétricos produzidos pelas unidades industriais. Através dessa alteração no arcabouço regulatório vigente, constituía-se a via legal que potencializaria a atração de investimentos ao setor.

Conjuntamente, além das condições regulatórias claras, era necessário criar um ambiente de mercado que possibilitasse a atratividade financeira dos projetos. Este ambiente ficou favorecido, em parte, quando do momento de criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), que determinou a contratação de montantes fixos de potência, a preços definidos.

O PROINFA, no contexto da biomassa, foi importante para motivar o desenvolvimento dos projetos, mas não foi efetivo na contratação dos mesmos, uma vez que os preços praticados para estes projetos não atendiam aos anseios de rentabilidade dos investidores.

Em suma, a partir deste contexto histórico, pontuam-se alguns aspectos que hoje refletem grande parte das características presentes em se tratando de termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar.

- (i) Projetos geograficamente estabelecidos próximos a centros urbanos, com alta demanda energética;
- (ii) Presença de administração familiar, em consequência do processo migratório no século passado;
- (iii) Projetos com baixa eficiência e com equipamentos antigos, que visavam atendimento a consumo próprio.

A seguir temos um descritivo dos projetos em operação e a representatividade dos mesmos na matriz elétrica, onde ficam claras as considerações supra-citadas.

3.3.2 Capacidade Instalada e Expansão

A ANEEL registra atualmente cerca de 326 termelétricas movidas a resíduos de cana de açúcar, que perfazem um total aproximado de 1.500 MW de potência instalada. Como citado no Capítulo 2, este montante representa cerca de 6% da matriz elétrica, 54% das fontes alternativas e 82% das centrais geradoras movidas a biomassa em geral.

Em se tratando de projetos em construção ou com outorga, mas que não iniciaram a construção, contabilizam-se 50 projetos e aproximados 2.679 MW de potência instalada.

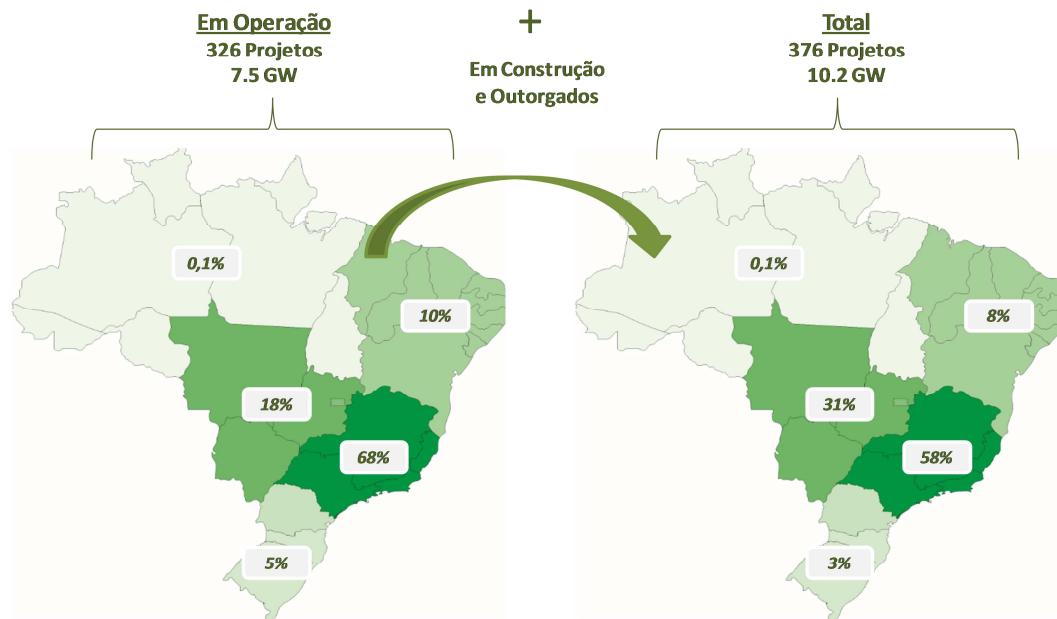


Figura 3.3 Termelétricas a biomassa de cana de açúcar (ANEEL, 2011)

Assim como para empreendimentos eólicos, há nitidamente uma concentração de projetos em certas regiões demográficas, e além disto, para o caso de projetos com biomassa de cana de açúcar, nota-se à marcha em direção ao centro oeste.

Isso é observado a partir dos projetos em construção ou outorgados, sendo que, aproximadamente 70% dos mesmos encontra-se nos estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás. (ANEEL, 2011)

Esta consideração tem impacto no tocante aos custos de conexão dos projetos, e dificuldades de conexão a rede. No estado de São Paulo, os projetos têm fácil acesso a este tipo de infra-estrutura, mas isto não se verifica na região centro oeste, e na eventualidade de instalações de uso restrito, pode haver considerável aumento de custos.

3.3.3 Considerações Gerais

Com o desenvolvimento dos projetos hoje em operação, e pelos estudos associados aos projetos já autorizados, podemos destacar alguns pontos positivos ao uso da biomassa como vetor energético, a saber:

- (i) Previsibilidade: Pelo fato do insumo estar associado ao processo industrial, não há dependência externa para suprimento de combustível, assim, a previsibilidade de geração é maior que a de outras alternativas do SEB.
- (ii) Porte do Projeto: Considerando as unidades produtivas do setor sucro-alcooleiro, em alguns casos, a estrutura necessária para exportação de energia é diminuta, e assim sendo, há redução nos prazos associados à construção dessa estrutura.
- (iii) Proximidade dos Centros de Carga: Como exposto na Figura 3.3, há proximidade dos centros de consumo, e deste fato implica-se em menor necessidade de investimentos em conexão destas unidades, diminuição de perdas elétricas, e facilidade em gerenciar o sistema interligado.

- (iv) Emissões de Poluentes: A utilização de biomassa em energia é associada a quantidades mínimas de emissão de poluentes, principalmente CO₂, na medida que ao longo do ciclo de produção da cana de açúcar e consumo da biomassa, os efeitos de emissão se anulam.
- (v) Complementaridade no Sistema: Dado que a safra da cana de açúcar encontra-se entre os meses de Abril e Novembro na região Sudeste, coincide-se, na maioria das regiões brasileiras, com o período seco, promovendo a complementaridade na produção de energia.
- (vi) Desenvolvimento Econômico-Social: O desenvolvimento e expansão das usinas usualmente é feita em regiões rurais, e com isso, essas unidades tornam-se pólos de geração de empregos nessas regiões.
- (vii) Custo do Combustível: o combustível utilizado na geração de energia elétrica é advinda de resíduos do processo industrial, e assim sendo, não implicam em custos para a geração. Não obstante, há um custo de oportunidade ao empreendedor do açúcar e álcool, por este ter a opção de comercializar para outras unidades este resíduo.

A sustentabilidade da inserção de projetos de biomassa, no contexto da produção de energia elétrica, depende fortemente das condições tecnológicas que ampliariam a vantagem competitiva frente aos outros agentes, dentre estas condições podemos citar o aproveitamento da palha e das pontas, o aumento da eficiência dos processos industriais associados, considerando a exportação de energia elétrica, a redução do consumo de vapor do processo com a eletrificação dos equipamentos da indústria, como as moendas, picadores, desfibradores, entre outros.

Sob a ótica dos entraves para expansão acelerada de termelétricas a biomassa de cana de açúcar, podemos citar a dificuldade de acesso a rede de distribuição/transmissão em localidades mais distantes das regiões populosas, a

fragilidade do setor em termos financeiros após crises financeiras recentes, e a inexperience do setor em operar no sistema elétrico, consequência da estrutura familiar descrita previamente e da percepção recente que a energia elétrica deve ser tratada como produto e não apenas insumo (NYKO, 2011).

3.3.4 A produção de energia elétrica a partir de bagaço de cana de açúcar

A produção de bagaço, ponto de partida para a geração de energia elétrica, tem início no corte da cana, que tradicionalmente é realizado por via manual, onde primeiramente realiza-se a queima do canavial para facilitar a colheita.

A segunda alternativa para se realizar o corte é através de processo mecanizado, usufruindo de colheitadeiras que podem coletar a cana inteira ou picada. A utilização desta opção vem sendo realizada vislumbrando o atendimento de instrumento legal (Lei 10.547 de 2010) que prevê a extinção gradativa do processo de queima para o Estado de São Paulo.

Desta primeira etapa devemos extrair as seguintes conclusões:

- (i) O processo mecanizado amplia o volume de biomassa que pode ser aproveitado, bem como possibilita a colheita da palha e das pontas, biomassa com alto conteúdo energético e passível de ser utilizada para produção de energia elétrica juntamente com o bagaço

- (ii) A utilização de equipamentos aumenta o rendimento operacional da colheita, que comparativamente atinge valores quatro vezes maior que pelo processo manual, de 5 toneladas de cana por hora para 20 toneladas de cana por hora (GREGORI, 2009). Concomitante a investimentos na parte agro-industrial, esse incremento de biomassa também pode proporcionar ampliação do limite de energia elétrica possível de ser produzido.
- (iii) O processo de corte mecanizado aumenta o teor de cinzas no bagaço, reduzindo o poder calorífico do mesmo. (CORTEZ, 2009)

Após a corte da cana, a segunda etapa a ser realizada é o transporte da mesma, e nesse caso, deve-se realizar o procedimento de maneira célere, do contrário, há possibilidade de contaminação da biomassa, e conseqüente diminuição das propriedades energéticas da mesma.

A terceira etapa do processo constitui-se da preparação da biomassa para a moagem, realizando a limpeza da mesma, visando retirar as impurezas, seguido da trituração dos colmos para inserção nos ternos da moenda, e por fim pela desfibração da cana, que possui o intuito de abrir as células da cana para extração dos caldos primários de fabricação de açúcar e álcool.

A etapa seguinte é a inserção da cana preparada na moenda, onde usualmente as usinas possuem um conjunto de 6 ternos instalados em série, e ao final deste processo, obtém-se o bagaço da cana, utilizado como insumo na produção de energia elétrica.

Após a realização das etapas supra citadas obtemos o bagaço, considerando uma umidade média de 50%, com um Poder Calorífico Inferior (PCI)¹⁷ em base úmida de 1.725 kcal/kg. (CTC, 2011)

Com a obtenção do bagaço, insere-se o mesmo nas caldeiras, que por sua vez realizam a combustão do mesmo gerando vapor. O vapor resultante do processo da caldeira é direcionado para os conjuntos turbina-geradores para produção de energia elétrica.

Na realização da queima do bagaço na caldeira, e com a evolução do corte mecanizado, pode-se adicionar a palha e as pontas da cana, que possuem teor energético equivalente ao do bagaço, entretanto esse procedimento é pouco realizado nas usinas, ficando restrito a utilização de 20% de palha em adição ao volume de bagaço.

Como exposto, a geração de energia elétrica é proveniente da utilização do vapor de saída da caldeira em conjuntos turbo-geradores, que por sua vez, podem possuir características distintas, a saber:

- (i) Contrapressão: realiza a conversão energética produzindo energia elétrica e vapor a baixa pressão, ambos utilizados no processo de fabricação de açúcar e álcool;
- (ii) Condensação: visa produção apenas de energia elétrica, sem aproveitamento de vapor residual.

Para ambos os casos, há a possibilidade de adicionar a etapa de extração ao processo, interferindo na condição de pressão de saída do vapor. Esta etapa é adicionada, por exemplo, quando os equipamentos do processo (moendas,

¹⁷ PCI é o resultado obtido através da subtração entre o Poder Calorífico Superior e o calor latente formado pela água durante a combustão.

desfibradores, picadores, etc.) são alimentados em pressões distintas do padrão de saída dos turbo-geradores.

A produção de excedente de energia elétrica, como citado anteriormente, depende da eficiência dos equipamentos, bem como da eficiência em termos de consumo de processo, assim, além da otimização dos investimentos necessários para a cogeração, há a possibilidade de redução do consumo próprio de processo para obtenção de montante maximizado de energia excedente.

A usina utilizada como base para realização do estudo de caso será embasada em um projeto concebido para a otimização de energia elétrica, e seus detalhes serão descritos no Capítulo 5.

4. OS MECANISMOS DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS

A partir do advento da criação da lei 10.438 em 2002, iniciou-se uma fase de fomento as fontes alternativas, com vistas a ampliar o leque de opções para atendimento ao mercado nacional.

O presente capítulo discorre sobre os mecanismos que deram suporte a essa etapa de desenvolvimento das fontes alternativas, sendo estes de cunho regulatório, fiscal e financeiro.

4.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)

Durante a década de 1970, com as crises consecutivas do petróleo, buscou-se desenvolver outros vetores energéticos, tal qual a cana de açúcar para a produção de etanol com fins de combustível para a frota nacional de veículos. Esta primeira iniciativa

consistia no Proálcool, programa que vislumbrava a expansão da oferta e demanda por etanol.

A crise de 1970 era uma crise energética, decorrente da oscilação nos preços do petróleo, insumo cuja matriz energética brasileira naquele momento encontrava-se dependente, e por esta razão, estruturou-se uma reposta pública voltada para a mitigação desta dependência através da diversificação de energéticos.

Passados 30 anos, já no início da década do ano 2000, o Brasil se viu defronte a uma situação semelhante, mas no contexto da energia elétrica, que teve seu estopim pelo racionamento compulsório de energia em 2001, causando prejuízos estimados pelo Tribunal de Contas da União em torno de 50 bilhões de reais, valores atualizados por IGPM18, data base janeiro de 2011. (TCU, Identificação Acórdão 1543/2009 – Plenário)

Para fazer frente às necessidades vislumbradas durante esta crise, de maneira análoga ao movimento em 1970 com o Proálcool, criou-se o PROINFA, primeiro instrumento efetivo e direto de fomento às fontes alternativas, através da Lei nº. 10.438 de 2002.

Resumidamente, o programa visava desenvolver as fontes alternativas de energia em duas etapas distintas, em sua primeira etapa definindo um montante de contratação com um sistema de tarifas feed-in¹⁹, e em uma segunda etapa definindo um percentual de expansão destas fontes parametrizado pelo total de expansão anual em termos de capacidade instalada no SIN, paralelamente por uma quota meta de participação destas fontes na matriz brasileira após o período de 20 anos, a partir da data de criação do programa.

Reiterando o exposto supracitado, o PROINFA foi instituído pela Lei nº. 10.438 em 26 de abril de 2002, através de seu artigo 3º, e foi posteriormente revisado pela Lei

¹⁸ Índice Geral de Preços do Mercado é um índice que reflete a inflação ocorrida em um determinado período. O índice é calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

¹⁹ Instrumento amparado pelo conceito de uma tarifa fixa e garantida para os projetos enquadrados no programa

nº.10.762 em 11 de novembro de 2003. O decreto que regulamenta a maior parte do programa é o de número 5.025 de 30 de março de 2004.

A lei 10.438 não apenas criou o PROINFA, mas também determinou a criação de uma série de outros mecanismos, que serão discutidos a seguir, e que possuem o intuito de incentivar o desenvolvimento das fontes alternativas através de diferentes abordagens, sendo esta lei um importante marco nacional para as fontes alternativas.

A fim de atingir o objetivo deste trabalho, é necessário que os detalhes da legislação, alguns deles utilizados no estudo de caso realizado a posteriori, sejam descritos neste momento, sendo estes: os valores de remuneração de cada fonte, o prazo de contratação de energia e a data de entrada em operação dos empreendimentos, o critério de seleção de projetos, os limites de contratação, a distribuição da contratação entre os estados brasileiros, entre outros.

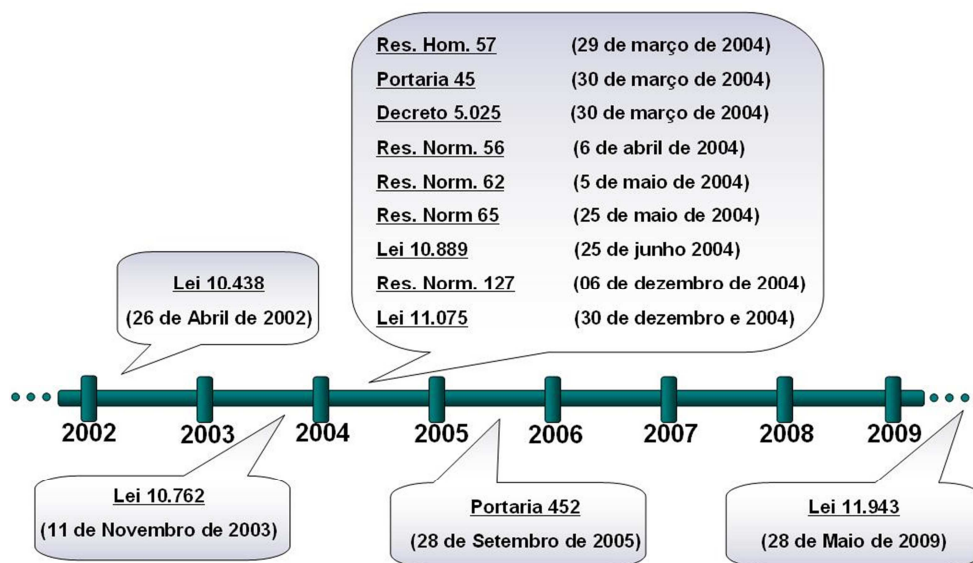


Figura 4.1 – Cronograma da Legislação de ingerência no PROINFA

Fonte: Elaboração Própria (Base: ELETROBRÁS, 2011)

A partir da Figura 4.1 podemos observar o desenvolvimento da legislação associada ao PROINFA, bem como a quantidade de normativas que se transcorreram após a criação do programa.

Assim sendo, de maneira resumida, em relação à primeira etapa do PROINFA, temos os seguintes aspectos contemplados na legislação:

- (i) Contratos diretamente com a Eletrobrás, a serem celebrados até abril de 2004, por vinte anos, visando a contratação do montante global de 3.300 MW, distribuídos igualitariamente entre centrais de geração eólica, termelétricas a biomassa e PCH's. Ressalva-se que, os estados brasileiros estão limitados à contratação de 20% para os projetos eólicos e biomassa, e 15% para projetos de PCH's.
- (ii) Valor de remuneração será determinado pelo Poder Executivo, com o piso de 50%, 70% e 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final na janela dos doze meses anteriores, para projetos a biomassa, PCH's e centrais eólicas, respectivamente. Sendo os custos associados a esta contratação rateados entre todas as classes de consumidores exceto os classificados como Residencial Baixa Renda.

A Tabela 4.1 abaixo resume o Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (VETEF) e os pisos contratuais para cada tecnologia, com base na data de publicação da Portaria nº 45, de 30 de março de 2004, e em valores corrigidos por IGP-M/FGV até a data base de janeiro de 2011.

Tabela 4.1 – VETEF e Pisos Contratuais PROINFA (ANEEL, 2004)

	VETEF base	VETEF atualizado	PISO	PISO atualizado
PCH	117,02	176,20	117,02	176,20
Centrais Eólicas				
<i>FC ≤ 32,4%</i>	204,35	307,69	150,45	226,53
<i>32,4% < FC < 41,9%</i>	<i>VETEF_{real}</i>	<i>VETEF_{nominal}</i>	150,45	226,53
<i>FC ≥ 41,9%</i>	180,18	271,30	150,45	226,53
Biomassa				
<i>Bagaço de Cana</i>	93,77	141,19	83,58	125,85
<i>Casca de Arroz</i>	103,20	155,39	83,58	125,85
<i>Madeira</i>	101,35	152,60	83,58	125,85
<i>Biogás de Aterro Sanitário</i>	169,08	254,58	83,58	125,85

As Equações 4.1 e 4.2 complementam os argumentos expostos na Tabela 4.1.

$$VETEF_{real} = 204,35 * (254,42 * (FC - 32,4\%)) \quad (\text{Equação 4.1})$$

$$VETEF_{nominal} = 307,69 * (383,08 * (FC - 32,4\%)) \quad (\text{Equação 4.2})$$

O critério prioritário para seleção é baseado nas licenças ambientais dos projetos, prevalecendo os projetos com as licenças mais antigas.

Caso não sejam atendidos os montantes de contratação de alguma fonte por algum motivo, o valor deficitário é rateado entre as outras fontes de geração com projetos elegíveis.

O prazo de entrada em operação comercial dos empreendimentos, através da Lei nº. 11.943 de 28 de maio de 2009 foi estabelecido em 30 de dezembro de 2010,

entretanto, através da Medida Provisória 517 de 30 de dezembro de 2010, artigo 18º, postergou-se essa data em um ano.

Devido à ausência de projetos de biomassa que totalizassem o montante previamente estipulado, incorreu-se em uma redistribuição dos valores contratados. Assim, do montante previsto de 3.300 MW, 1191,24 MW são advindos de 63 PCH's, 1422,92 MW são em projetos eólicos, e o restante, 685,24 MW são provenientes de 27 usinas a biomassa, perfazendo 3.229,4 MW contratados.

Para a segunda etapa do programa, que será iniciada após a entrada em operação dos projetos contemplados na primeira etapa, as alterações são referentes ao montante a ser contratado, que deixa de ser por quota de potência pré-determinada e passa a ser o critério de que as fontes alternativas sejam responsáveis pelo atendimento de 10% do consumo nacional após 20 anos da abertura do programa

Paralelamente, deve-se também atender à restrição que as fontes alternativas correspondam a 15% de toda contratação anual, até o fim do programa. Em relação aos prazos contratuais, há redução no prazo, passando dos 20 anos para 15 anos de contrato. Outro ponto contemplado para esta etapa é a possibilidade de utilização dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para reduzir a diferença entre o valor pago pela Eletrobrás e o valor econômico de cada fonte.

A Continuidade do PROINFA ainda permanece em dúvida, e até o momento de escrita desta dissertação, nenhum tipo de legislação acerca do tema foi oficializada ou debatida em audiência pública.

Alguns benefícios esperam ser atingidos com este programa, entre eles, a geração de empregos (estimativa de 150 mil distribuídos ao longo dos estados), o desenvolvimento tecnológico (com investimentos na indústria da ordem de 4 bilhões), energéticos, ambientais (redução de emissões de CO₂ da ordem de 2,8 milhões de toneladas ao ano) e econômicos (ELETROBRAS, 2011).

Em contraponto, algumas críticas são feitas com relação ao PROINFA, e indicam a necessidade de atenção quando do momento de formatação da segunda etapa prevista, se isto vier a ocorrer.

Podemos citar como exemplo, para o caso específico da biomassa, o fato de que, apesar de o programa prever a implantação de 1.100 MW provenientes de biomassa, apenas 62% do total foi atendido, estando essa ocorrência ligada à dificuldade de atendimento às exigências legais por parte dos empreendedores. Ao mesmo tempo, o valor piso de remuneração fixado para a biomassa, era em alguns, casos inferior ao valor obtido pelos empreendedores fora do PROINFA.

Outra exigência do programa que prejudicou em parte sua expansão dentro do cronograma foi a necessidade de atendimento ao índice de nacionalização de equipamentos, sendo que para alguns segmentos, a indústria de fornecedores nacionais ainda não estava preparada para atender a demanda na sua integralidade, e assim sendo, o índice acabou indo na contramão de seu objetivo.

Em relação à energia eólica, para a segunda fase do PROINFA, os contratos celebrados serão de 15 anos, contrapondo-se ao praticado nos leilões de reserva de 2009 (exclusivo para a energia eólica), 2010 e 2011 (para as fontes alternativas), onde o prazo contratual era de 20 anos.

Nesse sentido, a contratação pelo PROINFA no segmento eólico está condicionado pelas condições de oferta e demanda nos leilões, dado que, sob a ótica do empreendedor, a análise será balizada pelo trade-off entre prazo contratual, e preço praticado em cada contrato.

Ainda que exista a necessidade de revisão e aprimoramento de alguns pontos na estruturação de uma eventual segunda etapa do PROINFA, podemos afirmar que, através da primeira etapa do programa, foi possível incentivar os projetos renováveis bem como a cadeia de valor associada a cada fonte, e mesmo com seus pontos negativos levantados e a incerteza regulatória no tocante a sua continuidade, o PROINFA é um importante marco para as fontes alternativas, principalmente pela

demonstração do compromisso público em desenvolver estas fontes no longo prazo, mesmo que de maneira modesta.

4.2. Desconto nas tarifas de Distribuição/Transmissão

A lei 10.438 além de ter criado o PROINFA também realizou atualizações em outras leis anteriores, como é o caso da lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, atualizada em seu artigo 26 – inciso quinto, parágrafo primeiro, que em conjunto com a Resolução Normativa n. 77, de 18 de agosto de 2004, e outras resoluções, instituíram e regulamentaram a existência um fator de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, para empreendimentos hidrelétricos, e aqueles com base solar, eólica, biomassa, e cogeração qualificação, desde que os mesmos, tenham uma potência injetada menor que 30 MW.

Este percentual de redução tem o valor mínimo de 50%. Para obtenção da integralidade do desconto é necessário que o projeto tenha entrado em operação até o ano limite de 2003, sendo o mês deste ano variável para cada fonte, ou, que produza energia utilizando como insumo energético no mínimo 50% de biomassa proveniente de resíduos sólidos urbanos, ou biogás de aterro sanitário, ou resíduos vegetais/animais, ou lodos de estações de tratamento de esgoto, conforme Resolução Normativa ANEEL n. 271, de 03 de Julho de 2007. (ANEEL, 2007)

A absorção deste percentual de redução nos encargos de rede pode ser também estendida aos consumidores, todavia, seu efeito quantitativo se diferencia do

observado em agentes de geração. Este efeito será discorrido adiante ao tratamos dos consumidores especiais.

Algumas conclusões se fazem pertinentes nesse momento, com relação à análise desse mecanismo como forma de fomento às fontes alternativas, a saber:

- (i) Criação de preços diferenciados de mercado livre;
- (ii) Incentivo concomitante de oferta e demanda por renováveis;
- (iii) Modularização de parques;
- (iv) Entre as fontes renováveis, percepção diferenciada deste benefício de acordo com a diferenciação de valor das tarifas de uso de rede cada distribuidora de energia;
- (v) Incentivo à migração ao mercado livre para pequenos consumidores, (isolados ou em comunhão).

No tocante ao item (iii) supracitado, é notória a modularização que os projetos recebem em função do desconto de uso de rede, principalmente para projetos eólicos onde é simples segmentar o conjunto de aerogeradores em agrupamentos menores, limitados a 30 MW de potência injetada.

Entretanto, para termelétricas a biomassa, a segmentação do projeto em módulos menores pode implicar em investimentos desnecessários e/ou redundantes, apenas para atender ao requisito regulatório. A realização destes investimentos encarece o preço da energia do empreendimento, prejudicando a competitividade dos mesmos.

Concomitantemente, outro reflexo do fato de existir uma limitação de potência injetada é o não aproveitamento ótimo do potencial energético, onde sob o ponto de vista financeiro, o empreendedor pode optar por instalar uma capacidade menor em vistas a usufruir do benefício do desconto na TUSD.

Paralelamente, podemos observar também uma consequência fiscal indireta advinda da modularização dos projetos, uma vez que limitados ao valor de potência supracitado, e considerando os preços de energia praticados atualmente, provavelmente o projeto poderá optar pelo regime de tributação em Lucro Presumido.

Uma vez que os valores de receita bruta anual são usualmente inferiores a 48 milhões de reais, pela sistemática instituída no Regulamento do Imposto de Renda – artigos 516 a 528, há possibilidade do enquadramento supracitado. Em termos práticos, o que se observa é que a parcela relacionada a alguns tributos é geralmente diminuta em relação à opção por Lucro Real.

A luz da análise do investidor, há necessidade de um estudo mais aprofundado, realizando a otimização tributária do projeto considerando todos os parâmetros intervenientes no resultado final, como por exemplo, utilização de créditos, a realização da depreciação acelerada dos ativos, uso de programas federais de incentivo ao desenvolvimento de infraestrutura (REIDI).

Vale ressaltar que a escolha entre regimes tributários, para as faixas de faturamento citadas, não é mandatória, sendo este o ponto onde se configura a real vantagem fiscal destes projetos.

4.3. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

No Artigo 13º da lei 10.438 criou-se a CDE, com posterior revisão pelas leis 10.762 e 10.848 de 15 de março de 2004. Sua regulamentação veio através dos decretos 4.541 de 23 de dezembro de 2002 e 4.970 de 30 de janeiro de 2004. O intuito da criação da CDE é desenvolver energeticamente os estados, aumentar a competitividade de fontes como a eólica, PCH's, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica no território nacional.

Sob a luz do objetivo desta dissertação, a CDE faz-se importante na medida em que está fortemente relacionada com a remuneração da segunda etapa do PROINFA, sendo que, seus recursos serão utilizados para mitigar a diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor recebido da Eletrobrás aos projetos qualificados. Entre outros pontos, limita-se o repasse de 30% do valor total anual da CDE para cada fonte contemplada e a conta possui uma duração de 25 anos.

O Impacto da CDE para as fontes alternativas, para fins de PROINFA, poderá ser vislumbrado após o final de 2011, em caso de início da segunda etapa do programa, até a presente data, a CDE tem impacto mais significativo nas térmicas movidas a carvão mineral nacional, reembolsando para estes projetos em até 100% do combustível primário e secundário utilizados na geração de energia elétrica, sendo que, até o presente momento, 5 usinas deste tipo contam com este benefício. (ELETROBRAS, 2011).

Das usinas que usufruem deste benefício duas são da empresa Tractebel (Charqueada e Jorge Lacerda), duas da Eletrobrás (São Jerônimo e Presidente Médici) e uma da Copel (Figueira).

O orçamento previsto para a CDE em 2011 é de aproximadamente 615 milhões de Reais. (MME, 2011)

No âmbito das fontes alternativas, como ainda não há formalização da existência de uma segunda fase do PROINFA, este instrumento não será analisado para fins do estudo de caso realizado a posteriori.

4.4. O Consumidor Especial

Pelo lado da demanda, também foram colocados mecanismos que auxiliaram na expansão das fontes alternativas, como é o caso da figura do consumidor especial, o qual possui carga maior que 500 kW e menor que 3.000 kW, isoladamente ou em comunhão de interesse de fato ou de direito, em qualquer nível de tensão.

A figura do Consumidor especial tem seu embasamento regulatório através da consolidação das leis 9.427 de 1996, 9.648 de 1998, 10.438 de 2002, 10.762 de 2003 e pelo decreto 5.163 de 2004.

A figura do consumidor especial é semelhante à do consumidor livre, sendo este um agente que atua no Ambiente de Contratação Livre e realiza a contratação de sua carga através de contratos bilaterais de energia. A relação entre a figura do consumidor especial e as fontes alternativas é o fato de que o consumidor especial possui a obrigação de que o atendimento do seu consumo seja realizado através de contratos advindos de empreendimentos de geração de fontes alternativas, o que

auxilia na necessidade de oferta dessas fontes para atender ao número cada vez mais crescentes destas figuras de mercado.

Diferentemente dos consumidores livres a transição entre os ambientes de contratação para os consumidores especiais, é relativamente menor, sendo o prazo de carência 180 dias, diferente dos 5 anos praticados para os clientes livres. Também, pelo fato da obrigatoriedade de atendimento da carga por fontes alternativas, o consumidor especial, com o advento da Resolução Aneel n 77/2004 passou a usufruir de desconto nas tarifas de uso da rede de distribuição/transmissão.

No caso onde os consumidores especiais obtêm esse incentivo, a aplicação do percentual de redução nas tarifas de rede é análogo ao realizado para os geradores, entretanto seu efeito quantitativo final é distinto, uma vez que o percentual aplica-se apenas a uma parcela da tarifa paga pelo uso de rede.

A tarifa paga por uso da rede, por parte dos consumidores, é segmentada em duas parcelas, uma denominada TUSD Demanda e outra TUSD Encargos. O percentual é aplicado apenas ao primeiro componente, e mesmo assim, parte deste componente não está sujeito a desconto.

A consequência dessa metodologia é o fato de que, apesar de o desconto bruto para o consumidor ser limitado inferiormente a 50%, em termos de percepção real de alívio no custo de rede, encontra-se uma alíquota líquida menor que esse percentual, usualmente em torno de 30% sobre o valor global dos custos de rede.

Para exemplificar o argumento exposto, tomemos como exemplo o caso de um consumidor especial A2²⁰ e de um gerador na área de concessão da CPFL Paulista, com tarifas regulamentadas pela Resolução Homologatória 1.130 de 5 de Abril de 2011 (ANEEL, 2011), conforme o Figura 4.2 abaixo:

²⁰

Consumidor conectado em tensão na faixa de 88 a 138 kV

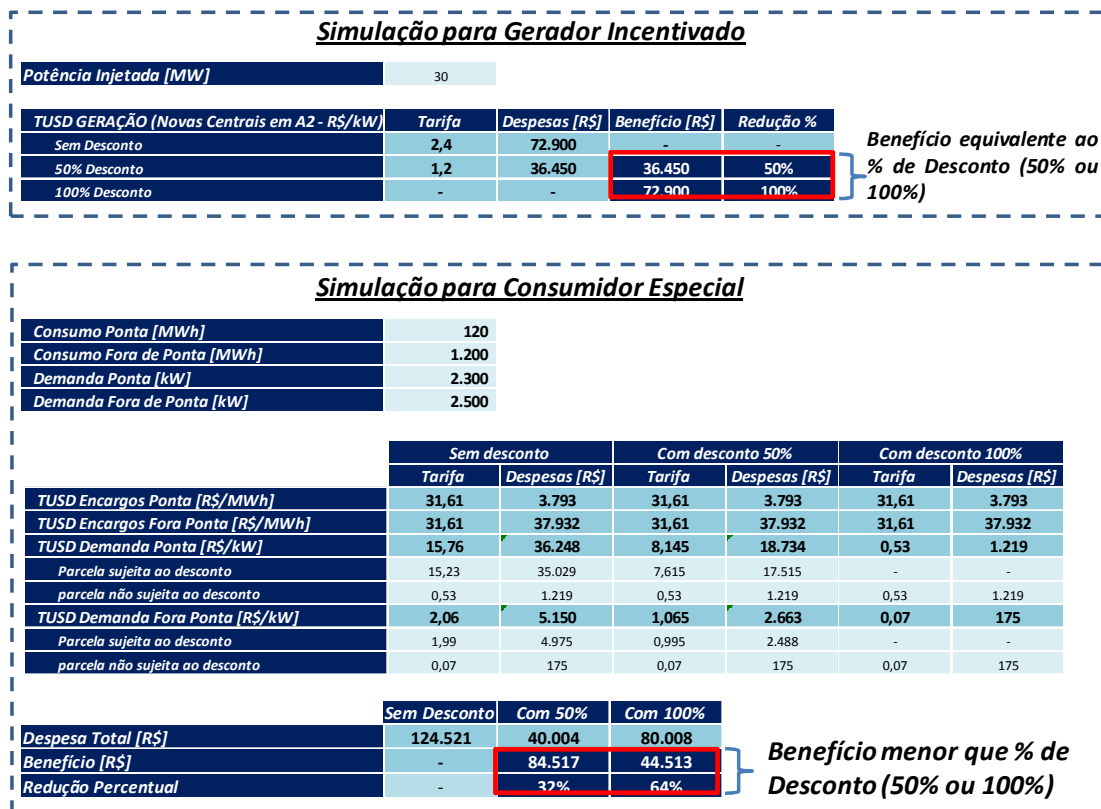


Figura 4.2 – Simulação Desconto TUSD (Consumidor Vs Gerador)

Pela observação da Figura 4.2, observamos que para o caso do Consumidor Especial, há uma redução inferior em termos de despesa real com encargos de uso de rede, diferentemente do caso de um agente de geração.

Um impacto interessante da absorção do desconto no encargo de rede é a criação de preços de mercado distintos, para energia convencional (sem desconto), e para energia incentivada (preços associados a energia com 50% e 100% de desconto).

A partir de 2009, com a promulgação da lei 11.943 de 28 de maio de 2009, através de seu artigo 17, alterou-se a Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996 e ampliou-

se o limite de potência associada às fontes alternativas que atendem aos consumidores especiais.

Dessa maneira, a partir da vigência desta lei, o consumidor especial passou a ter como opção celebrar contratos com empreendimentos de fontes alternativa com potência injetada limitada a 50 MW. Concomitantemente, apesar de expandir a oferta para os consumidores especiais, o uso de desconto de rede não se aplica neste caso, bem como, a sua contratação fica limitada a 49% da energia que for produzida por estes empreendimentos. (BRASIL, 2009)

É notório que o consumidor especial auxilia na criação de demanda por fontes alternativas, mas ao mesmo tempo essa demanda não está associada a um sinal expansionista de longo prazo, uma vez que o prazo diminuto de migração de ambientes de contratação pelo consumidor é reduzido, inserindo um fator de volatilidade na demanda.

É interessante considerarmos também, em relação à demanda potencial do mercado de energia para os consumidores especiais, a condição de comunhão de cargas, o que abre um leque significativo de novos agentes entrantes, tais como, redes de supermercados, agências bancárias, entre outros, aumentando o volume de negociações no mercado livre.

A possibilidade de inserção destes novos agentes em comunhão está condiciona a necessidade de que os mesmos estejam localizados de maneira contígua, ou que possuam o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ).

4.5. Isenção do Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

O encargo de P&D foi estabelecido em 24 de julho de 2000 através da lei 9.991, e busca desenvolver projetos de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento tecnológico, dado um fundo obrigatório composto de um percentual da receita operacional líquida das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor elétrico.

Com o advento da Lei 10.438, alterou-se o artigo segundo da lei 9.991 e os empreendimentos de geração através de fontes eólica, biomassa, solar, PCH's e cogeração qualificada passaram a aproveitar da isenção deste encargo, visando reduzir o resultado final da tarifa de interesse para retorno de empreendimentos.

Dessa maneira, o encargo que representaria uma alíquota de 1% sobre a receita operacional líquida, para os projetos de fontes alternativas, é inexistente.

Sendo esta dedução um alívio associado a um encargo setorial e não um benefício tributário, a isenção do mesmo para os projetos de fontes alternativas não implica em atendimento aos requisitos de regime de tributação, e pode ser somado ao benefício total do projeto independente da opção de regime tributário.

Entretanto, como o valor financeiro de alívio deste encargo é parametrizado pelo valor da Receita Operacional Líquida, e esta é obtida através de deduções que variam de acordo com o regime tributário escolhido, o benefício financeiro deste mecanismo é variável.

4.6. Leilões de Contratação de Energia

Na base da legislação do Novo Modelo, foram criados os Leilões de Energia, visando atender à um dos pilares de sustentação deste modelo, a modicidade tarifária. Como citado previamente, com relação às fontes alternativas, há dois tipos distintos de contratação específica, através dos Leilões de Reserva (LER) e dos Leilões de Fontes Alternativas (LFA).

O primeiro leilão específico para fontes alternativas foi um LFA e deu-se em 18 de junho 2007, com vistas à contratação de termoeletricas movidas a biomassa, centrais eólicas e PCH's. Os contratos foram negociados na modalidade quantidade para as PCH's, e na modalidade disponibilidade para o restante dos projetos.

Os contratos tinham início de suprimento em 01 de janeiro de 2010, vigência de 15 anos para a modalidade disponibilidade e 30 anos para a modalidade quantidade.

Participaram do leilão 36 empreendimentos, e o resultado consolidou a inserção de 638,64 MW de potência instalada, sendo deste montante, 511,9 MW a partir de biomassa de cana-de-açúcar, 30 MW a partir de criadouros agrícolas, e 96,74 MW de PCH's. Esse montante de potência contratada perfaz 186 MW médios de energia.

Esse montante de potência representa 140 MW médios de energia através de biomassa e 46 MW médios de energia através de PCHs.

O valor médio global de contratação foi de 138,44 R\$/MWh, 139,58 R\$/MWh apenas para os projetos termoeletricos e 134,99 R\$/MWh para as PCHs, todos na data base de realização do certame, isto é, junho de 2007. Os valores reajustados mensalmente por IPCA, até a data base de setembro de 2011 perfazem 173,56 R\$/MWh, 174,98 R\$/MWh e 169,23 R\$/MWh, respectivamente.

Em 14 de agosto de 2008 foi realizado o primeiro LER, voltado para a contratação exclusiva de empreendimentos movidos a biomassa, negociando dois produtos por disponibilidade, ambos com vigência de 15 anos, mas um com contratação para início de entrega em 2009 e outro em 2010, sendo que.

Em ambos os produtos existia a opção de realizar a venda de energia de maneira escalonada, isto é, negociando montantes diferenciados nos 3 primeiros anos, visando adequar a relação comercial com as características físicas de empreendimentos deste tipo.

Em termos de auxílio ao desenvolvimento de projetos em fontes alternativas, o primeiro LER gerou a oportunidade de comercialização da energia em um ambiente de competição exclusivo de agentes movidos à biomassa, tornando, naquele momento, mais racional a competitividade e proporcionando ambiente isonômico.

Participaram do leilão 44 projetos, das quais 31 negociaram energia, totalizando a contratação de 2.379,40 MW, sendo 229,50 MW para o produto 2009 e 2.149,90 MW para o produto 2010. A energia que será produzida através dos 31 projetos é de 548 MW médios.

Os preços médios de negociação, na data base de realização do leilão, foram de 155,64R\$/MWh ou 157,35 R\$/MWh para o produto 2009 e 155,53 R\$/MWh para o produto 2010. Considerando a correção mensal pelo IPCA, até a data base de setembro de 2011, os preços são de 181,82 R\$/MWh, 183,82 R\$/MWh e 181,69 R\$/MWh.

Uma observação interessante acerca do primeiro LER é que apenas um empreendimento que negociou energia não utilizava bagaço de cana como insumo, ao mesmo tempo, esse projeto foi o único da região Nordeste brasileira.

Em 14 de dezembro de 2009, ocorreu o segundo LER, agora voltado para contratação de centrais eólicas, através de contratos por quantidade com início de entrega em julho de 2012 e vigência de 20 anos.

Participaram do leilão 339 usinas que perfaziam 10.005 MW instalados. O resultado foi a contratação de 1.805,7 MW de potência, ou 753 MW médios de energia.

Os preços médios, na data base de realização do LER e na data base de setembro de 2011, reajustado mensalmente por IPCA, são de 148,39 R\$/MWh e 164,11 R\$/MWh, respectivamente.

Um ponto importante do primeiro leilão dedicado a centrais eólicas foi a consideração de instrumentos de mitigação de risco de geração no instrumento contratual, possibilitando a compensação de montantes entre períodos anuais e quadrienais.

Quando do momento do certame, ainda era diminuta a base de dados disponível para sustentar uma análise de risco robusta, e a inserção de tais mecanismos possibilitou flexibilizar a rigidez contratual.

O terceiro LER foi realizado nos dias 25 e 26 de agosto de 2010, e foi dividido em 3 fases, as duas primeiras negociaram contratos para termelétricas a biomassa com início de suprimento em 2011 e 2012, e a terceira fase negociou os contratos de PCHs, termelétricas a biomassa e centrais eólicas, com início de suprimento em 2013.

A vigência dos contratos era de 15 anos para termelétricas a biomassa, 20 anos para projetos eólicos e 30 anos para PCHS. Todos os contratos foram realizados na modalidade quantidade de energia.

Ressalva-se que, para a 3ª fase do certame, não havia competição entre os agentes de fontes distintas, isto é, havia um produto para cada fonte.

O 3º LER realizou a contratação de 647,9 MW de termelétricas a biomassa, 30,5 MW de PCHs e 528,2 MW de projetos eólicos, que resultam em 168,3 MW médios, 21,7 MW médios e 255,1 MW médios, respectivamente.

Os preços médios praticados, na data base do certame, foram de 145,27 R\$/MWh para termelétricas a biomassa, 130,72 R\$/MWh para PCHs e 122,69 R\$/MWh para projetos eólicos. Estes preços reajustados mensalmente por IPCA até a data base

de setembro de 2011 representam, respectivamente, 155,25 R\$/MWh, 139,71 R\$/MWh e 131,12 R\$/MWh.

O preço médio global do certame, foi de 131,62 R\$/MWh, e corrigido mensalmente por IPCA até setembro de 2011 foi de 140,66 R\$/MWh.

Também, em 2010 realizou-se o segundo LFA, concomitantemente ao terceiro LER, no dia 26 de agosto de 2010. O certame foi realizado para dois produtos simultâneos, um para PCHs, e outra para centrais eólicas e termelétricas a biomassa.

Os contratos para o produto PCH foram realizados na modalidade quantidade, com início de suprimento em janeiro de 2013 findando em dezembro de 2042. Os contratos de termelétricas a biomassa e projetos eólicos foram realizados na modalidade disponibilidade, com início de suprimento em janeiro de 2013, e vigência de 20 anos, até dezembro de 2032.

Diferentemente do 3º LER, no 2º LFA inseriu-se a competição entre a fonte eólica e biomassa.

Os Resultados demonstraram a contratação de 101 MW de potência através de PCHs e 1.519,6 MW de potência eólica e 65 MW de potência de termelétricas através de biomassa, que representaram de 48,1 MW médios, 643,9 MW e 22,3 MW médios, respectivamente, de energia.

Os preços de médios de contratação, na data base de negociação do certame, foram de 146,98 R\$/MWh para o produto quantidade (PCHs) e 134,23 R\$/MWh para o produto disponibilidade.

Uma única termelétrica a biomassa negociou energia no certame e seu preço de venda foi de 137,92 R\$/MWh, sendo assim, expurgado o efeito desta unidade, o preço médio exclusivo dos projetos eólicos foi de 134,10 R\$/MWh.

Os preços médios reajustados mensalmente pelo IPCA, para a data base de setembro de 2011, representam 157,08 R\$/MWh para o produto quantidade (PCHs),

143,36 R\$/MWh para o produto disponibilidade, 147,40 R\$/MWh para o único projeto de biomassa, e 143,32 R\$/MWh para os projetos eólicos.

Por fim, em 18 de agosto 2011 foi realizado o 4º LER, onde foram negociados contratos na modalidade quantidade para projetos termelétricos a biomassa e projetos eólicos, com início de suprimento em 2014 e vigência de 20 anos.

A contratação total do leilão foi de 1.218,1 MW por um total de 41 empreendimentos, perfazendo 589,3 MW médios. Do total, 861,1 MW foram de projetos eólicos e 357 MW de termelétricas a biomassa, representando 422,1 MW médios e 38,3 MW médios, respectivamente.

Os preço médio de contratação, na data base de setembro de 2011, foi de 99,61 R\$/MWh, sendo que, o preço médio exclusivo dos projetos eólicos foi de 99,54 R\$/MWh e dos projetos termelétricos foi de 100,40 R\$/MWh.

A Figura 4.3 abaixo apresenta um resumo dos resultados dos Leilões.

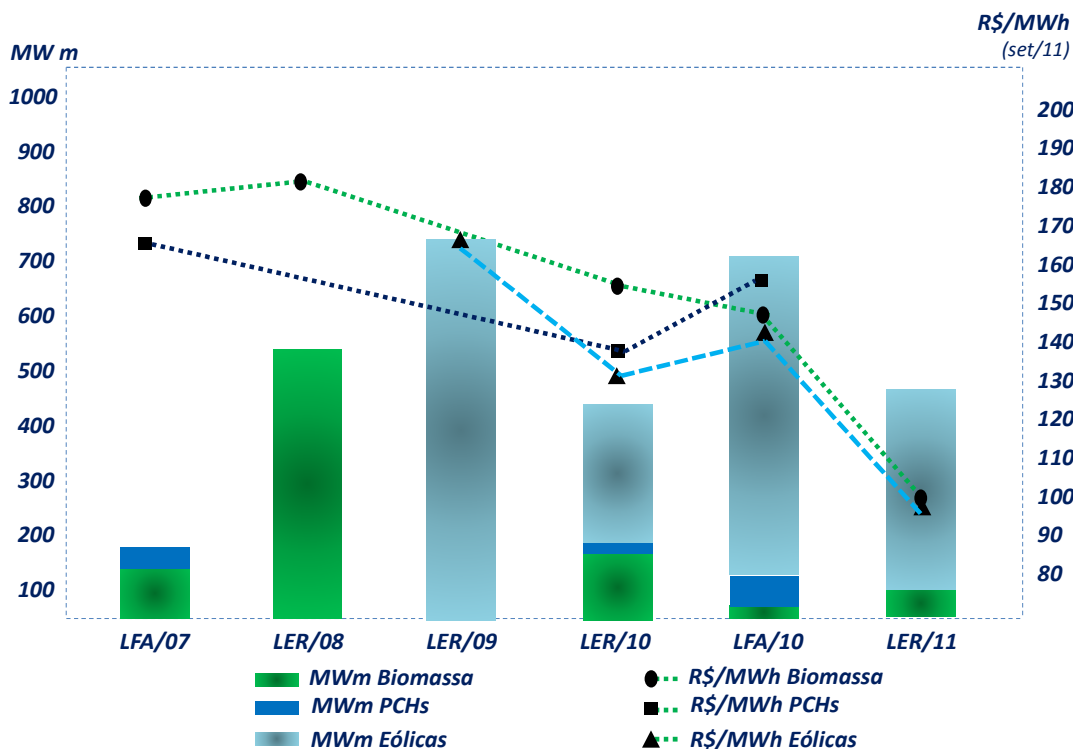


Figura 4.3 – Resumo dos Resultados dos LER's e LFA's

Pela Figura 4.3 podemos extrair que o montante de energia teve um acréscimo significativo após o primeiro LFA, e observa-se ao mesmo tempo a queda média dos preços de energia, especialmente para a fonte eólica.

Concomitantemente, uma análise mais detalhada mostra que, apesar do preço de venda das termelétricas a biomassa no 3º LER ter apresentado uma queda brusca, a quantidade de energia foi diminuta em relação ao potencial de oferta habilitada.

Em suma, podemos concluir que os mecanismos dos leilões de reserva e de fontes alternativas auxiliam as fontes alternativas na medida em que mitigam a diferença de competitividade observada entre estas fontes e as fontes convencionais de energia e as fontes renováveis.

Parte dessa lacuna pode ser mitigada nestes leilões pela competição restrita à agentes com características semelhantes e pela inserção de características contratuais que se adequam ao perfil de produção de cada fonte alternativa, auxiliando na mitigação de risco e atração de investidores.

Ao mesmo tempo, com relação ao futuro dos leilões, uma ideia debatida inclui a regionalização dos leilões, visando incorporar as diferenças regionais que podem impactar a tarifa de venda que torna o investimento atrativo.

Ao mesmo tempo, os mecanismos que regem os leilões de energia nova podem prejudicar a competitividade das fontes alternativas, como por exemplo, não incluindo o valor agregado real da biomassa na contabilização dos índices de competitividade dos leilões (CASTRO, 2009).

4.7. Linhas de Crédito Especiais

Convergindo com o interesse regulatório em gerar mecanismos que auxiliam na atratividade das fontes alternativas por parte dos investidores, alguns bancos desenvolveram linhas especiais de crédito para projetos associados às fontes alternativas de energia.

Desde a criação das principais leis que fomentam as fontes alternativas, as linhas de crédito existentes para estes projetos sofreram alterações, principalmente devido à influência das variáveis associadas às tratativas bancárias, bem como pela oscilação da conjuntura econômica no decorrer do tempo.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal entidade de fomento destes projetos, desde sua atuação no PROINFA, passou a flexibilizar os parâmetros de suas operações, especialmente no tocante à simplificação das garantias exigidas, o aumento do prazo de amortização e do percentual financiável (BERMANN, 2007).

Paralelamente, pode-se observar que as operações tornaram-se mais próximas da uma estrutura de *Project Finance*, especialmente para os projetos que comercializaram energia nos leilões de energia.

No presente trabalho, iremos nos deter nas condições existentes na data de publicação deste trabalho, não entrando no mérito do detalhamento das alterações decorridas ao longo do tempo.

A seguir são descritas os principais parâmetros que compõem uma estrutura de financiamento e as linhas nacionais existentes em âmbito nacional com maior expressividade.

Os bancos escolhidos para realizar o estudo desta dissertação são o BNDES e o Banco do Nordeste Brasileiro (BNB), e será realizado um comparativo entre as condições existentes para projetos de energia convencional e projetos de fontes alternativas.

O BNB teve seu destaque principalmente devido às condições ofertadas aos projetos eólicos que foram inseridos na região Nordeste.

Alguns bancos estaduais podem ter linhas específicas para fomento de projetos de energia renovável, mas as condições associadas às linhas de créditos são específicas e não serão foco de estudo desta dissertação.

Algumas definições relativas às linhas de crédito oferecidas são importantes, a saber

- (i) Montante Principal: comumente denominado apenas “Principal”, é o montante financeiro que reflete o capital financiado sem a adição dos juros.
- (ii) Indexador: é o índice ao qual a taxa de juros total está parametrizada, usualmente utiliza-se a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), mas há possibilidade de utilizarmos qualquer outro indicador, como por exemplo, índices de inflação ou taxas interbancárias.
- (iii) Spread: é o juro adicional cobrado pelas instituições financeiras envolvidas no processo, que simplificarmente pode ser entendido como a diferença no valor de captação do banco e valor cobrado ao tomador de crédito.
- (iv) Período de Carência: Período em que o agente tomador de recursos (agente financiado) é isento da necessidade de quitação do capital e juros financiados. Há possibilidade de, no mesmo contrato, termos períodos de carência diferenciados para a quitação dos juros e do principal.
- (v) Período de Amortização: Período de duração da quitação do financiamento, isto é, o espaço de tempo em que o agente financiado deverá quitar suas parcelas de dívida.

A seguir temos um breve descritivo destes parâmetros para os bancos citados, para as condições relacionadas às fontes alternativas, bem como para as fontes convencionais.

4.7.1 BNDES

Para projetos que representam volumes financeiros acima de 10 milhões de reais o produto do BNDES que pode ser utilizado denomina-se FINEM, e dentro deste produto há a segmentação em linhas de crédito distintas para cada setor econômico.

Em termos de Setor Elétrico, estão disponíveis as linhas de Distribuição, Geração (hidrelétricas, termoelétricas, nuclear, e cogeração a gás ou óleo), Transmissão, e uma específica para Energias Alternativas.

Para o escopo desta dissertação será detalhada a linha do FINEM associada às Energias Alternativas, que busca desenvolver projetos associados à diversificação da matriz energética nacional e que contribuam para a sua sustentabilidade, ao mesmo tempo, a título de vislumbrar as vantagens dessa linha de crédito, será feita a comparação dos parâmetros com a linha associada à geração de energia.

Os projetos que podem ser enquadrados na linha de Energias Alternativas incluem a bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar e outras energias alternativas, com administração no País, controle nacional ou estrangeiro, públicas ou privadas.

Para realizar a captação, o agente tomador pode optar por realizar a operação diretamente com o BNDES, ou ser intermediado por uma instituição financeira credenciada. Dada esta escolha, haverá alteração no montante de juros cobrados, uma vez que há necessidade de remunerar a intermediação realizada pela instituição financeira.

A taxa de juros para a linha de energias alternativas é distinta para cada tipo de operação, direta ou indireta, uma vez que há transferência em termos de risco de crédito para a segunda alternativa, alocando-se o risco de crédito para a instituição financeira intermediadora.

Para condições de apoio direto ou indireto do BNDES, a taxa de juros possui como indexador a TJLP, sendo que, para operações diretas, há o acréscimo de um percentual relacionado à remuneração básica do BNDES e à taxa de risco de crédito.

Em caso de opção por apoio indireto, além do indexador TJLP e do acréscimo por remuneração básica do BNDES, é acrescido um valor de intermediação financeira, e um valor de remuneração da instituição intermediadora.

Em termos de valores, para a data de publicação desta dissertação, temos as seguintes condições, de acordo com a Tabela 4.2

Tabela 4.2 – Taxa de Juros Produto FINEM Linha Energias Alternativas

<i>Apoio Direto</i>	
Indexador	TJLP
Remuneração Básica BNDES	0,90%
Risco de Crédito	até 3,57%
<i>Apoio Indireto</i>	
Indexador	TJLP
Remuneração Básica BNDES	0,90%
Taxa de Intermediação	0,50%
Remuneração Instituição Financeira	Negociada

Ressalva-se que a taxa de intermediação financeira é pertinente apenas para o caso de grandes empresas.²¹ Dado o porte dos projetos em fontes alternativas, e as considerações fiscais percorridas a priori, é provável que esta taxa não se aplique aos projetos de fontes alternativas.

Em termos de percentual de participação do BNDES no investimento, pratica-se o valor de 80% dos itens financiáveis. Para casos de projetos termelétricos movidos a biomassa que utilizem caldeira com pressão maior ou igual a 60 bar o valor de participação chega a 90% dos itens financiáveis.

Para os prazos de amortização, há possibilidade de amortizar a dívida ao longo de até 16 anos.

As garantias exigidas pelo BNDES podem ser em forma de hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, fiança, aval e vinculação ou cessão sob a forma de Reserva de Meios de Pagamento (entre outras possibilidades, de receitas oriundas de transferências federais), mas em geral, para condições de apoio direto, define-se o instrumento de garantia após a análise do projeto e do solicitante pelo BNDES.

Para uma operação indireta, como o risco de crédito é percebido entre a instituição financeira e o solicitante, as garantias são negociadas entre estes agentes.

A diferenciação entre a linha de Energias Renováveis e a linha de Geração de Energia em geral está no valor do custo financeiro (juros) e no valor máximo financiável.

Em respeito ao custo financeiro, a parcela de remuneração básica do BNDES, para projetos térmicos a carvão ou óleo é ampliada para 1,8% a.a., bem como a parcela do custo financeiro fica composto por 50% indexado a TJLP e 50% a TJ-462, taxa de juros associada a medida provisória 462, representada pela própria TJLP acrescida a 1% ao ano.

Os valores citados acima podem variar de acordo com o tipo de projeto e o insumo energético utilizado. A Tabela 4.3 abaixo resume estes parâmetros.

²¹ Receita Operacional Bruta maior que R\$ 300 milhões.

Tabela 4.3 – Custo Financeiro Geração

<i>Apoio Direto (exceto carvão e óleo)</i>	
Indexador	TJLP
Remuneração Básica BNDES	0,90%
Risco de Crédito	até 3,57%
<i>Apoio Indireto (exceto carvão e óleo)</i>	
Indexador	TJLP
Remuneração Básica BNDES	0,90%
Taxa de Intermediação	0,50%
Remuneração Instituição Financeira	Negociada
<i>Apoio Direto (carvão e óleo)</i>	
Indexador	$50\% \text{ TJLP} + 50\% * (\text{TJLP} + 1\%)$
Remuneração Básica BNDES	1,80%
Risco de Crédito	até 3,57%
<i>Apoio Indireto (carvão e óleo)</i>	
Indexador	TJLP
Remuneração Básica BNDES	0,90%
Taxa de Intermediação	0,50%
Remuneração Instituição Financeira	Negociada

Quanto ao máximo valor de participação do BNDES, para os projetos convencionais citados esta parcela é minorada para 60% do valor total do investimento, para projetos que utilizam carvão ou óleo, e até 80% dos itens financiáveis para outros projetos de geração.

Os prazos de amortização são diferenciados para cada tipo de projeto, variando de 20 anos para projetos nucleares e hidrelétricos (com capacidade instalada maior ou igual a 1.000 MW, 16 anos para hidrelétricas com capacidade instalada de 30 MW até 1.000 MW, e 14 anos para termelétricas.

Além da linha de financiamento descrita acima, para projetos de energia renovável, o BNDES, no momento de criação do PROINFA, disponibilizou uma linha de financiamento específica para os projetos inseridos no programa.

Uma vez que, os projetos enquadrados na primeira fase do PROINFA já estão definidos, essa linha específica foi destinada apenas a estes projetos, e ainda não há definição do que será estruturado para a segunda etapa.

Para título de esclarecimento dos condicionantes desta linha, resumidamente temos que, o custo financeiro é de TJLP + 3,5% a.a. para operações diretas, ou TJLP + 2% + Remuneração do intermediador, no caso de operações indiretas, o prazo da operação é de 12 anos, com carência de 6 meses após a entrada em operação, e 80% dos itens financiáveis. (BERMANN, 2007)

4.7.2 Banco do Nordeste Brasileiro (BNB)

O Banco do Nordeste possui atuação semelhante à do BNDES e vislumbra principalmente desenvolver os projetos concentrados na região Nordeste brasileira, proporcionando condições diferenciadas para os projetos que possuam potencial para desenvolver regiões economicamente menos desenvolvidas.

Nas suas operações de crédito, o BNB utiliza recursos advindos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste e o Desenvolvimento Regional (FNE), criado em 1988, através da Constituição Federal.

Dentre os programas existentes dentro do fundo, o que se enquadra para projetos de geração de energia é o Programa de Financiamento à Infra-estrutura Complementar da Região Nordeste (PROINFRA).

Podem pleitear esta linha de crédito pessoas jurídicas e firmas individuais, consórcios, empresas públicas não dependentes de transferências financeiras do poder público que obtenham subsídio através da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE).

Diferentemente do BNDES, os prazos de amortização são parametrizados em função do cronograma físico-financeiro do projeto, limitado a 12 anos, incluindo-se 4 anos de carência. Para projetos localizado na região do semi-árido, em municípios de Baixa Renda, pode ser considerado o prazo de 15 anos, incluídos 5 anos de carência.

Com relação às taxas de juros, são praticadas taxas fixas, variando de 6,75% para microempresas até 10% para grandes empresas. A condição de taxa fixa é importante no sentido de mitigar a exposição a variações em indexadores.

Um ponto importante do BNB é associado ao bônus sobre os juros oferecido para o cliente que realizar a amortização sem atrasos, sendo este de 25% para projetos no semi-árido e 15% para outros projetos.

O limite de participação do BNB é variável de acordo com o porte da empresa, sendo de 100% para micro empresas e empresas de pequeno porte, de 80% a 95% para empresas de médio porte, e de 65% a 90% para empresas de grande porte.

Faz-se importante observar que a classificação acerca de porte da empresa, para as condições de liberação por parte do BNB é distinta da classificação adotada pelo BNDES. Dessa maneira, micro empresas possuem faturamento bruto anual até R\$ 240.000, pequenas empresas entre R\$ 240.000 e R\$ 2.400.000, média empresa entre R\$ 2.400.000 e R\$ 35.000.000, e grande empresa, acima deste valor.

O BNB não possui uma linha de crédito específica para as fontes alternativas, entretanto, seu crédito está condicionado a projetos na região Nordeste, onde há forte presença de projetos eólicos. Concomitantemente, para projetos encontrados na região

semi-árida, há possibilidade de incorporar benefícios específicos, onde em uma comparação que considere esses efeitos sobrepostos, o BNB pode representar um benefício para o projeto.

4.8. Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI

O REIDI foi criado pela Lei 1.488 de 15 de Junho de 2007, e regulamentado pelo Decreto 6.144 de 3 de julho de 2007. O REIDI busca incentivar projetos em infraestrutura e fomentar a expansão da matriz industrial nacional. A seguir, resumem-se os principais pontos que interferem na análise realizada neste trabalho. (BRASIL, 2007)

Pelo artigo segundo, fica caracterizado que é beneficiária do REIDI a pessoa jurídica que tenha projeto aprovado de infraestrutura em diversos setores, entre estes, o de energia, desde que a pessoa jurídica não seja optante pelo sistema SIMPLES ou Simples Nacional e desde que possua regularidade fiscal perante suas obrigações com a Receita Federal do Brasil.

Pelo artigo terceiro, estabelece-se que para o caso de venda ou importação de máquinas, aparelhos, instrumentos, equipamentos novos e materiais de construção, que sejam destinados ao ativo imobilizado fica suspensa a exigência de PIS/COFINS. O benefício é válido para as aquisições realizadas durante 5 anos contados a partir da habilitação

Ressalva-se que, no caso de geradores, em termos de regime tributário a escolha usualmente far-se-á entre o regime de lucro presumido ou lucro real, com exposto a priori, sendo que uma das diferenças entre os mesmos é a alíquota a ser paga referente à contribuição de PIS/COFINS, bem como a base a ser aplicada a esta alíquota.

No caso de enquadramento pelo REIDI concomitantemente à opção por regime tributário em lucro real, deve-se atentar para o fato de impossibilidade de obtenção de créditos de pis/cofins relacionados à depreciação do ativo, uma vez que os mesmos já foram absorvidos de maneira imediata pelo uso do REIDI.

Apesar de não ser um mecanismo exclusivo às fontes alternativas, este regime tem significativa importância para proporcionar a viabilidade destes projetos, e por esse motivo, optou-se por detalhá-lo neste trabalho.

Simplificadamente, em relação à análise do investidor, quando há adesão neste regime, o REIDI beneficia a rentabilidade do projeto na medida em que reduz o montante total de investimento, abatendo grande parte da parcela referente ao PIS/COFINS incluso nos equipamentos e máquinas adquiridos.

Em termos de fluxo financeiro, dado que há diminuição do desembolso na início da vida do projeto, há favorecimento da rentabilidade do projeto de forma mais preponderante do que se este benefício fosse obtido ao longo da operação do projeto.

4. 9. Créditos de Carbono

Desde o início da década de 1990, começou-se a dedicar mais atenção aos problemas associados ao desenvolvimento amparado por economias que não fossem ditas de baixo carbono, isto é, com baixa emissão de carbono e outros poluentes.

A partir da criação da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, durante a conferência ECO-92, criou-se o mercado de carbono em 1997, com o objetivo de alcançar a estabilidade de concentração de gases de efeito estufa (GEE), através de um mecanismo de mercado. Este mecanismo só tomou corpo efetivo em 2005.

Com o estabelecimento do Protocolo de Quioto, visando estabelecer normas ambientais de anuência internacional, e a criação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), foi possível estabelecer um mecanismo que possibilitasse a comercialização de créditos de carbono no mercado internacional.

Em termos de mercado de carbono, o Brasil participa apenas através do MDL, que por sua vez é o único instrumento de mercado permitido pelo Protocolo de Quito para países em desenvolvimento.

A certificação de um projeto no MDL permite a comercialização das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), e deve basicamente atender ao requisito de que a inserção do projeto deve proporcionar reduções de emissões adicionais às que ocorreriam na ausência do mesmo, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo, impactando na mudança do clima. (MCT, 2011)

Segundo o Ministério de Ciência e Tecnologia, para a certificação do projeto, e conseguinte emissão dos RCEs, deve-se percorrer 7 etapas, a saber:

- (i) Elaboração do Documento de Concepção do Projeto (DCP): descritivo do projeto e demonstrativo da adicionalidade da atividade do projeto.
- (ii) Validação: etapa onde um avaliador independente avalia o atendimento aos requisitos do MDL. Para o Brasil, o avaliador é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Os critérios de avaliação são:
 - a. Contribuição ao desenvolvimento sustentável;
 - b. Geração de emprego local;
 - c. Capacitação e desenvolvimento tecnológico;
 - d. Integração regional;
 - e. Articulação com outros setores.
- (iii) Aprovação CIMGC
- (iv) Registro no Conselho Executivo
- (v) Monitoramento: obtenção de dados necessários para calcular a redução de emissões proporcionada
- (vi) Verificação/Certificação: processo de auditoria periódica e independente para revisão dos cálculos.
- (vii) Emissão da RCEs

O Brasil tem participação significativa no âmbito das reduções globais, contribuindo com cerca de 5% do total mundial, equivalentes a 51 Milhões de toneladas de CO₂ equivalente ao ano. A China atualmente é o país com maior contribuição, equivalente a 51% do total mundial.

Em termos de tipo de projeto por poluente, no Brasil, há forte predominância do gás carbônico (67%), seguido pelo gás metano (CH₄), com 32% dos projetos. Ao mesmo tempo, com relação à segmentação por escopo setorial, os projetos de energia renovável contribuem com 51,9% do total de projetos, sendo que destes projetos, 30% são provenientes de termelétricas a bagaço de cana (1.334 MW), 21% de PCHs (831 MW) e 5% de centrais eólicas (5,3%). (MCT 2, 2011)

Pelas alterações metodológicas associadas aos critérios de aprovação, especialmente no tocante a associação entre receita advinda dos créditos de carbono e rentabilidade dos projetos²², os projetos das fontes alternativas estudadas com maior detalhe nesta dissertação, tiveram brusca redução em termos de participação.

Para as fontes renováveis, a receita adicional proporcionada pela comercialização de créditos de carbono é significativa, dada a eficiência dessas fontes em termos de emissão de gases de efeito estufa.

4.10 Outras Considerações

Em adição aos instrumentos supracitados, alguns outros instrumentos se fazem presente, mas não possuem aplicação generalizada para as fontes alternativas, ou são exclusivas a uma fonte específica.

²² A aprovação dos projetos em termos de MDL remonta a condição de que a receita dos créditos de carbono devem ser necessários para a viabilidade do projeto. Isto decorre especialmente, após a entrada em vigor da norma ACM006.

Entre estes elementos, cita-se brevemente os incentivos fiscais em âmbito estadual (ICMS), geralmente pleiteados ao governo local quando do momento da elaboração do projeto.

Ao mesmo tempo, para o caso específico das PCHs, alguns encargos setoriais são isentos de aplicação, sendo este o caso, da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), e a inexistência de pagamento pelo Uso do Bem Público, uma vez que não há necessidade de licitação para construção de uma PCH.

Pela condição do estudo de caso, focado em uma unidade termelétrica movida a biomassa, optou-se por não detalhar esses mecanismos supracitados. Dessa maneira, a Tabela 4.5 abaixo resume os benefícios expostos no presente capítulo e as percorre sobre as principais características associadas a cada mecanismo.

Tabela 4.5 – Resumo dos Mecanismos Estudados

<i>PROINFA</i>	- Demanda e Preços determinados a priori - Apenas para fontes alternativas
<i>Desconto na TUSD</i>	- Aplicação de percentual de redução nas tarifas de uso do sistema de uso de rede (50% ou 100%)
<i>CDE</i>	- Fonte de recursos para mitigar diferença entre valor econômico de uma fonte e valor pago pela Eletrobrás (impacto visível apenas em caso de PROINFA 2)
<i>Consumidor Especial</i>	- Instrumento que expandiu a demanda por fontes alternativas - Incentivo econômico ao consumidor para contratação de fontes alternativas
<i>Isenção P&D</i>	- Isenção de encargo que representava 1% R.O.L
<i>LER e LFA</i>	- Exclui competição com fontes convencionais - Propociona mecanismos de mitigação de riscos - Incentivo à cadeia de valor das fontes alternativas
<i>Linhas de Crédito Específicas</i>	- Facilitam o acesso ao crédito em condições mais favoráveis que as praticadas para projetos de energia convencional
<i>REIDI</i>	- Redução dos tributos de PIS/COFINS sobre investimento
<i>Crédito de Carbono</i>	- Possibilidade de obtenção de receita adicional

5. ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS MECANISMOS DE INCENTIVO PARA UMA TERMELÉTRICA MOVIDA A BAGAÇO DE CANA DE AÇÚCAR

A título de quantificar o impacto que os mecanismos de fomento às fontes alternativas possuem, em termos de atratividade para o acionista, em consequente expõe-se um estudo de caso para uma termelétrica movida a bagaço de cana açúcar.

Para avaliarmos a atratividade deste projeto, sob a ótica do investidor, dispomos de distintas metodologias de avaliação financeira. A opção por qual metodologia utilizar é geralmente balizada pelo nível de informação que se possui acerca do projeto, o tempo disponível para realizar a avaliação, e o nível de detalhamento solicitado pelo agente tomador de decisão.

A opção escolhida para realizar a avaliação, no estudo de caso, será a avaliação por Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Esta metodologia é usada com larga freqüência pelos agentes de mercado, principalmente quando a base de informações acerca do projeto é detalhada.

O presente capítulo discorre sobre a metodologia de obtenção do valor de uma empresa/projeto, e em seguida, trata sobre as premissas utilizadas para obter os

resultados dos efeitos isolados de cada mecanismo de fomento em 3 casos distintos, para projetos no Sudeste, no Nordeste e na região Semi Árida brasileira.

Por conseguinte, neste mesmo capítulo, descrevem-se as premissas utilizadas para visualizar como cada caso supra-citado se comporta em diferentes conjunturas de aproveitamento concomitante dos benefícios estudados, sendo estas, uma conjuntura otimista, a própria condição base, e uma pessimista, onde é diminuto o aproveitamento dos mecanismos de suporte estudados.

Os resultados obtidos através da simulação utilizando as premissas aqui descritas serão consolidados no Capítulo 6.

5.1 Valor de um Projeto, sob a ótica do acionista

Como exposto, a metodologia utilizada para obtenção do valor da empresa, e de sua atratividade ao acionista será a avaliação pelo método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que por sua vez, baseia-se na teoria de que o valor de um ativo é o valor presente dos fluxos de caixa previstos, descontado a uma taxa que reflita o grau de risco desses fluxos de caixa. (DAMODARAN, 2007)

A avaliação por fluxo de caixa permite analisar a atratividade sobre diferentes pontos de vistas, entre estes podemos citar a atratividade de um projeto como um todo, ou do projeto sob a ótica do acionista, utilizada nessa dissertação pelo autor, onde há a consideração dos fluxos de caixa associados ao fluxo da dívida.

O fluxo de caixa em determinado instante, pela ótica do acionista, é obtido pelo faturamento bruto após o pagamento das despesas operacionais, das obrigações tributárias, das necessidades de investimento, do principal da dívida, das despesas financeiras e quaisquer outros desembolsos de capital necessários para a manutenção de crescimento dos fluxos de caixa projetados. (GREGORI, 2009)

Através do fluxo de caixa, e dos demonstrativos contábeis resultantes, podemos obter algumas métricas básicas de análise de atratividade, tais quais o próprio Valor Presente Líquido (VPL), que representa a somatória dos fluxos de caixa em uma mesma base temporal, e a Taxa Interna de Retorno (TIR) que representa a taxa de desconto necessária para que haja um VPL resultante nulo.

Para a determinação do VPL do acionista, desconta-se o fluxo de caixa em cada instante por uma taxa de desconto, este por sua vez, deve refletir o custo de capital próprio do acionista.

A equação 5.1 descreve o cálculo do VPL ao acionista:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{FCA_t}{(1 + ke)^t} \quad (Equação 5.1)$$

Onde:

- VPL** - Valor Presente Líquido ao Acionista
- FCA** - Fluxo de Caixa do acionista no instante t
- ke** - Custo de Capital do Acionista
- T** - Período de Análise do projeto

Uma ponderação necessária neste momento é relacionada ao prazo de análise para quantificação do VPL, onde podemos optar por realizar uma análise finita, ou até a

perpetuidade do projeto. Isto posto, a opção do autor é realizar a análise ao longo de um prazo finito, em consideração a vida útil do ativo.

Paralelamente, para determinação do VPL através da Equação 5.1, faz-se necessário determinar o custo de capital do acionista. Nesse sentido, o autor fará a opção pelo método do Capital Asset Pricing Model (CAPM), conceituada como a principal referência de mercado para determinar o valor para a variável K_e .

O CAPM é largamente utilizado em decorrência do baixo nível de informações necessárias, e baseia-se na condição de que o retorno esperado de um ativo deve ser igual ao retorno de uma aplicação livre de risco acrescida de um prêmio de risco de mercado. (GREGORI, 2009)

O CAPM pode ser definido conforme a Equação 5.2 a seguir:

$$k_e = RF + \beta * (E[RM] - RF) \quad (\text{Equação 5.2})$$

Onde:

RF	-	Taxa livre de risco do mercado
β	-	Coeficiente Beta
E[RM]	-	Retorno Esperado de Mercado

O conceito do coeficiente beta está associado à sensibilidade do retorno do ativo analisado com relação ao retorno do mercado, e pode ser calculado através da razão entre a Covariância de ativo analisado com uma carteira de mercado e a Variância da carteira de mercado.

O prêmio de risco do ativo está representado na Equação 5.2 pela subtração entre o retorno esperado de retorno e a taxa livre de risco. Com relação a este

parâmetro faz-se interessante pontuar que possivelmente a percepção de risco será diferenciada para cada investidor, dado que cada agente tem um perfil de investimento diferenciado.

O VPL será utilizado apenas para determinar a rentabilidade dos casos em cenário base, e para tal, utiliza-se o valor de 11,9% ao ano como custo de capital ao acionista, em valores nominais, resultado da análise realizada através do modelo CAPM por GREGORI, 2009.

Com maior ênfase, será utilizada outra métrica de análise de atratividade de projetos, que será utilizada para fins de sensibilidade nos resultados, a Taxa Interna de Retorno ao acionista (TIR). A TIR acionista pode ser calculada através da Equação 5.1, e para tal, impondo-se a restrição de VPL nulo.

A opção por utilizar com maior amplitude a TIR, ao invés do VPL, é a facilidade de compreensão obtida através das comparações dos resultados por um número percentual, principalmente para realizar comparações de projetos com escalas distintas.

Ao mesmo tempo, para visualizarmos o impacto de cada mecanismo no preço de venda de energia, os resultados também serão expressos em termos de variação do preço de energia para 3 valores de TIR pré fixados, sendo estes, 12%, 14% e 16%. Assim, para cada mecanismos poderá ser identificado qual o acréscimo/decrécimo no preço de venda de energia necessário para que haja manutenção destas taxas em caso de variação do mecanismo estudado, *coeteris paribus*.

5.1.1 Estrutura do Fluxo de Caixa ao Acionista

Para melhor compreensão das métricas de análise de retorno expostas, e o correto cálculo do VPL e da TIR ao acionista, é importante discorrer brevemente sobre a metodologia de obtenção do fluxo de caixa líquido ao acionista.

Para o estudo de caso, considerando uma termelétrica movida a bagaço de cana, a estrutura básica de fluxo de caixa ao acionista dá-se pela seguinte estrutura:

<u>(=) RECEITA BRUTA</u>
(-) Pis/Cofins
<u>(=) RECEITA LÍQUIDA</u>
(-) Encargos Setoriais
(-) Despesas Operacionais
<u>(=) RESULTADO OPERACIONAL</u>
(+) Receita não operacional
(-) IR/CSLL
<u>(-) INVESTIMENTOS</u>
(+) Captação
(-) Amortização de Dívidas
(+) Efeito Fiscal s/ Despesa Financeira
(+/-) Movimentação Conta Reserva
(+) Remuneração Líquida Conta Reserva
<u>(=) FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA</u>

Figura 5.1 – Cálculo do Fluxo de Caixa do Acionista

A descrição de cada item representado na Figura 5.1 é dada por:

- (i) Receita Operacional: Considera-se receita operacional todo o recebível advindo das atividades relacionadas à operação do projeto. Em termos práticos, para o estudo de caso, este item é composto pela comercialização da energia gerada pelo projeto.
- (ii) Pis/Cofins: os tributos de PIS e COFINS são determinados sobre a aplicação da alíquota associada a cada tributo diretamente sobre a receita bruta. De acordo com o regime tributário em que o projeto se enquadre, as

alíquotas somadas podem variar de 3,65% na opção por Lucro Presumido, a 9,25% para a opção de Lucro Real. Ressalva-se que, para o segundo caso, apesar de incorrer-se em uma alíquota superior, há possibilidade de aferição de créditos fiscais.

- (iii) Encargos Setoriais: para projetos de geração de energia, os encargos existentes são representados pela tarifa de uso de rede (TUSD/T), pela Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), e pela contribuição à CCEE e ONS. Além destes encargos, para projetos de geração de energia não alternativa há necessidade de inclusão do encargo de P&D, conforme descrito no Capítulo 4. A condição de inclusão desse encargo será simulada afim de quantificar o benefício do mesmo para as fontes alternativas.
- (iv) Despesas Operacionais: Representam todas as despesas que são necessárias para realizar a operação do projeto, como por exemplo, despesas de operação e manutenção, despesas administrativas, despesas com seguros, entre outros.
- (v) Receita não operacional: Representam as receitas não associadas diretamente à operação do projeto são consideradas não operacionais. Para o estudo de caso são incluídas neste item as receitas advindas da comercialização de créditos de carbono.
- (vi) IR/CSLL: as contribuições de IR e CSLL, de maneira análoga aos os tributos de Pis/Cofins, possuem alíquotas e bases diferenciadas para cada opção de tributação. Resumidamente, para o caso de Lucro Presumido, utiliza-se uma alíquota total de 3,08% sobre a Receita Bruta, para o caso de Lucro Real, aplica-se a alíquota de 34% sobre a base de cálculo deste imposto.

- (vii) Captação: refere-se ao recebimento de capital através de endividamento.
- (viii) Amortização de Dívidas: calculado através da quitação da dívida assumida, em termos de principal e juros devidos.
- (ix) Efeito Fiscal sobre a Despesa Financeira: Para projetos enquadrados em regime de Lucro Real é possível deduzir as despesas financeiras para fins de apuração do IR/CSLL. O cálculo deste item se dá pela aplicação da alíquota de 34% sobre as despesas financeiras (juros).
- (x) Movimentação da Conta Reserva: Os credores, por exemplo, o BNDES, exigem que seja constituída uma conta reserva ao longo do período de amortização da dívida. Para o estudo de caso, esta conta, em determinado mês, permanecerá com valor equivalente ao compromisso (principal somado de juros) de três meses subsequentes.
- (xi) Remuneração Líquida da Conta Reserva: uma vez que há um montante retido em caixa para fins de atendimento às exigências dos credores, este valor proporciona um rendimento financeiro. As premissas de remuneração desta conta serão descritas adiante.
- (xii) Depreciação: A depreciação do ativo expressa a perda de valor contábil do mesmo. Seu impacto no fluxo de caixa está relacionado à dedução da base de cálculo dos tributos IR/CSLL em Lucro Real. Para o estudo de caso descrito a seguir, será utilizado o período de 20 anos.

A seguir temos a descrição dos parâmetros que constituem o estudo de caso, em termos de premissas operacionais, fiscais, financeira, setoriais e relativas às despesas do projeto.

5.1 Premissas Operacionais

O estudo de caso será embasado em uma usina termelétrica movida a bagaço de cana, acoplada a uma destilaria, com início de operação na safra de 2013/14 (início no mês de Março e término em Novembro), moagem de 1.5 MM toneladas de cana por safra, e horizonte de operação de 20 anos.

Em função da disponibilidade de linhas de crédito parametrizadas pela localização geográfica do projeto, bem como para analisar o efeito de diferentes tarifas de uso de rede, serão considerados 3 casos distintos:

- (i) CASO SUDESTE: Interior do Estado de São Paulo, área de concessão da distribuidora CPFL Paulista (BNDES);
- (ii) CASO NORDESTE: Litoral do Estado de Pernambuco, área de concessão da CELPE (BNB convencional);
- (iii) CASO SEMI-ÁRIDO: Interior do Estado da Bahia, representando o semi-árido, área de concessão da COELBA (BNB semi-árido).

Para os casos (ii) e (iii) o autor reconhece que a safra da cana ocorre em meses diferenciados, mas para fins de realização das simulações, esta variação não será considerada.

A título de mensuração do impacto de cada linha de crédito na atratividade do projeto, para cada caso será utilizado como base comparativa o cenário onde se utiliza

a linha de crédito do BNDES com condições descritas adiante pelo Quadro 5.5, considerando sua disponibilidade para projetos em qualquer localidade brasileira.

Com relação aos equipamentos básicos da termelétrica, isto é, caldeira, turbina de contra-pressão (CP), turbina de condensação (CD) e geradores, bem como a energia produzida e consumida, observa-se o cálculo segundo exposto no Quadro 5.1 e o diagrama esquemático pela Figura 5.2 a seguir:

Quadro 5.1 – Dimensionamento de Equipamentos e Energia

1. Cálculo da Disponibilidade de Bagaço

Moagem Anual (Ma)	1,50	Milhão de toneladas de cana / Safra
Horas Efetivas de Safra (Hs)	4.000,00	Horas
Moagem Horária (Mah = Ma/Hs)	375,00	Toneladas de Cana / Hora
Equivalente de Bagaço na cana (Eqb)	26,24%	% Bagaço na Cana
Umidade do Bagaço	50,00%	Umidade
Bagaço Bruto Disponível (Bbd = Mah*Eqb)	98,40	Ton Bagaço / Hora
Reserva para Paradas (Rp = 5%*Bbd)	4,92	Toneladas de Bagaço / Hora
Reserva para Início de Safra Subsequente (Rs = 10.000 ton / Hs)	2,50	Toneladas de Bagaço / Hora
Bagaço Líquido Disponível (Bld = Bbd - Rp - Rs)	90,98	Toneladas de Bagaço / Hora

2. Suprimento de Vapor e Energia de Processo

Consumo de Vapor da Usina (Cv)	375,00	Kg Vapor / Tonelada de Cana
Vapor Necessário para Processo (Vp = Cv*Mah/1000)	140,63	Toneladas de Vapor / Hora
Consumo Elétrico Usina (Ce)	30,00	kWh / Tonelada de Cana / Hora
Consumo MW (Consumo = Ce/Mah)	11,25	MW

3. Dimensionamento dos Equipamentos e Energia

Eficiência da Caldeira - Vapor / Tonelada Bagaço (Cc)	2,20	Toneladas de vapor / Tonelado de Bagaço
Vapor Horário Produzido (Vh = Bld*Cc)	200,16	Tonelada de Vapor / Hora
Vapor Direcionado para a Contra-Pressão (Vcp = Vp)	140,63	Tonelada de Vapor / Hora
Eficiência da Turbina de CP - Kgv / kW (Ccp)	5,80	Kg de vapor / kW
Potência Elétrica Contra-Pressão (Pcp = Vcp/Ccp)	24,25	MW
Vapor Direcionado para a Condensação (Vcd = Vh - Vcp)	59,53	Tonelada de Vapor / Hora
Eficiência da Turbina de CD - Kgv / kW (Ccd)	3,80	Kg de vapor / kW
Potência Elétrica Condensação (Pcd = Vcd/Ccd)	15,67	MW
Gerador Contra-Pressão - Gerador 1 (Pot CP)	25,00	MW
Gerador Condensação - Gerador 2 (Pot CD)	20,00	MW
Potência Total Produzida (Pot = Pot CP + Pot CD)	39,91	MW
Energia Elétrica Produzida (E)	159.646,97	MWh
Energia Elétrica Produzida MW médios (Emwm = E/8760)	18,22	MW médios

4. Energia Total, Consumida e Exportável

Potência Total Produzida (POTtot = Pcp + Pcd)	39,91	MW
Consumo	11,25	MW
Exportação (Exp = POTtot - Consumo)	28,66	MW
Energia Elétrica Total Produzida	18,22	MW médios
Energia Elétrica Consumida	5,14	MW médios
Energia Elétrica Exportada	13,09	MW médios

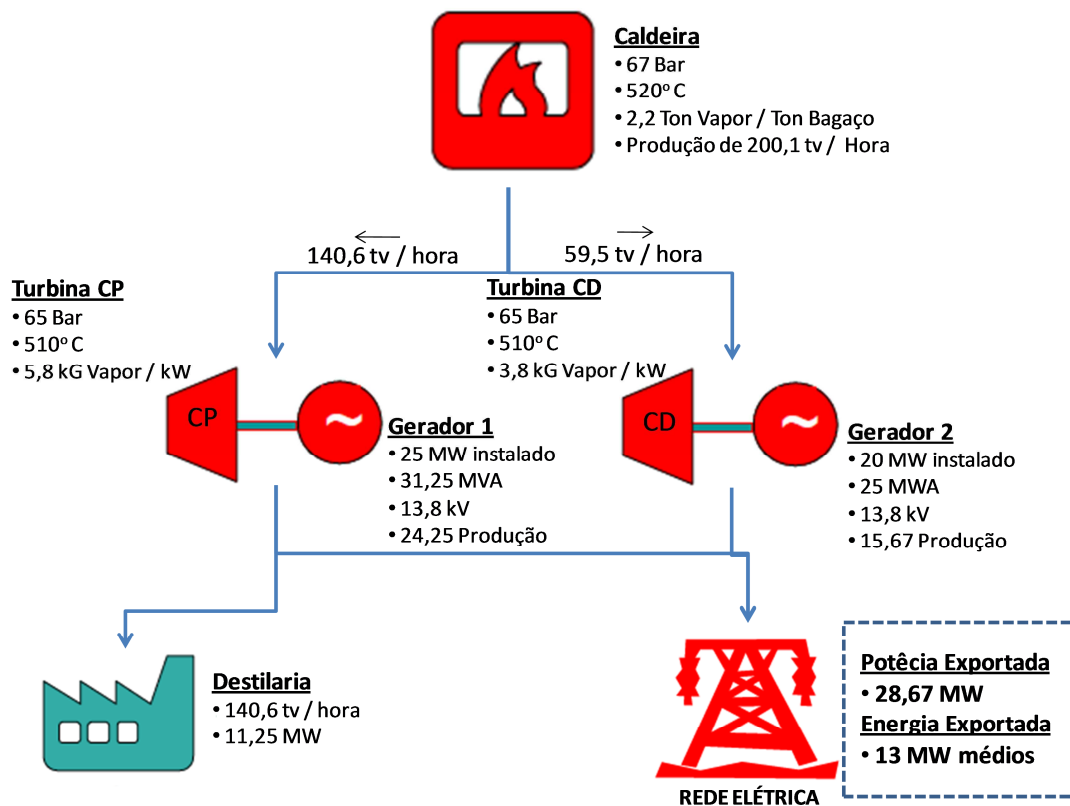


Figura 5.2 – Diagrama Esquemático (Vapor e Energia)

Pela Figura 5.2, observamos que a usina terá uma potência instalada de 45 MW, através de um Gerador de 25 MW, acionado por uma Turbina de Contra-Pressão, e um Gerador de 20 MW, acionado por uma Turbina de Condensação.

Ao mesmo tempo, observa-se que a potência total exportada é de 28,27 MW, menor que o limite regulatório para obtenção de desconto na tarifa de uso de rede (30 MW, vide Capítulo 4).

Observa-se também que a turbina de contra-pressão trabalhará com maior intensidade, uma vez que atende às necessidades energéticas do processo de fabricação de açúcar e álcool, e em paralelo produz energia excedente. O restante de vapor produzido na caldeira é direcionado para a turbina de condensação.

Os dados utilizados para determinação da energia exportada, no tocante às eficiências dos equipamentos, consumo de processo, reservas de bagaço e características do bagaço foram obtidas junto a especialistas do setor. (ROCCO, 2011)

Com relação à caldeira utilizada no projeto, como descrito no Capítulo 4, as condições da Linha BNDES Finem Energia Alternativa, proporciona aumento na alavancagem do projeto desde que atendidos os critérios de eficiência do BNDES²³.

Deste modo, com relação ao CASO SUDESTE, será considerada para fins de sensibilidade a extinção deste benefício, quantificando o impacto na rentabilidade do projeto.

Como a condição descrita acima só possui interveniência em projetos que utilizam a linha BNDES Energia Alternativa, as simulações associadas a este parâmetro são realizadas apenas no CASO SUDESTE.

Outros equipamentos que fazem parte da UTE, como por exemplo, sistemas de tratamento e resfriamento, válvulas, tubulações, etc, não serão descritos com maior detalhamento, dado que não possuem maior interferência no montante de energia produzida.

Alguns parâmetros, como por exemplo, a quantidade de fibra existente na cana, umidade, e início de safra, são variáveis entre as regiões brasileiras. Em virtude desse fato, e pela condição de simulação do estudo de caso em diferentes regiões, a título de simplificação, o autor optou por adotar para todas as regiões citadas as mesmas premissas associadas às características da biomassa.

²³ O BNDES oferece condições diferenciadas para projetos que utilizam caldeiras com pressão igual ou maior que 60 Bar. Para estas caldeiras, o nível de participação atinge 90% dos itens financiáveis, em caso contrario, este valor limita-se a 80%.

5.2 Premissas Fiscais e Financeiras utilizadas

Com relação às premissas fiscais do estudo de caso, a decisão acerca do regime de lucro escolhido, exceto pela limitação de Receita Bruta anual inferior a R\$ 48 milhões, será balizada pela otimização da condição que proporcione maior benefício fiscal.

As alíquotas consolidadas de IR e CSLL, para Lucro Real e Presumido são de 34% e 3,08% respectivamente, cada qual aplicada sobre a sua base de cálculo²⁴. Para os tributos de PIS/COFINS, as alíquotas utilizadas são de 9,25% para Lucro Real, e 3,25% para Lucro Presumido, ambas aplicadas sobre a Receita Bruta.

Quando em Lucro Real, o projeto fará jus ao aproveitamento de créditos fiscais de Pis/Cofins no valor de 70% sobre as despesas operacionais e depreciação (neste último caso, exceto quando há simulação de enquadramento em REIDI), e para IR/CSLL, compensação de 30% do montante devido na eventualidade de prejuízo líquido negativo em determinado exercício.

Com relação ao endividamento, conforme citado a priori, será utilizada a condição da linha BNDES FINEM, com repasse direto, como condição base, considerando um spread médio de 3,5%, um prazo de amortização de 14 anos e uma alavancagem de 70%. Paralelamente, para visualizar os efeitos das linhas específicas para as fontes alternativas, serão realizadas as simulações nas condições na Tabela 5.2 demonstrada a seguir.

²⁴ Para o Lucro Presumido, aplica-se a alíquota diretamente sobre a receita bruta, para o Lucro Real, determina-se a base de aplicação, descontando da receita bruta, os impostos de PIS/COFINS, os gastos operacionais, as despesas financeiras e a depreciação do ativo.

Tabela 5.2 – Condições de Financiamento

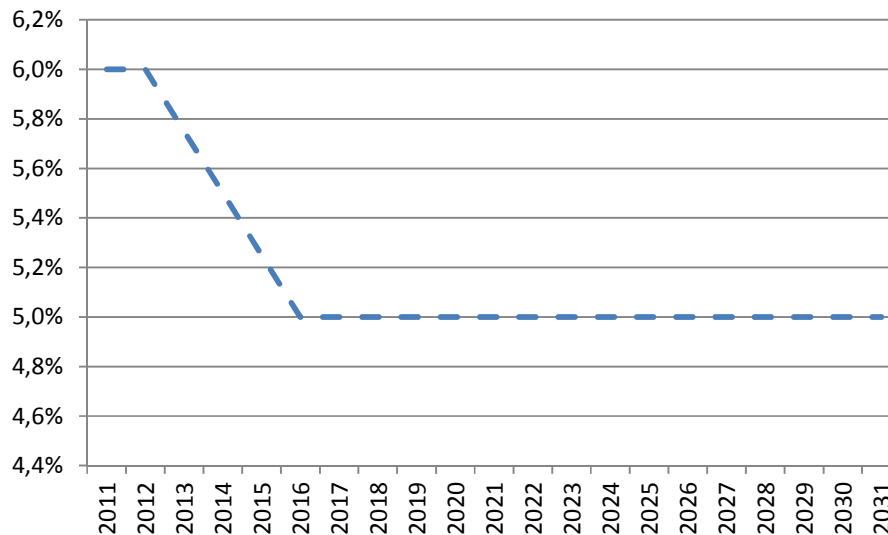
	Juros Total			Participação no Investimento	Prazo de Amortização [Anos]	Carência [meses]
	Indexador	Spread	Juros Fixos			
FINEM <i>Geração Térmica</i>	<i>TJLP</i>	<i>Até 5,37%</i>	-	60%	14	6
FINEM <i>Energia Alternativa</i>	<i>TJLP</i>	<i>Até 4,47%</i>	-	80% a 90%	16	6
BNB <i>Padrão Adimplente</i>	-	-	8,1% a 8,5%	65% a 90%	14	48
BNB <i>Padrão Inadimplente</i>	-	-	9,5% a 10%	65% a 90%	14	48
BNB <i>Semi-Árido Adimplente</i>	-	-	7,1% a 7,5%	65% a 90%	15	60
BNB <i>Semi-Árido Inadimplente</i>	-	-	9,5% a 10%	65% a 90%	15	60

Pela Tabela 5.2 podemos observar o resumo das condições de financiamento das linhas de crédito estudadas. A caracterização de 4 linhas distintas do BNB está associada à condição de adimplência à quitação da dívida mensal, o que implica em redução da taxa total pelo aproveitamento de bônus, e da diferenciação de condições por localização no semi-árido nordestino, conforme detalhado no Capítulo 4.

Com relação ao prazo de amortização do BNB, os prazos expostos no Tabela 5.2 indicam o prazo total de amortização com a inclusão da carência, isto é, um prazo de 14 anos inclui a carência de 48 meses.

Com relação ao crédito associado ao BNDES, utiliza-se como indexador a TJLP, cujo valor o autor assume como premissa o exposto no Gráfico 6.1 a seguir:

Gráfico 6.1 – Projeção da TJLP



Para todas as linhas de crédito estudadas é necessária a constituição de uma conta reserva, e dada as exigências semelhantes para os bancos estudados, será considerada a mesma premissa para todos os casos. Conforme exposto a priori, a conta reserva equivale às 3 prestações de dívida e custo de operação e manutenção dos meses subsequentes ao de análise.

Em alguns momentos ao longo do fluxo de caixa, será necessário recorrer a captação de giro, e a dívida associada será equivalente a 135% do CDI²⁵.

Em contrapartida, quando houver disponibilidade de caixa em determinado instante, será realizada a aplicação desse montante, e sua remuneração será indexada à 100% CDI. Para a remuneração da conta reserva, prevalece o mesmo conceito.

²⁵ Certificado de Depósito Interbancário, representa a taxa média dos empréstimos feitos pelos bancos.

Em relação a efeito inflacionário ao longo do período de análise, todos os valores, sejam estes de despesas, encargos, receita ou investimento, serão reajustados por IPCA, e terão data base de valor em abril de 2011.

5.3 Receita, Despesas e Investimento

Com relação à Receita Bruta operacional do projeto, esta será composta pela comercialização em ACL, através de um contrato de longo prazo, ao longo do período de análise do projeto. Ao mesmo tempo, com vistas a vislumbrar o impacto dos contratos advindos dos leilões de energia, este parâmetro será variado dentro de um intervalo de preços que englobe os preços praticados nos leilões de energia.

Dessa maneira, será considerada uma faixa de preços entre 100 R\$/MWh e 200 R\$/MWh, reajustados pelo IPCA. Esta faixa engloba os preços de mercado livre, e o preços dos leilões específicos para as fontes alternativas.

Os Encargos Setoriais, conforme descrito a priori, serão calculados da seguinte maneira:

$$TFSEE_t = \frac{Tarifa * KWe_t * 0,5\%}{12} \quad (Equação 5.3)$$

Onde:

$TFSEE_t$ – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica no instante t, em R\$

KWe_t – Potência Exportada em determinado instante t, em kW

$Tarifa$ – 385,73 R\$/kW, obtida através do Despacho ANEEL n. 4.080, de Dezembro de 2010

$$TUSD_t = Tarifa * KWe * (FD) \quad (Equação 5.4)$$

Onde:

$TUSD_t$ – Valor referente ao encargo de uso de rede, em R\$

$Tarifa$ – Valor da tarifa de uso de rede para a distribuidora estudada, em R\$/kW

FD – Fator de Desconto (50% ou 100%)

O valor das tarifas de uso de rede, em R\$/kW exportado, para as regiões de estudo citadas encontram-se na Tabela 5.3 abaixo:

Tabela 5.3 - TUSD Geração

<i>Distribuidora</i>	<i>TUSD Geração</i>	<i>Resolução Homologatória</i>
CPFL Paulista	2,43	1.130 - 5 de Abril de 2011
CELPE	3,79	1.143 - 26 de Abril de 2011
COELBA	7,60	1.142 - 19 de Abril de 2011

Para fins de simular a atratividade base de cada caso, dada a condição de projeto com potência injetada inferior a 30 MW, será utilizado o FD de 50%.

As contribuições relacionadas a CCEE e ao ONS serão consolidadas em uma despesa única, representada através da Equação 5.5 abaixo:

$$CCEE_ONS_t = 25\% * TFSEE_t \quad (Equação 5.5)$$

Onde:

$CCEE_ONS_t$ – Contribuição CCEE e ONS, no instante t, em R\$

O encargo de Pesquisa e Desenvolvimento é um dos mecanismos de fomento às fontes alternativas, e por esse motivo será realizado o estudo de rentabilidade com e sem sua aplicação. Seu cálculo dá-se pela Equação 5.6.

$$P\&D_t = 1\% * ROL_t \quad (Equação 5.6)$$

Onde:

$P\&D_t$ – Encargo de P&D, no instante t, em R\$

ROL_t – Receita Operacional Líquida no instante t, em R\$

Em se tratando de despesas operacionais, serão consideradas as despesas administrativas e gerais, as despesas de operação e manutenção, as despesas de seguro operacional e de meio ambiente. A Tabela 5.4 resume o montante dessas despesas.

Tabela 5.4 – Despesas Operacionais

Administrativas e Gerais [R\$ mil/Ano]	500
O&M	
<i>Variável [R\$/MWh]</i>	10
<i>Fixo [R\$ mil/Ano]</i>	500
Seguro Operacional [R\$ mil/Ano]	200
Meio Ambiente [R\$ mil/Ano]	150

Com relação ao investimento necessário para realização da UTE, será considerado o valor de 8.200 R\$ mil/MW médio, associado a uma curva de desembolso linear ao longo de 20 meses.

5.4 Considerações de Cálculo e Resumo das Premissas

A consolidação das premissas utilizadas para analisar o impacto isolado de cada efeito no cenário Base e os parâmetros de sensibilidade para os 3 casos descritos (SUDESTE, NORDESTE E SEMI ÁRIDO) encontram-se discriminados no Quadro 5.2 a seguir:

Quadro 5.2 – Premissas Gerais – Casos Base

Dados Gerais

Início de Operação	mar/13
Horizonte de Análise [Anos]	20,00
Moagem Anual [MM ton cana]	1,50

Potência e Energia

Potência Instalada [MW]	45,00
Potência Injetada [MW]	28,67
Energia Produzida [MWm]	18,22
Consumo Próprio [MWm]	5,14
Energia Excedente Comercializada [MWm]	13,09

Equipamentos

Caldeira	67 Bar - 520° C - 2,2 tv / H
Turbina CP	65 Bar - 510o C - 5,8 kgv / kW
Turbina CD	65 Bar - 510o C - 3,8 kgv / kW
Gerador 1	25 MW - 31,24 MVA - 13,8 kV
Gerador 2	20 MW - 25 MVA - 13,8 kV

Investimentos

Investimento [R\$ mil/MW médio exp.]	8.200,00
R\$ mil	107.338,00
Início de Desembolso	jul/11
Fim dos Desembolso	fev/13

Despesas Operacionais

Administrativas e Gerais [R\$ mil/Ano]	500,00
O&M [R\$ mil / Ano]	2.096
Variável [R\$/MWh Produzido]	10,00
Fixo [R\$ mil/Ano]	500,00
Seguro Operacional [R\$ mil/Ano]	150,00
Meio Ambiente [R\$ mil/Ano]	100,00

Encargos Setoriais

TFSEE [R\$ mil/Ano]	55,29
TUSD [R\$/MW exportado]	2,43 - 7,60
CASO SUDESTE - CPFL	2,43
CASO NORDESTE - CELPE	3,79
CASO SEMI - ÁRIDO - COELBA	7,60
CCEE_ONS [R\$ mil/Ano]	13,82
P%D	0 a 1% R.O.L

Financiamento

Primeira Liberação	dez/11
Juros, Alavancagem, Prazo	TJLP + 3,5% - 70% - 14 anos

Preço de Energia

Preço de Energia [R\$/MWh]	135
-----------------------------------	-----

Através do Quadro 5.5 observa-se que, excetuando-se pelas condições de TUSD e financiamento, todas as outras condições são equivalentes para os 3 casos estudados.

Para vislumbrar os efeitos de uso concomitante dos mecanismos estudados, como exposto a priori, foram criados 3 conjunturas de análise, Otimista, Base e Pessimista. As combinações de cada caso e cada conjuntura são expostas no Quadro 5.3 a seguir.

Quadro 5.3 – Combinações para Estudo de Efeitos Compostos

Sudeste

		<i>Otimista</i>	<i>Base</i>	<i>Pessimista</i>
<i>TUSD</i>	<i>Fator de Desconto (FD)</i>	100%	50%	0
<i>Encargo de P&D</i>	<i>% Sobre R.O.L</i>	0%	0%	1%
<i>REIDI</i>	<i>Incidência</i>	Sim	Não	Não
<i>Crédito Carbono</i>	<i>Euro/Tonelada Carbono</i>	10	0	0
<i>Preço de Energia</i>	<i>R\$/MWh</i>	175 e 150	135	110
<i>Financiamento</i>				
<i>Alavancagem</i>	<i>%</i>	90% e 80%	70%	65%
<i>Amortização</i>	<i>Anos</i>	16	14	14
<i>Carência</i>	<i>Meses</i>	6	6	6
<i>Taxa</i>	<i>%</i>	TJLP + 2%	TJLP + 3,5%	TJLP + 4,5%

Nordeste

		<i>Otimista</i>	<i>Base</i>	<i>Pessimista</i>
<i>TUSD</i>	<i>Fator de Desconto (FD)</i>	100%	50%	0
<i>Encargo de P&D</i>	<i>% Sobre R.O.L</i>	0%	0%	1%
<i>REIDI</i>	<i>Incidência</i>	Sim	Não	Não
<i>Crédito Carbono</i>	<i>Euro/Tonelada Carbono</i>	10	0	0
<i>Preço de Energia</i>	<i>R\$/MWh</i>	175 e 150	135	110
<i>Financiamento</i>				
<i>Alavancagem</i>	<i>%</i>	80%	70%	65%
<i>Amortização</i>	<i>Anos</i>	14	14	14
<i>Carência</i>	<i>Meses</i>	48	6	6
<i>Taxa</i>	<i>%</i>	8,10%	TJLP + 3,5%	10%

Semi Árido

		Otimista	Base	Pessimista
TUSD	Fator de Desconto (FD)	100%	50%	0
Encargo de P&D	% Sobre R.O.L	0%	0%	1%
REIDI	Incidência	Sim	Não	Não
Crédito Carbono	Euro/Tonelada Carbono	10	0	0
Preço de Energia	R\$/MWh	175 e 150	135	110
Financiamento				
Alavancagem	%	80%	70%	65%
Amortização	Anos	15	14	14
Carência	Meses	60	6	6
Taxa	%	7,10%	TJLP + 3,5%	10%

Pelo Quadro 5.3 observamos que para o cenário otimista, com relação ao caso SUDESTE há quatro variações, proporcionadas pelas condições de alavancagem e preço de energia. Para os outros dois casos, há variação apenas com referência ao preço de energia, assim sendo, 2 cenários otimistas distintos.

A título de explanação, os preços de energia de 150 e 175 R\$/MWh referem-se aos preços aproximados dos dois primeiros leilões de energia de reserva onde houve negociação de biomassa (1º LER e 3º LER), atualizados até setembro de 2011 mensalmente por IPCA, conforme exposto na Figura 4.3.

Ao mesmo tempo, o valor utilizado para valoração do crédito de carbono foi obtido ao Instituto Carbono Brasil (CARBONO BRASIL, 2011) e o valor de conversão de CO₂ para MWh, de 0,27 /Ton CO₂/MWh obtido junto a especialistas de mercado.

Vale ressaltar que o valor utilizado como fator de conversão pode sofrer variações em relação à localização geográfica do projeto, entretanto, para fins do estudo realizado nesta dissertação será tomado como premissa um valor único de conversão.

A receita advinda dos créditos tem a duração de um período único de 10 anos, e inicia-se um ano após a entrada em operação.

No Capítulo 6 a seguir estão descritos os resultados obtidos, bem como as interpretações associadas.

6. RESULTADOS OBTIDOS

No presente capítulo serão apresentados os resultados obtidos através das simulações realizadas com o Estudo de Caso proposto.

Primeiramente são explicitados os resultados para os três casos, SUDESTE, NORDESTE e SEMI-ÁRIDO, em um cenário base, através dos resultados obtidos será possível identificar os efeitos isolados de cada parâmetro estudado.

Em um segundo momento, são expressos os resultados obtidos através da composição de efeitos, para os mesmos 3 casos, nas condições Otimista, Base, e em um cenário pessimista.

Todos os resultados estão expressos sob a ótica do fluxo de caixa para o acionista em valores reais, isto é, descontado o efeito inflacionário, e ao mesmo tempo, através do preço de energia necessário para atender a um valor de TIR alvo escolhida, utilizando os valores de 10%, 12% e 14% como faixa de interesse, conforme explicitado previamente.

6.1 Efeitos Isolados

A seguir temos o descritivo da análise dos efeitos estudados de maneira isolada.

6.1.1 Rentabilidade Básica dos 3 Casos

Para identificarmos a atratividade no cenário base dos 3 casos propostos, foram utilizadas as premissas expostas no Quadro 5.2 e os resultados obtidos, em termos de TIR e VPL ao acionista, bem como, preço de energia de atratividade, encontram-se a seguir.

Tabela 6.1 - Rentabilidade Cenário Base

	TIR	VPL [R\$ mil]	VPL/MW instalado	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
SUDESTE	12,00%	19.665	437	125,00	135,00	144,65
NORDESTE	11,55%	17.483	389	127,17	137,25	146,86
SEMI ÁRIDO	10,33%	11.655	259	133,65	143,46	153,12

Pelo quadro acima podemos observar que nos 3 casos obtemos rentabilidades acima do custo de capital exigido pelo acionista, ao mesmo tempo, nota-se maior

competitividade no caso SUDESTE, diretamente proporcionada pelos custos de uso de rede.

O mesmo efeito pode ser observado pela ótica do VPL ou pela razão entre o VPL proporcionado pelo projeto para a capacidade instalada do projeto, onde no SUDESTE observa-se um valor aproximadamente 70% superior ao encontrado no caso SEMI ÁRIDO.

Em função do preço de energia, podemos observar que o caso SUDESTE possui um benefício em torno de 8 R\$/MWh frente ao caso SEMI ÁRIDO, e 2 R\$/MWh com relação ao caso NORDESTE.

6.1.2 Nível de Alavancagem

O primeiro efeito estudado é a variação do nível de alavancagem do projeto, isto é, o nível de participação do endividamento no total do investimento necessário.

Assim sendo, este parâmetro foi variado de acordo com os limites de alavancagem permitido para cada linha de crédito estudada, conforme o Quadro 5.2. As Figuras 6.1 até 6.3 apresentam os resultados para os três casos estudados.

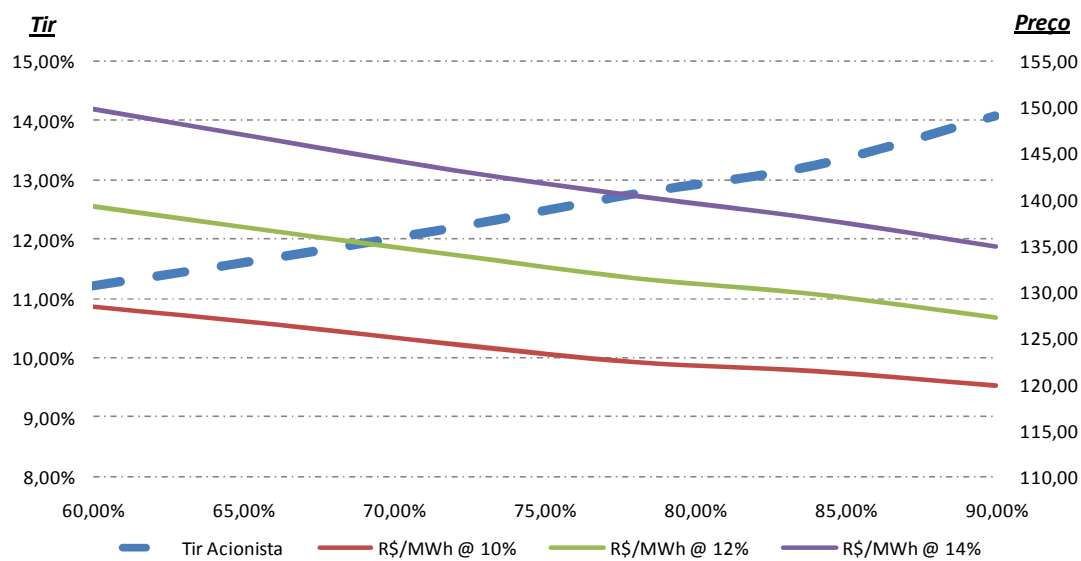


Figura 6.1 – Alavancagem CASO SUDESTE

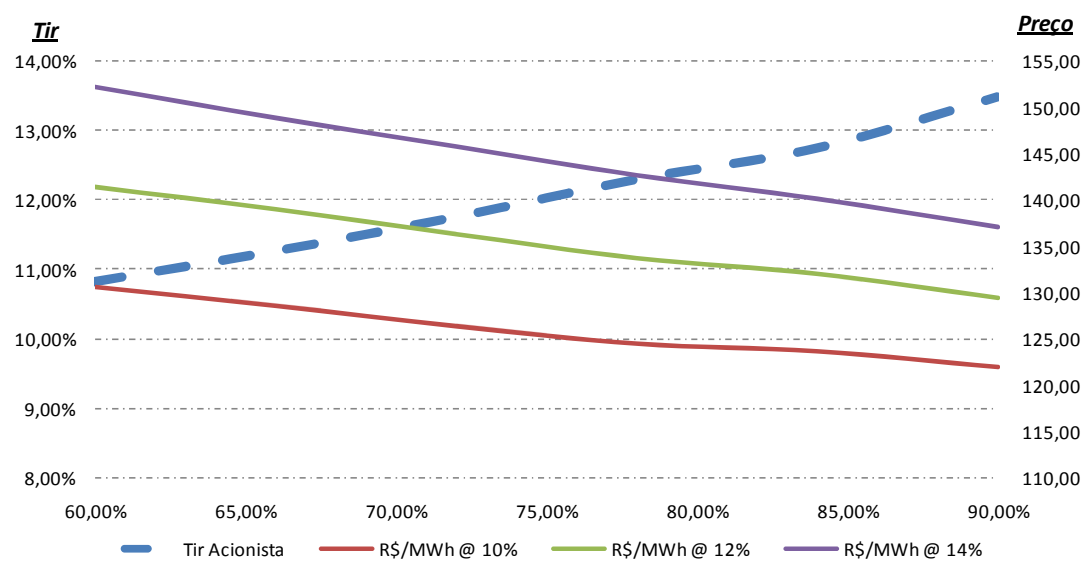


Figura 6.2 – Alavancagem CASO NORDESTE

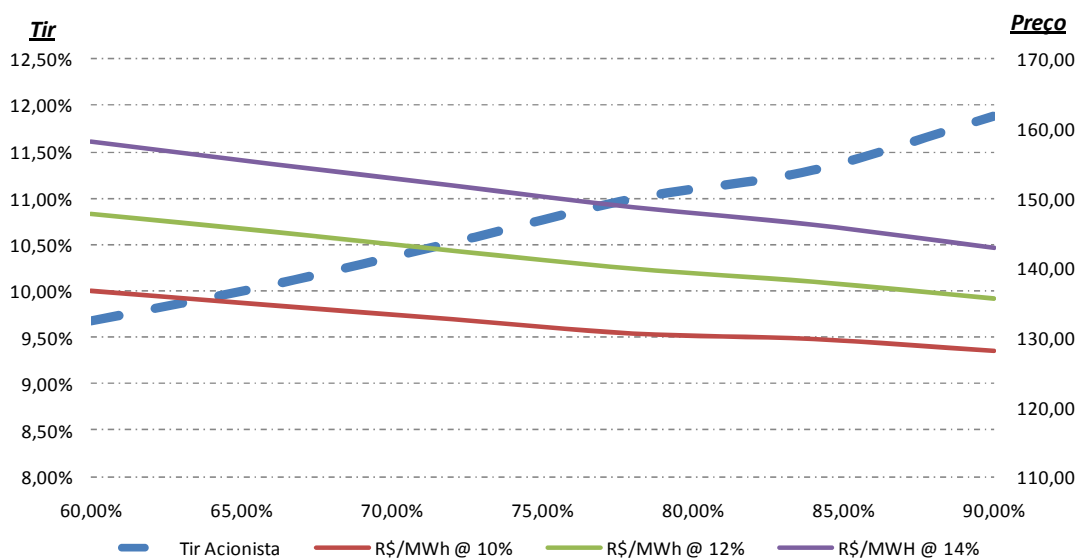


Figura 6.3 – Alavancagem CASO SEMI ÁRIDO

Pelas figuras acima, podemos notar que a variação crescente da alavancagem proporciona um impacto positivo no resultado, através de uma função aproximadamente linear nos 3 casos.

O resultado encontrado alinha-se com a expectativa teórica, na medida em que, dado um custo de capital do acionista superior ao custo do endividamento, desde que os índices de segurança do credor estejam atendidos (índices de cobertura da dívida), faz-se interessante aumentar a proporção do endividamento para ampliar a rentabilidade do projeto.

Entre os extremos do intervalo estudado, partindo do limite inferior para o limite superior, observa-se um acréscimo médio, para os 3 casos, de 2,58 pontos percentuais na TIR acionista.

Com relação ao preço de venda da energia, para atingir as TIR alvo propostas de 10%, 12% e 14%, ao longo do mesmo intervalo exposto nas figuras obtemos variações semelhantes para os três casos, representadas pelo valor médio de 8,67 R\$/MWh, 12,08 R\$/MWh e 15,15 R\$/MWh, respectivamente.

Em termos de acréscimo na TIR acionista pelo acréscimo unitário no nível de alavancagem, obtém-se uma variação média, para os 3 casos, de 0,9%, isto é, um aumento de 1% no nível de alavancagem proporciona aumento de 0,9% na TIR acionista.

Paralelamente, em termos de preço de energia para manutenção da faixa de TIR acionista pré-determinada, temos que o aumento unitário da alavancagem representa um decréscimo médio de 0,29 R\$/MWh para uma TIR acionista de 10%, 0,40 R\$/MWh para 12% e 0,51 R\$/MWh para 14%.

Estes valores indicam que, por exemplo, se o interesse do investidor fosse manter uma TIR acionista de 12%, e o mesmo conseguisse melhorar suas condições de crédito no tocante ao nível de alavancagem em 1%, o preço de energia necessário para manter esta taxa seria reduzido de 0,40 R\$/MWh, se nenhum outro fator fosse alterado na análise.

6.1.3 Spread e Taxa de Juros

Em se tratando do efeito do juros no resultado ao acionista, para o caso SUDESTE, o objetivo foi analisar o aumento do spread sobre a TJLP, buscando simular as condições do BNDES, dentro do intervalo de 0,9% (mínimo disponível) e 5,4% (máximo *spread*).

Para os outros casos, uma vez que a composição da taxa de juros é não indexada, estudou-se a variação percentual da integralidade desta taxa ao longo do

intervalo de 7,1% até 10,5%. Os resultados encontrados estão apresentados nas Figuras 6.4, 6.5 e 6.6.

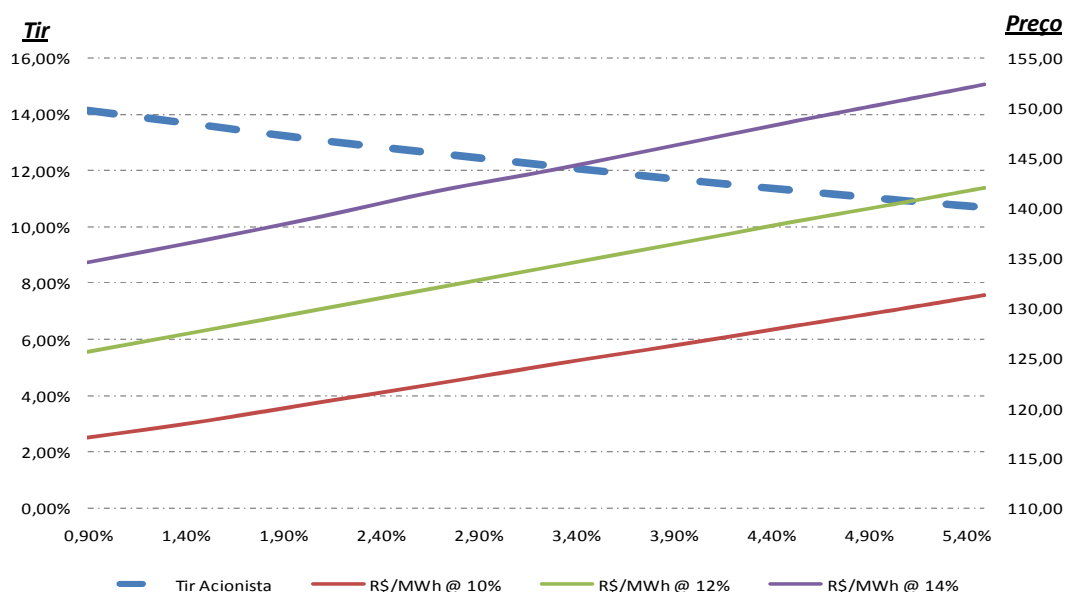


Figura 6.4 – Spread CASO SUDESTE

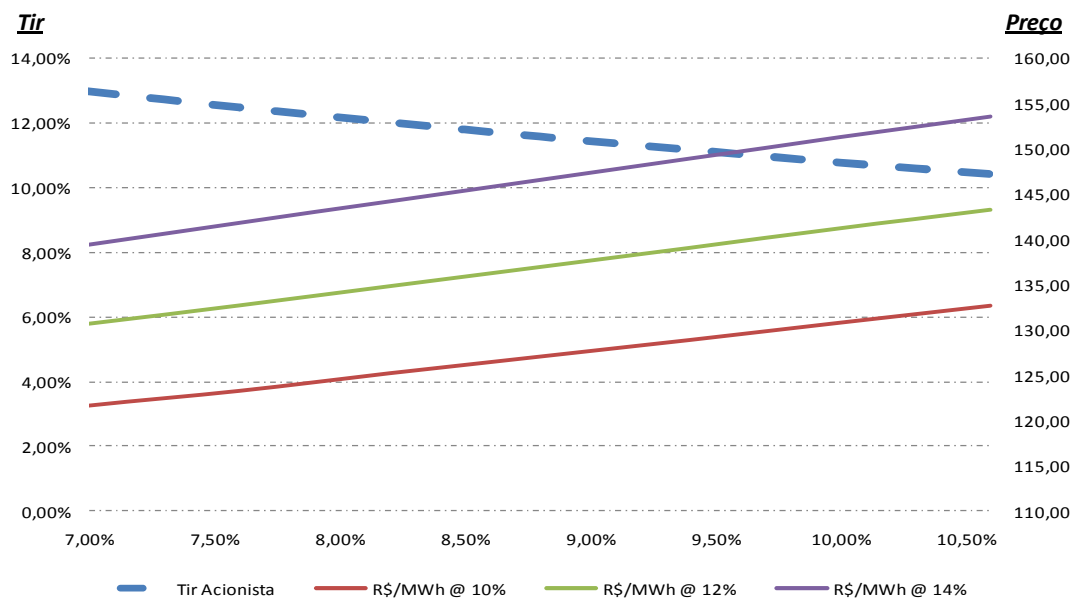


Figura 6.5 – Juros CASO NORDESTE

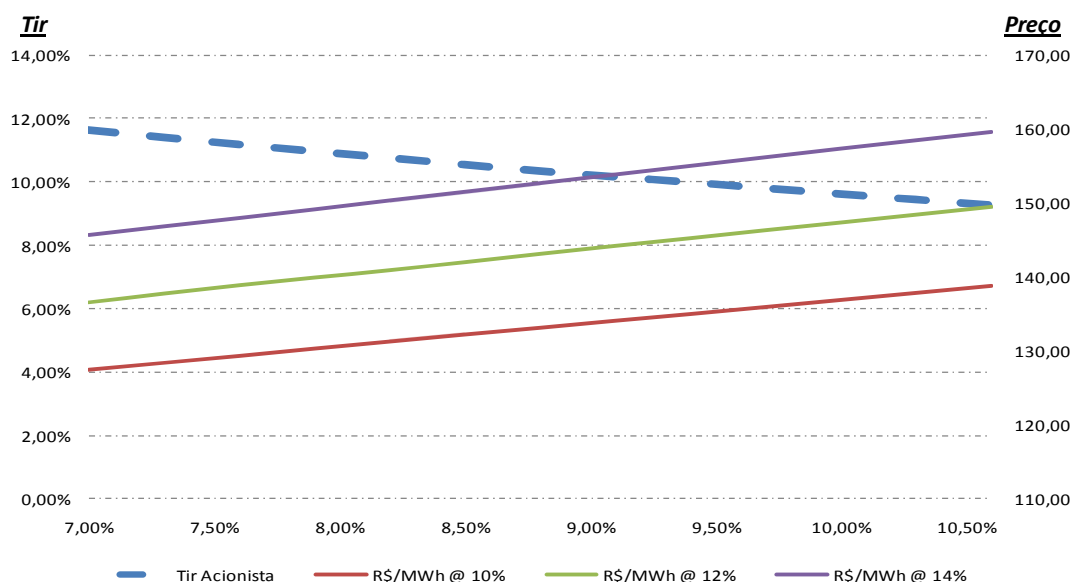


Figura 6.6 – Juros CASO SEMI ÁRIDO

Pelas figuras acima observamos que a variação da TIR acionista em função da taxa de juros mantém o padrão de uma função linear, inversamente proporcional, isto é, um aumento dos juros reduz a TIR acionista esperada.

Para o Caso SUDESTE, observou-se um decréscimo de 3,45% na TIR acionista pelo aumento do spread de 0,9% para 5,4% sobre a TJLP. Para os outros dois casos, dentro do intervalo escolhido, com o acréscimo da taxa de juros, observa-se que a variação na TIR acionista atinge o valor médio de 2,47%.

Com relação ao impacto no preço de venda entre os extremos do intervalo estudado, há acréscimo de 14,36, 16,38 e 17,82 R\$/ MWh para o caso SUDESTE para as 3 TIR acionista alvo.

Para os casos NORDESTE e SEMI ÁRIDO, os valores médios de crescimento no preço de energia pelo aumento nos juros, para as mesmas TIR acionista supra citadas são de 11,08, 12,68 e 14,14 R\$/MWh.

Pelo efeito da variação unitária do *spread* no caso SUDESTE, temos que o acréscimo de 1% neste parâmetro, representa uma perda de 0,72% na TIR acionista. Para os outros dois casos, o valor médio de decréscimo na TIR acionista pelo aumento de um ponto percentual nos juros é de 0,69%.

Analisando esse efeito em função do preço de energia para manter as TIR acionista selecionadas, o acréscimo unitário no *spread* para o caso SUDESTE representa uma adição de no preço de energia de 2,99 R\$/MWh para 10%, 3,41 R\$/MWh para 12% e 3,71 R\$/MWh para uma TIR acionista de 14%. Para os outros dois casos, os valores médios de acréscimo no preço de energia representam 3,11, 3,54 e 3,91 R\$/MWh.

6.1.4 Prazo de Amortização

Com relação aos prazos de amortização, foi estudado, para os três casos, a variação deste prazo no intervalo de 8 a 16 anos. A amplitude desse intervalo foi majorada para fins de captação da tendência de variação da TIR acionista.

Os resultados obtidos encontram-se demonstrados nas Figuras 6.7, 6.8 e 6.9 a seguir.

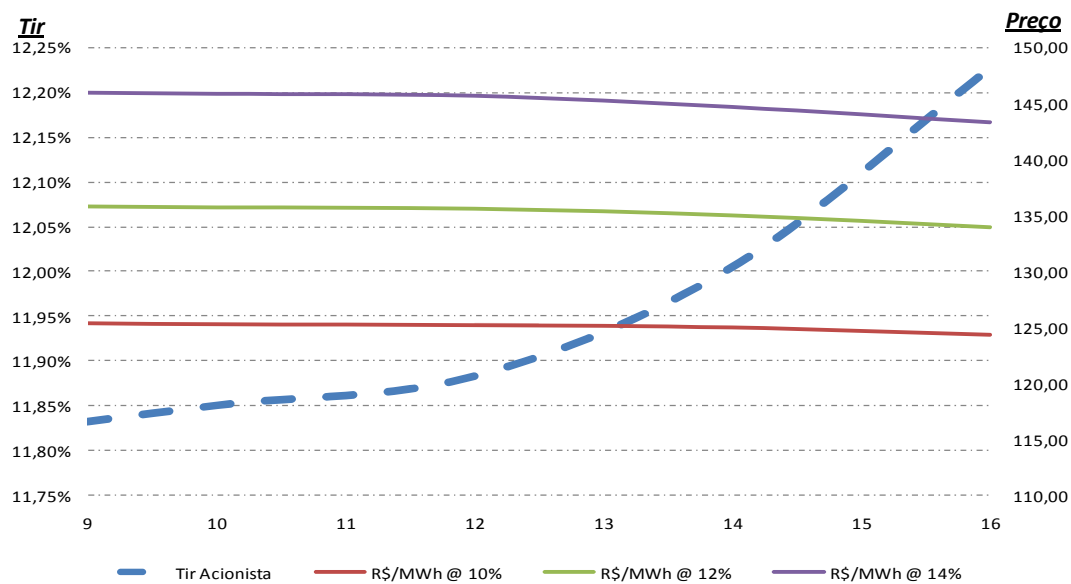


Figura 6.7 – Prazo CASO SUDESTE

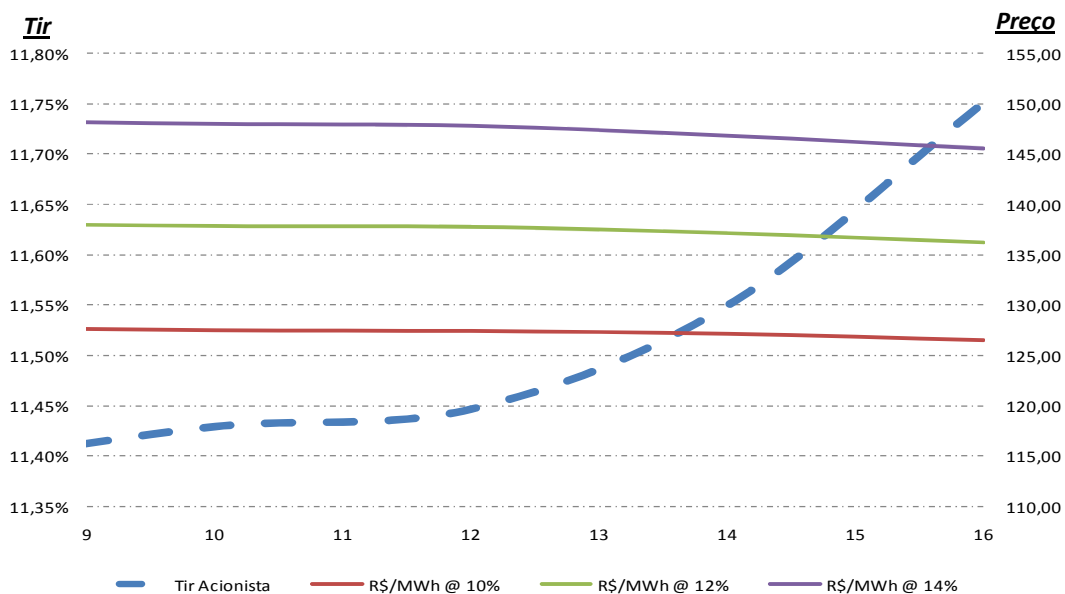


Figura 6.8 – Prazo CASO NORDESTE

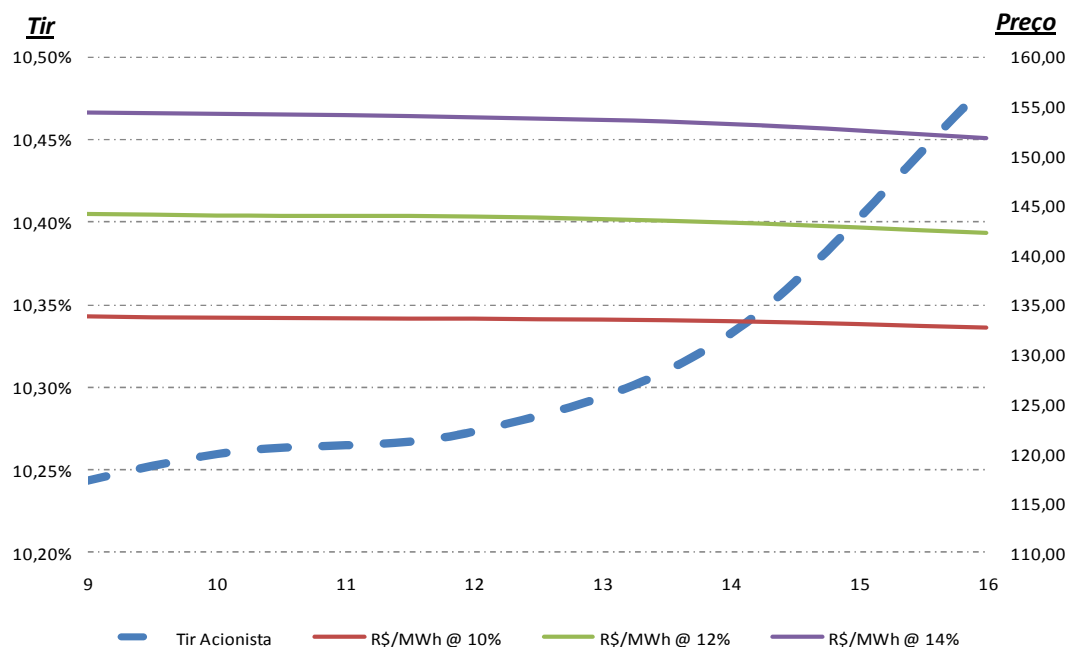


Figura 6.9 – Prazo CASO SEMI ÁRIDO

A partir das figuras expostas, podemos notar a variação não linear da TIR acionista conforme se estende o prazo de amortização, sendo que, a variação média percentual na TIR acionista ao longo do intervalo analisado, considerando os três casos estudados, é de 0,34% positivos. Em comparação com as outras condições intervenientes de financiamento, conclui-se que o benefício obtido por dobrar o prazo de amortização é relativamente menor.

O efeito médio sob a ótica do preço de energia para manutenção das rentabilidades escolhidas ao acionista (10%, 12% e 14%) é expressado pelo decréscimo de 1,23, 1,95 e 2,73 R\$/MWh, respectivamente.

Ao observamos o efeito de uma variação unitária no prazo de amortização, isto é, o acréscimo de um ano neste prazo, observamos que o efeito médio na TIR acionista, para os 3 casos estudados é de 0,043%. Para os preços de energia, observa-se o decréscimo médio de 0,15, 0,24 e 0,34 R\$/MWh para as taxas supra citadas.

Ressalva-se que estes valores representam uma aproximação da variação unitária, uma vez que o perfil não linear implica em uma variação em função do prazo analisado.

6.1.5 Prazo de Carência

Outro parâmetro de influência associado às condições de financiamento é o prazo de carência para início dos pagamentos. Para este parâmetro adotou-se uma premissa diferenciada à praticada atualmente pelo BNDES com relação ao caso SUDESTE, no sentido de que, assim como nos outros dois casos, foi realizada a simulação do prazo limite de 60 meses, associado à condição BNB para projetos no semi árido.

Dessa maneira, o horizonte de análise de carência simulado, para os 3 casos, é de 5 a 60 meses. Os resultados obtidos encontram-se expostos nas Figuras 6.10 até 6.12 a seguir:

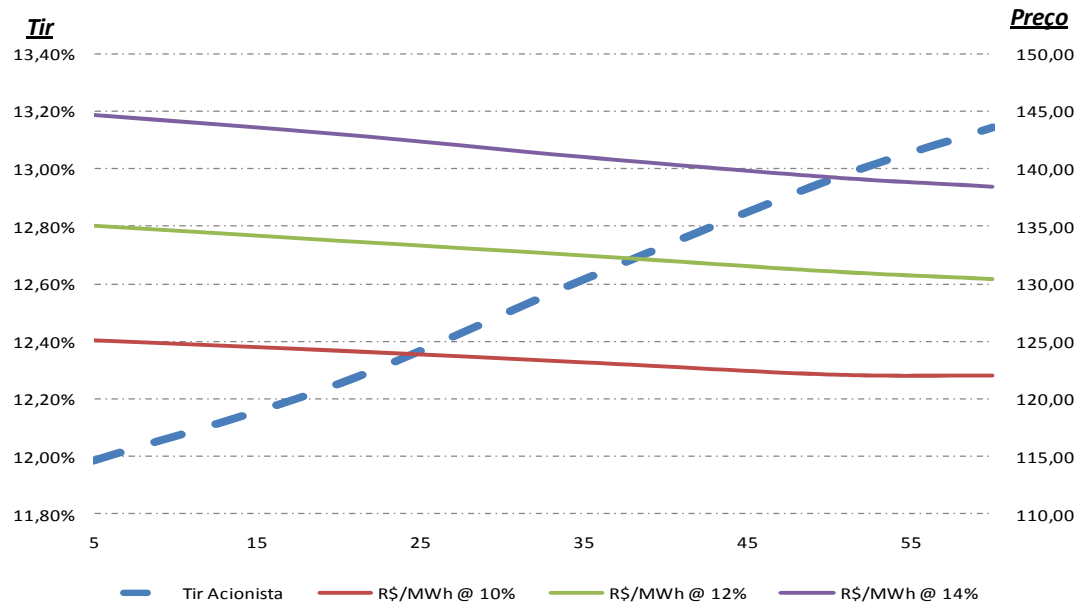


Figura 6.10 – Carência CASO SUDESTE

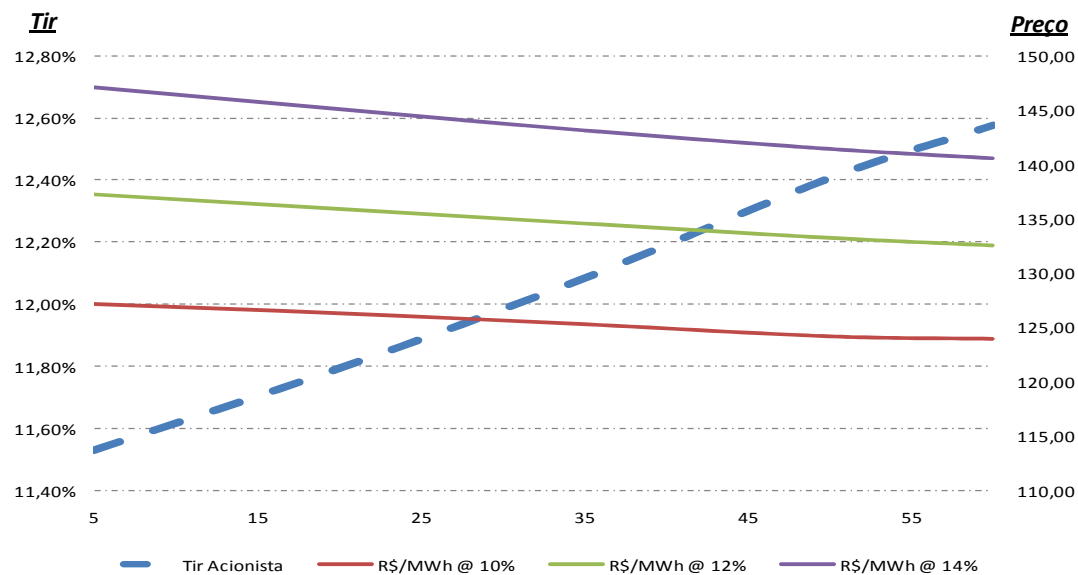


Figura 6.11 – Carência CASO NORDESTE

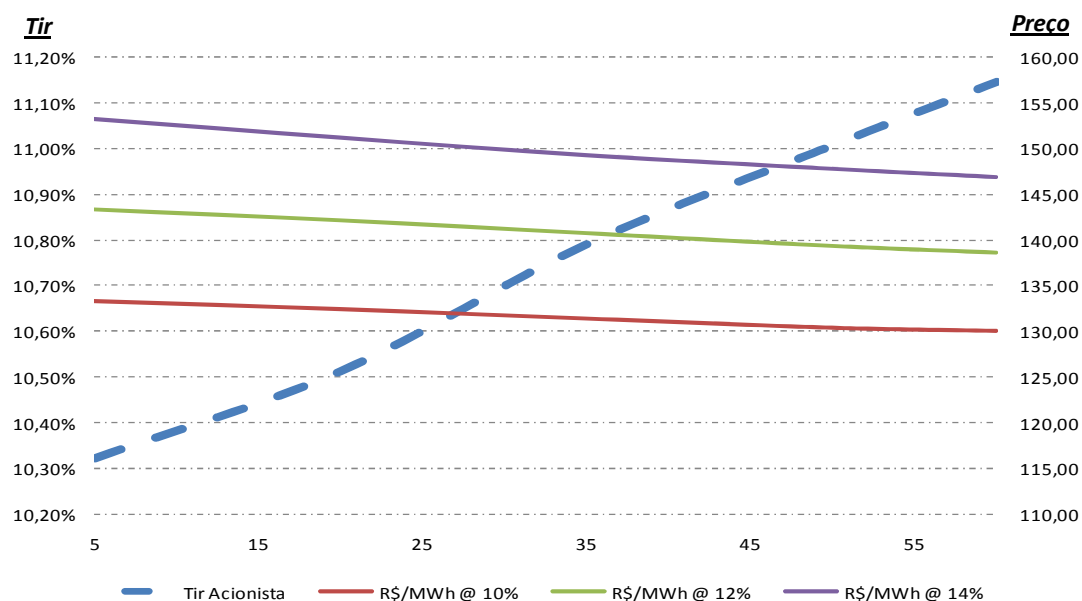


Figura 6.12 – Carência CASO SEMI ÁRIDO

Os resultados encontrados apontam que a variação média da TIR acionista entre os extremos do intervalo estudado, considerando os 3 casos, é de 1,01% positivos, ou seja, o aumento superior a 10 vezes no prazo da carência do cenário base implica em um ponto percentual adicional na TIR acionista caso fosse obtido o benefício da linha BNB Semi Árido.

Sob a luz da análise do preço de energia, como as variáveis são inversamente proporcionais, pelo acréscimo no prazo de carência, observa-se um decréscimo no preço de energia necessário para atingir as diferentes TIR acionista escolhidas como alvo, sendo que, para o intervalo analisado há uma variação média de 3,18 R\$/MWh para a TIR acionista de 10%, 4,72 R\$/MWh para TIR acionista de 12% e, por fim, 6,36 R\$/MWh para TIR acionista de 14%.

Para o acréscimo unitário, adicionando um mês no prazo de carência, há um aumento médio de 0,017% na TIR acionista e uma diminuição no preço alvo de 0,04, 0,08 e 0,11 R\$/MWh, para o intervalo de TIR acionista utilizado.

6.1.6 Fator de Desconto TUSD

A aplicação de um fator de desconto na TUSD aumenta a rentabilidade ao acionista, e consequentemente reduz o preço de energia necessário para manter uma dada TIR acionista desejada.

Para este mecanismo estudou-se o intervalo de 0 a 100% de desconto na TUSD, limites regulatórios atualmente permitidos para projetos de fontes alternativas, conforme abordado no Capítulo 4. As Figuras 6.13, 6.14 e 6.15 apontam os resultados obtidos para os 3 casos simulados.

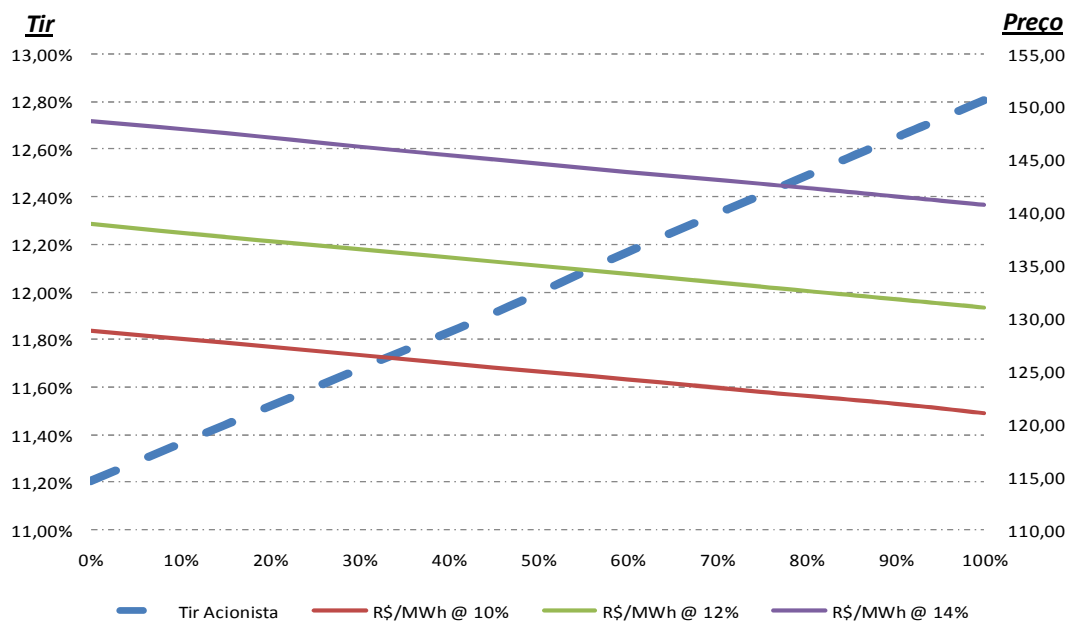


Figura 6.13 – TUSD CASO SUDESTE

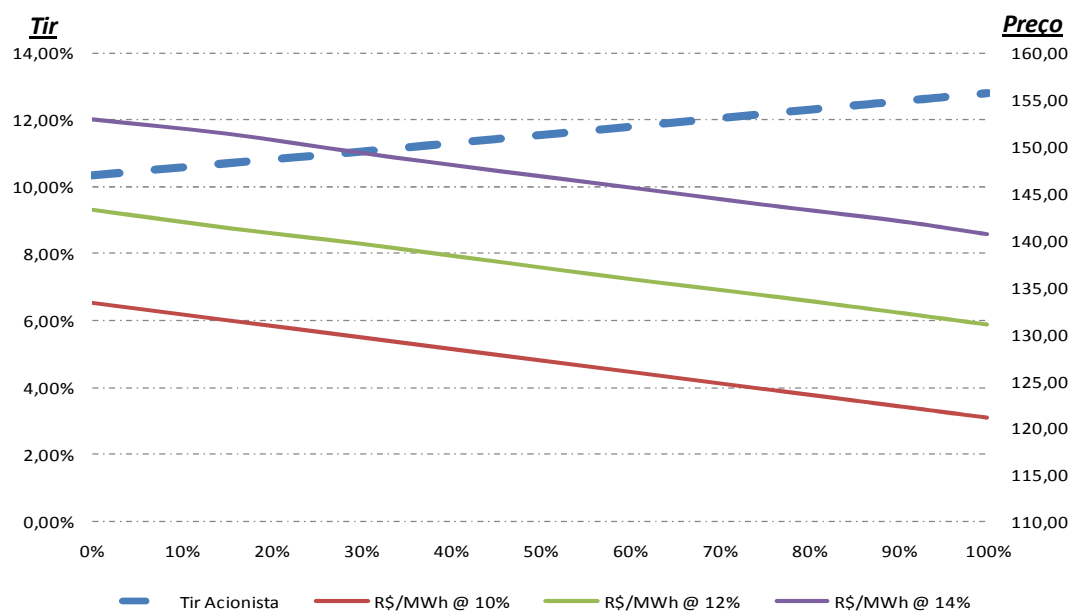


Figura 6.14 – TUSD CASO NORDESTE

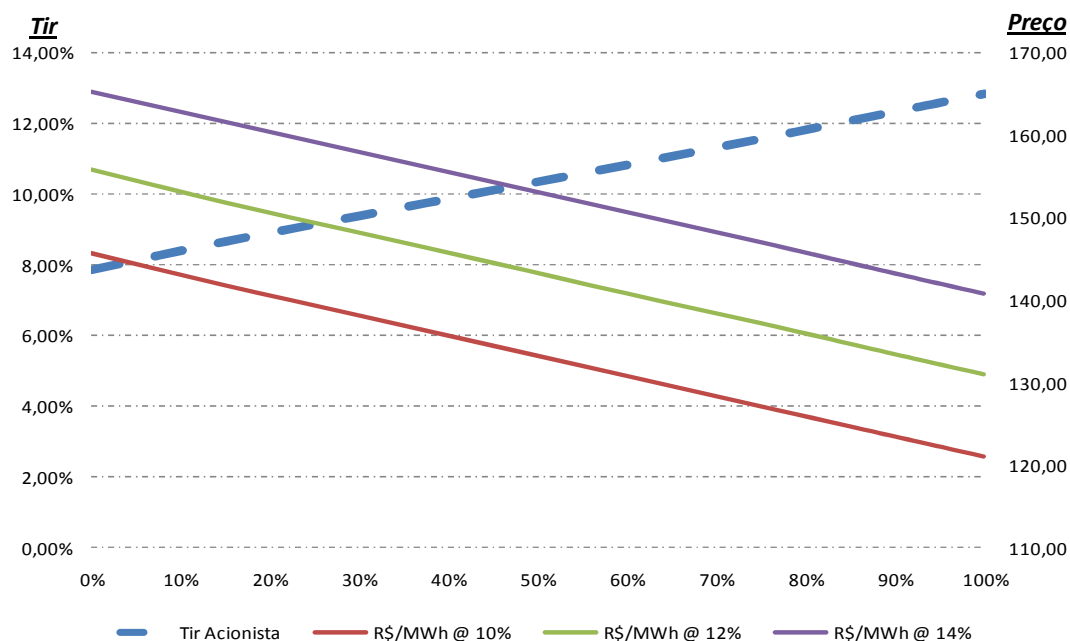


Figura 6.15 – TUSD CASO SEMI-ÁRIDO

Como esperado, observa-se nas figuras acima o crescimento linear da TIR acionista conforme se amplia o fator de desconto aplicado a TUSD. Como há grande diferenciação entre os valores de TUSD para cada caso, diferentemente dos outros mecanismos, os resultados são analisados separadamente.

Dentro do intervalo de análise há uma variação positiva da TIR acionista de 1,6% para o CASO SUDESTE, 2,47% para o caso NORDESTE e 4,94% para o caso SEMI-ÁRIDO.

O efeito deste parâmetro pela análise do preço de energia também é sensível aos diferentes casos. Os diferentes resultados para cada caso estão descritos na Tabela 6.2 abaixo.

Tabela 6.2 – Impacto TUSD no Preço de Energia

	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%	MÉDIA
SUDESTE	- 7,86	- 7,85	- 7,87	- 7,86
NORDESTE	- 12,18	- 12,32	- 12,30	- 12,26
SEMI ÁRIDO	- 24,53	- 24,78	- 24,53	- 24,61

Pela Tabela 6.2 podemos observar o delta de preço de energia necessário para manter o intervalo de atratividade. Nota-se mais uma vez a ênfase do impacto no caso SEMI ÁRIDO, e ao mesmo tempo, observa-se que independente da taxa desejada, a variação necessária é praticamente a mesma.

Em paralelo, uma vez que para as fontes detalhadas com maior ênfase nessa dissertação é prática atual de mercado usufruir de um fator de desconto de 50%, através dos gráficos acima podemos extrair que os valores de variação da TIR acionista ao usufruir-se deste fator em comparação a um fator integral é de 0,81% para o caso SUDESTE, 1,26% para o caso NORDESTE e 2,48% para o caso SEMI ÁRIDO.

Analisando o impacto da variação unitária do fator de desconto, observam-se que para o CASO SUDESTE há um acréscimo de 0,015% na TIR acionista pelo aumento de 1% no fator de desconto, para o CASO NORDESTE de 0,024%, e para o CASO SEMI ÁRIDO, 0,047%.

Em função da análise de variação dos preços, os resultados apontam para um decréscimo no mesmo de 0,07 R\$/MWh no caso SUDESTE, 0,12 R\$/MWh no caso NORDESTE e 0,23 R\$/MWh no caso SEMI ÁRIDO.

6.1.7 Preços de Energia (impacto dos Leilões)

A fim de analisar o efeito dos preços praticados nos leilões de energia, simulou-se os três casos para preços no intervalo de 100 a 200 R\$/MWh, destacando os preços médios praticados no primeiro e segundo leilão de energia com participação de fontes de biomassa.

Os preços médios dos leilões de reserva, apenas para projetos de biomassa, atualizados para data base de setembro de 2011, resultaram em aproximadamente 150 e 175 R\$/MWh, para o 3º LER e 1º LER, respectivamente. Os resultados obtidos para os três casos encontram-se a seguir:

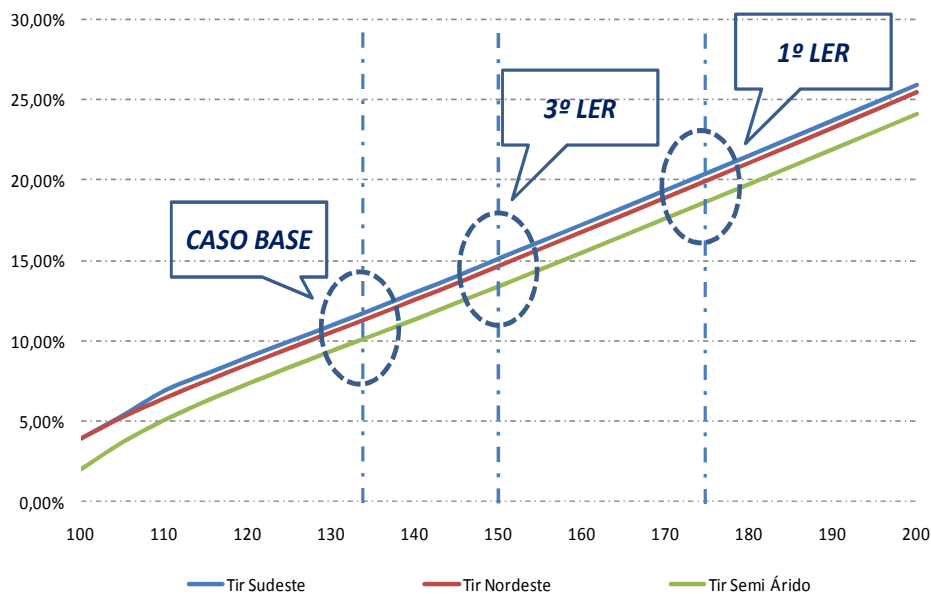


Figura 6.16 – Preços dos Leilões

Observamos que entre os limites do intervalo, a variação da TIR foi de 21,96% para o caso SUDESTE, 21,47% para o caso NORDESTE e 22,11% para o SEMI ÁRIDO.

Comparando o benefício proporcionado pelos preços praticado nos leilões em comparação com o preço utilizado como parâmetro base, temos os seguintes resultados.

Tabela 6.3 – Ganho de TIR acionista em Leilão

	SUDESTE	NORDESTE	SEMI ÁRIDO
BASE (135 R\$/MWh)	12,00%	11,55%	10,33%
Delta 3^o LER (150 R\$/MWh)	3,13%	3,12%	3,04%
Delta 1^o LER (175 R\$/MWh)	8,45%	8,44%	8,35%

Ao observarmos a Tabela 6.3 podemos concluir que um projeto comercializando energia no primeiro LER em 2008 em comparação com um projeto análogo comercializando energia a 135 R\$/MWh obtém um resultado em termos de TIR acionista aproximadamente 8,5 pontos percentuais maior.

A análise do impacto na TIR acionista para uma variação unitária no preço da energia resulta em valores análogos para os três casos, em torno de 0,22% positivos para cada 1 R\$/MWh acrescido no preço de energia.

6.1.8 Encargo de P&D

Para vislumbrar o impacto da aplicação do encargo de P&D, simulou-se os três casos considerando a inclusão ou não deste encargo. Ao mesmo tempo, assim como para os outros mecanismos, quantificou-se o impacto no preço de energia para manter as taxas de atratividade escolhidas. Os resultados estão demonstrados nas figuras a seguir.

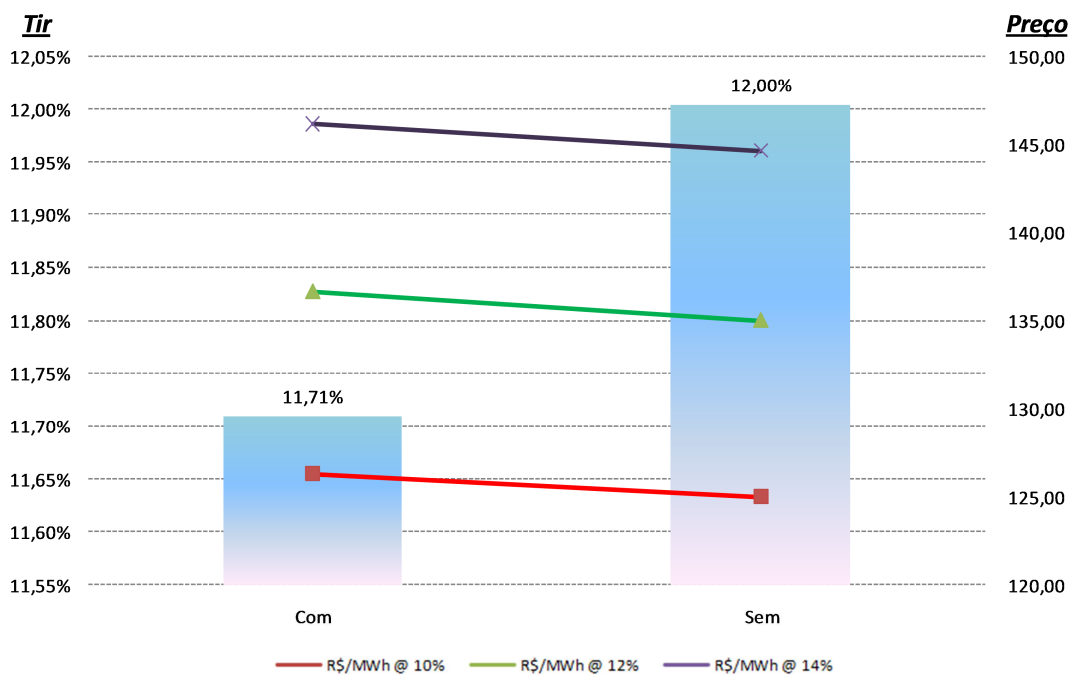


Figura 6.17 – P&D CASO SUDESTE

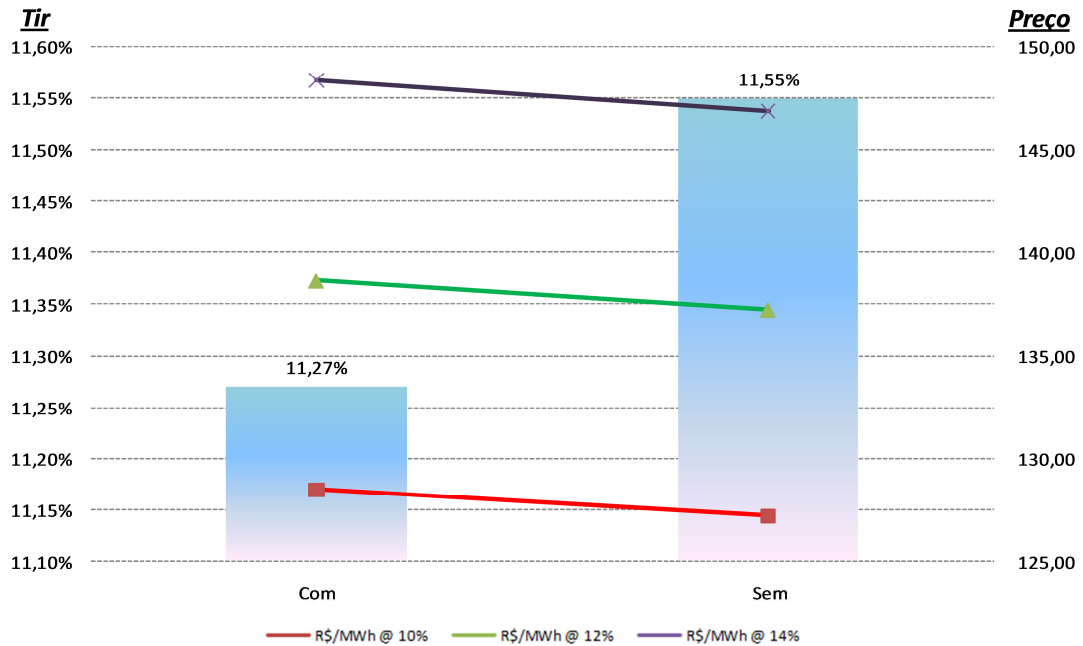


Figura 6.18 – P&D CASO NORDESTE

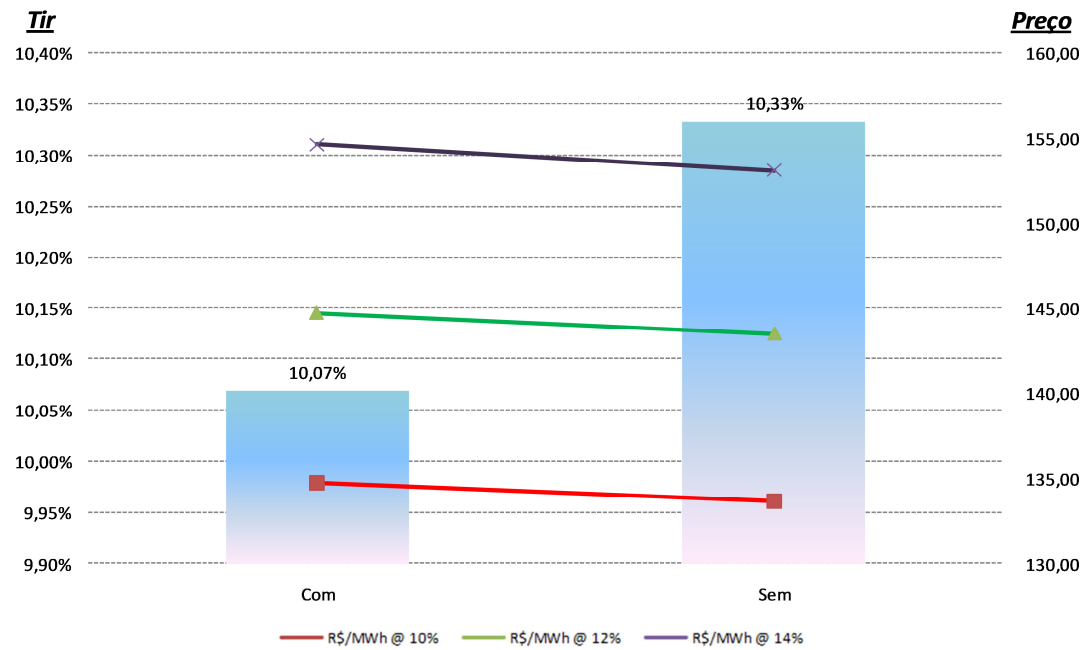


Figura 6.19 – P&D CASO SEMI ÁRIDO

Pelas figuras acima, podemos observar que a inclusão do encargo de P&D implica em uma perda média, com relação aos três casos simulados, de 0,28% na TIR acionista, ou analisando sob a visão da variação de preço para manutenção das taxas de atratividade, um adição de 1,21, 1,42 e 1,52 R\$/MWh no preço de energia necessário.

6.1.9 Aproveitamento do REIDI

Assim como a aplicação do encargo de P&D, para analisar o impacto do aproveitamento do REIDI nos projetos, simulou-se para os três casos estudados o enquadramento ou não do projeto. Os resultados encontram-se abaixo.

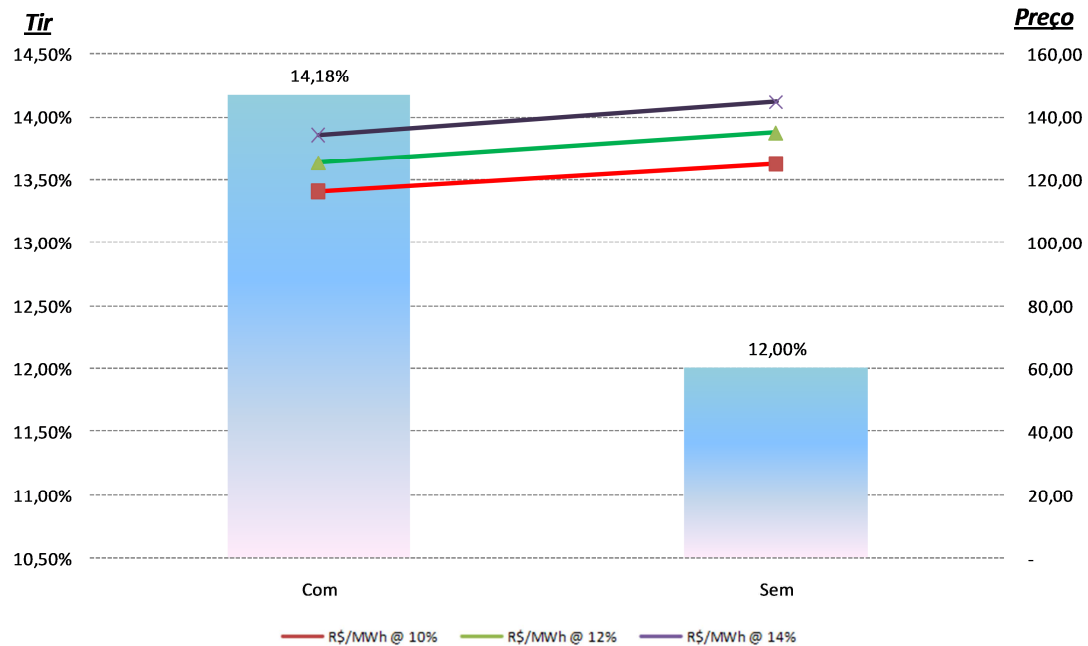


Figura 6.20 – REIDI CASO SUDESTE

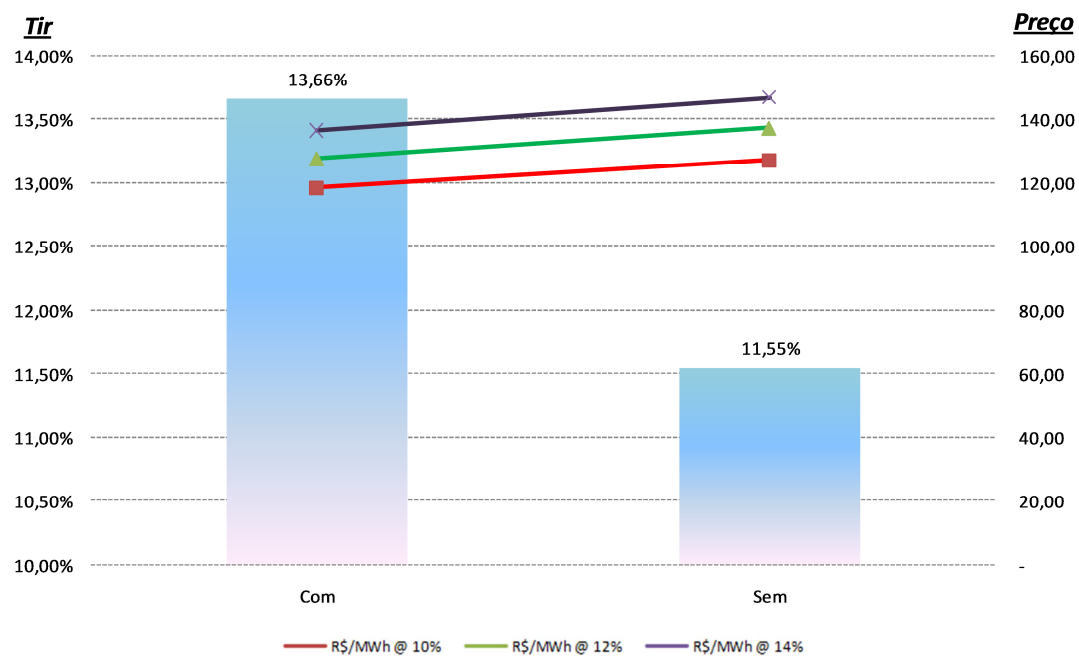


Figura 6.21 – REIDI CASO NORDESTE

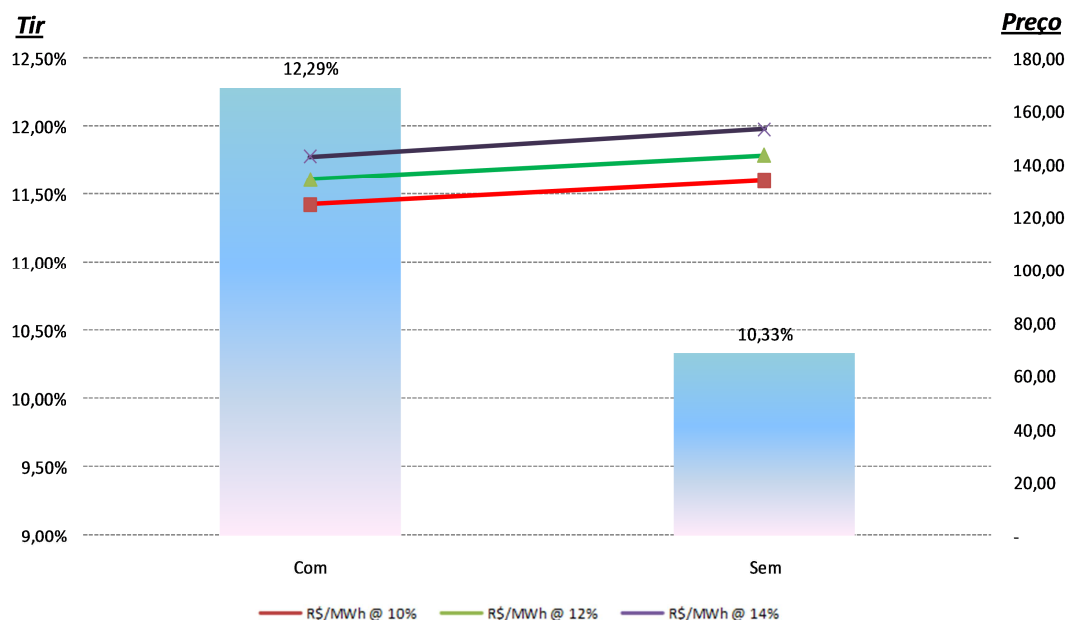


Figura 6.22 – REIDI CASO SEMI ÁRIDO

Observando as figuras acima concluímos que pelo enquadramento do projeto no REIDI há uma variação positiva média, para os três casos, de 2,08% na TIR acionista, isto é, a consideração do REIDI aumenta a TIR acionista em aproximadamente 2% em média.

Com relação à análise deste efeito através do preço de energia, a utilização do REIDI proporciona um desconto médio, com relação aos 3 casos simulados, no preço de energia em torno de 8,83, 9,52 e 10,30 R\$/MWh para TIR acionista de 10%, 12% e 14%, respectivamente.

6.1.20 Crédito de Carbono

Analogamente aos efeitos de P&D e REIDI estudou-se a obtenção de créditos de carbono de acordo com as premissas identificadas no Capítulo 5. Dessa maneira, simulou-se para os três casos estudados o impacto da obtenção dos créditos. Os resultados encontram-se nas figuras consequintes.

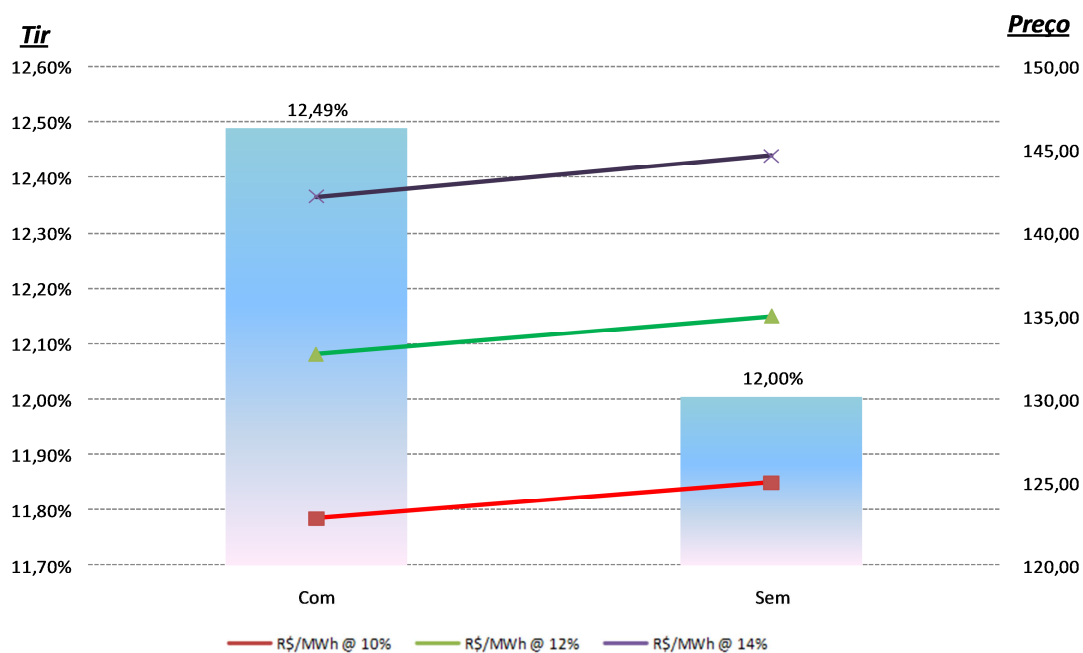


Figura 6.23 – Crédito de Carbono CASO SUDESTE

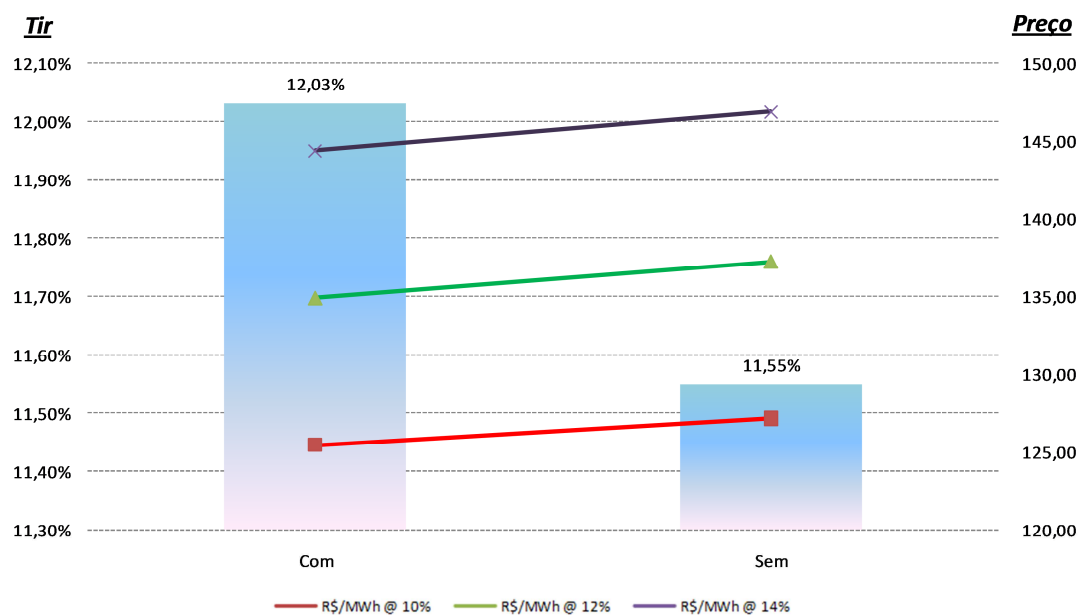


Figura 6.24 – Crédito de Carbono CASO NORDESTE

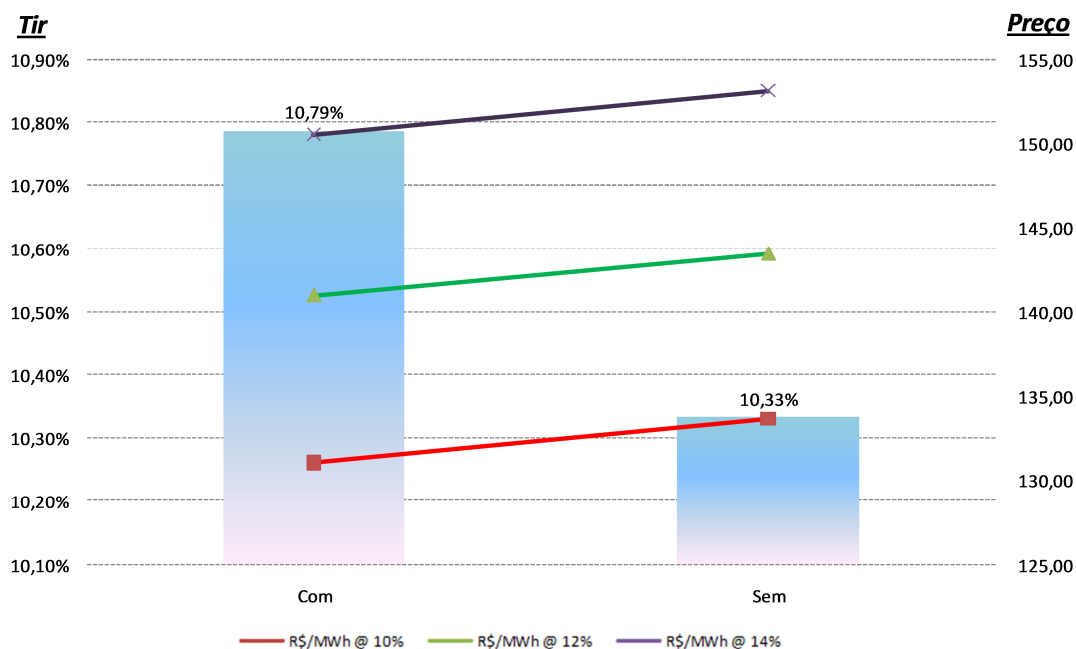


Figura 6.25 – Crédito de Carbono CASO SEMI ÁRIDO

Através das figuras acima podemos extrair que pela obtenção dos créditos de carbono, há incorporação de um benefício médio, para os 3 casos, em torno de 0,47% na TIR acionista.

Ao observarmos o benefício em termos de minimização do preço de energia necessário para manutenção das TIR acionista de 10%, 12% e 14%, obtemos uma diminuição média do preço em 2,18, 2,39 e 2,51 R\$/MWh, respectivamente.

6.2 Efeitos Compostos

Faz-se interessante agregar à análise anterior o efeito composto do uso destes mecanismos, dado que, alguns efeitos isolados possuem impacto diferenciado quando analisados em conjunto, e em termos práticos, é perfeitamente plausível que um projeto de fonte renovável usufrua dos mecanismos estudados concomitantemente.

O posicionamento no tocante ao efeito diferenciado quando se analisam sobreposições de mecanismos pode ser vislumbrado, por exemplo, para o caso da taxa de juros e aumento na alavancagem, uma vez que, quanto maior a participação do capital de terceiros no total do investimento, maior será base de cálculo do juros, e seu consequente impacto.

Conforme exposto no Capítulo 5, foram criados 2 cenários de sensibilidade para cada caso em adição ao cenário base utilizado para realizar as simulações descritas acima, um cenário otimista e um pessimista, conforme premissas expostas no Quadro 5.6.

A seguir são expostos os resultados obtidos para os 3 casos e 3 cenários criados.

6.2.1 Caso SUDESTE

Para o caso SUDESTE, foram realizadas 4 variações no cenário otimista, modificando a alavancagem de 80% para 90%, advindo da possibilidade deste acréscimo de 10% pela utilização de caldeiras eficientes, e ao mesmo tempo, utilizando a condição de preço praticada nos leilões de reserva para biomassa.

As Figuras 6.26, 6.27, 6.28 e 6.29 demonstram os resultados obtidos para o caso SUDESTE.

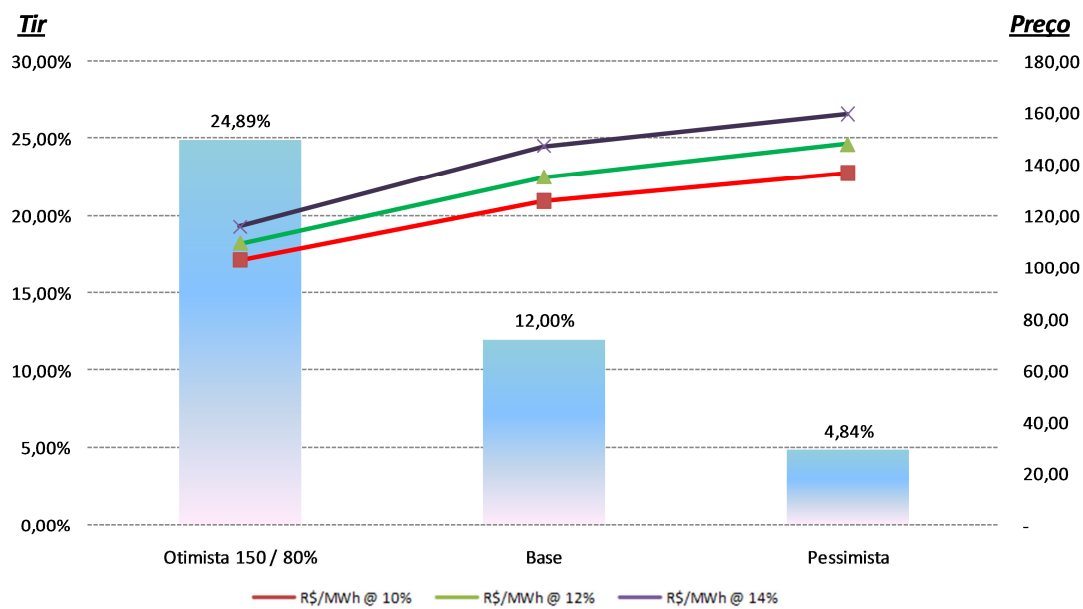


Figura 6.26 – Efeito Composto CASO SUDESTE (150 R\$/MWh / 80%)

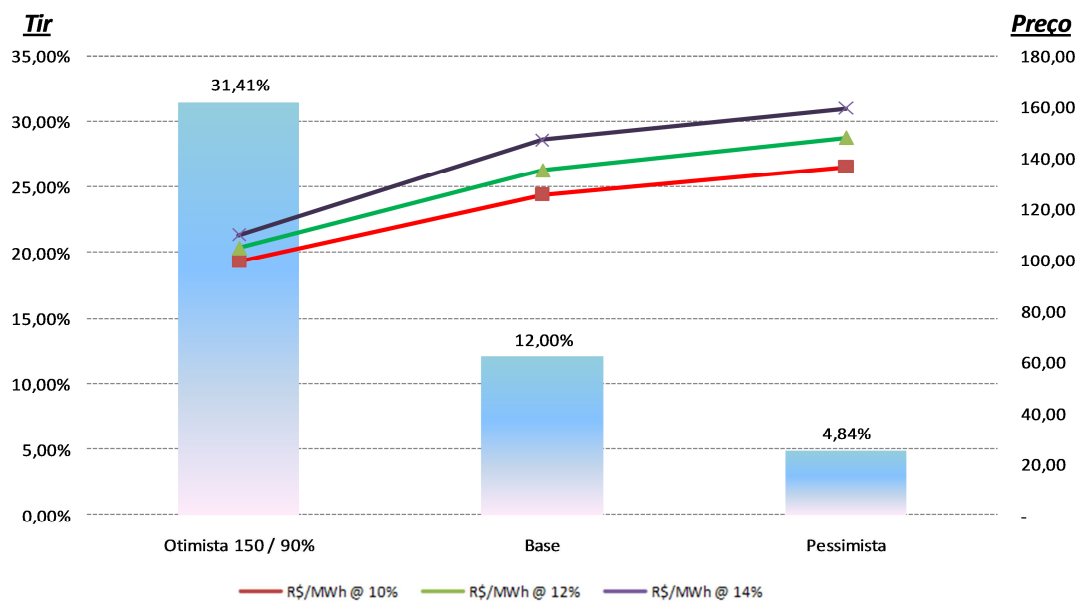


Figura 6.27– Efeito Composto CASO SUDESTE (150 R\$/MWh / 90%)

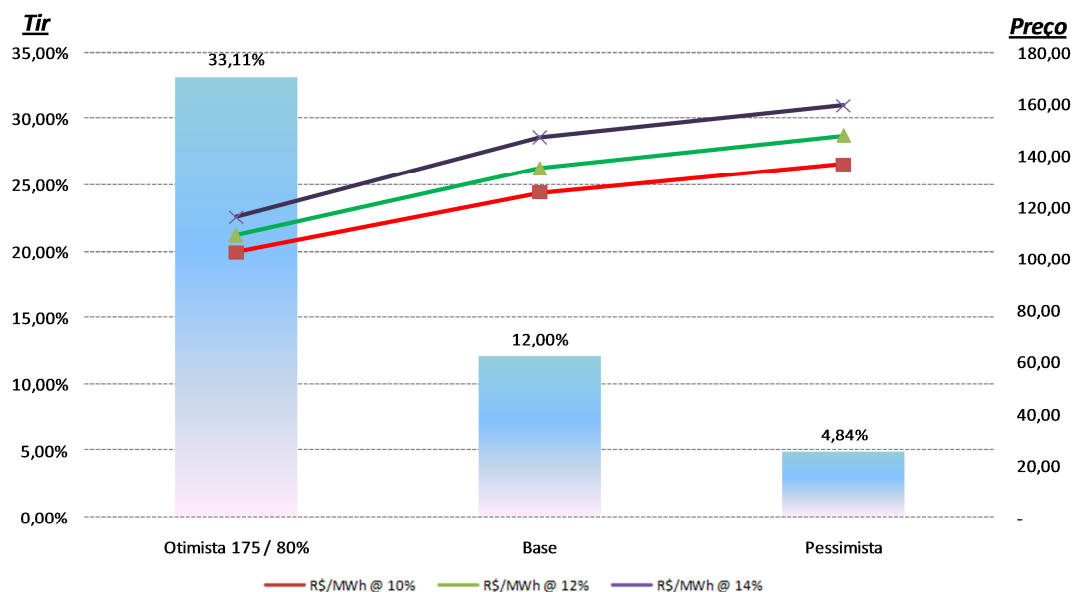


Figura 6.28– Efeito Composto CASO SUDESTE (175 R\$/MWh / 80%)

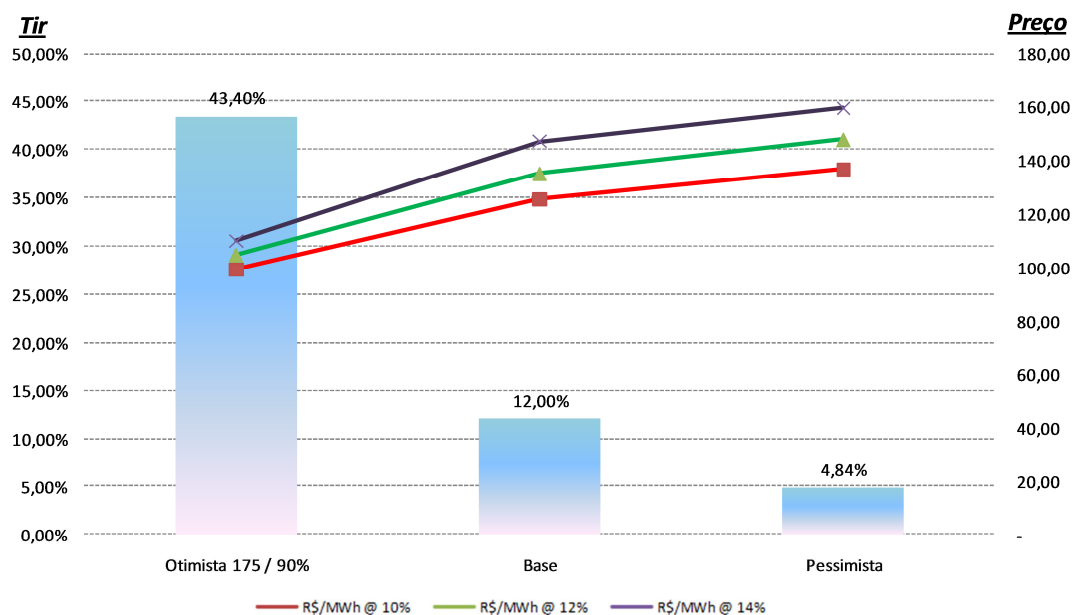


Figura 6.29– Efeito Composto CASO SUDESTE (175 R\$/MWh / 90%)

A partir das figuras anteriores podemos observar que a TIR acionista varia significativamente entre os cenários, atingindo patamares de baixa viabilidade na condição pessimista.

Dado que a variação entre as 4 figuras refere-se apenas ao comparativo entre o cenário Base e Otimista, a perda de competitividade entre o cenário Base e Pessimista é única e no valor 7,16%, associados ao efeito cumulativo da perda integral de desconto na TUSD, do decréscimo de 25 R\$/MWh no preço de energia, da inclusão do encargo de P&D, e da piora nas condições de financiamento.

Para vislumbrar o efeito do Preço, podemos comparar os resultados obtidos nas figuras 6.26 e 6.28, e nas figuras 6.27 e 6.29, obtendo-se 8,23% e 11,99% de variação na TIR ao acionista, respectivamente.

Em termos unitários, realizando as mesmas comparações, podemos observar que o efeito unitário de variação no preço, em uma conjuntura composta dos efeitos, resulta em 0,33% (Gráfico 6.26 versus 6.28) e 0,48% (Gráfico 6.27 versus 6.29) na TIR acionista.

Através de raciocínio análogo, buscando identificar o efeito do aumento do nível de alavancagem do projeto, podemos comparar as figuras 6.26 com 6.27 e 6.28 com 6.29, obtendo a variação de 6,52% e 10,29%, ou em termos unitários, 0,65% e 1,03% na TIR acionista.

As variações de TIR acionista e delta de energia para manutenção das taxas de atratividade proposta, encontram-se resumidas a seguir, na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Comparativos CASO SUDESTE

150 / 80%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	12,88%	- 22,92	- 25,94	- 31,36
Otimista Vs Pessimista	20,04%	- 33,95	- 38,72	- 43,75
150 / 90%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	19,40%	- 26,03	- 30,27	- 37,12
Otimista Vs Pessimista	26,56%	- 37,06	- 43,05	- 49,51
175 / 80%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	21,11%	- 22,92	- 25,94	- 31,36
Otimista Vs Pessimista	28,27%	- 33,95	- 38,72	- 43,75
175 / 90%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	31,40%	- 26,03	- 30,27	- 37,12
Otimista Vs Pessimista	38,56%	- 37,06	- 43,05	- 49,51

Pela Tabela 6.4 podemos observar que para os cenários onde o preço de energia é de 150 R\$/MWh, o efeito da alavancagem é mais expressivo. Todavia, quando este preço atinge o patamar de 175 R\$/MWh, o fator preço se torna mais preponderante no resultado.

Com relação à variação nos preços de energia, necessárias para manutenção das taxas de atratividade escolhidas para análise, há uma variação dentro do intervalo de 22,92 R\$/MWh e 49,51 R\$/MWh.

Por exemplo, para o limite superior de variação no preço supra citado, o que se visualiza é a necessidade de quase 50 R\$/MWh adicionais no preço de energia para manter uma TIR acionista de 14%, quando passamos do cenário otimista para o cenário pessimista. Pela Figura 6.29 podemos observar o aumento deste preço do patamar de 109,81 R\$/MWh para 159,32 R\$/MWh.

6.2.2 Caso NORDESTE

Para o caso NORDESTE, foram criadas duas variações no cenário otimista, alterando o preço praticado nestes cenários em função dos valores obtidos nos leilões de biomassa. As Figuras 6.30 e 6.31 representam os resultados obtidos.

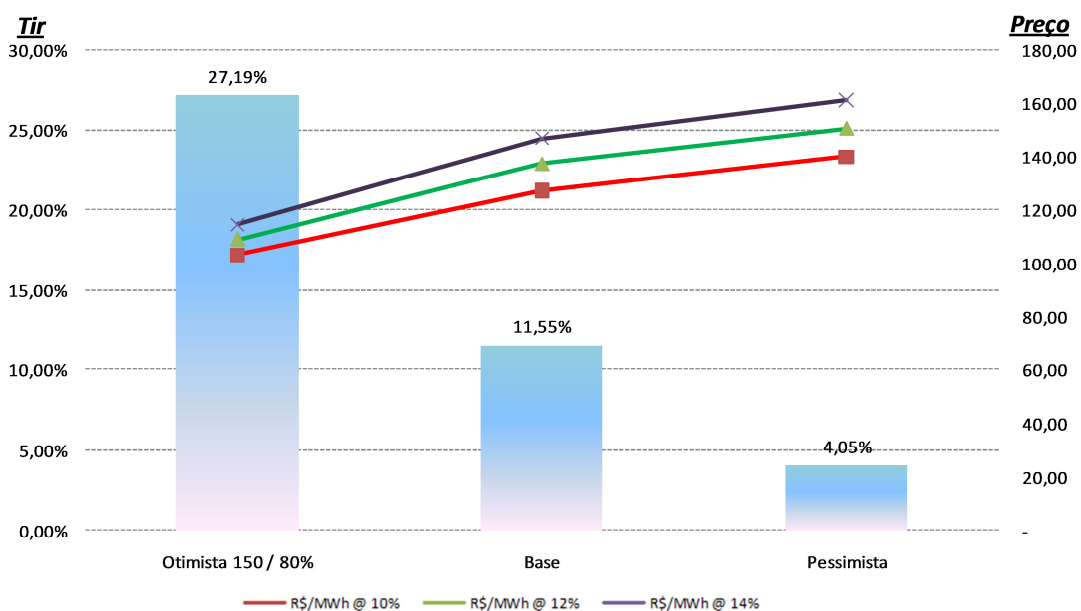


Figura 6.30– Efeito Composto CASO NORDESTE (150 R\$/MWh / 80%)

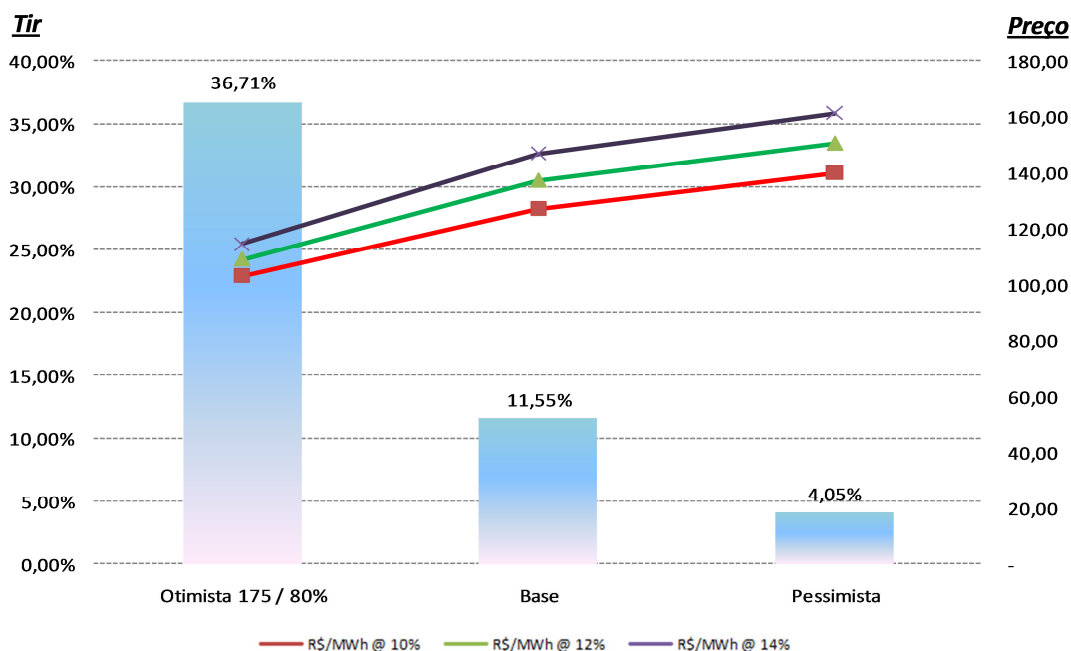


Figura 6.31– Efeito Composto CASO NORDESTE (175 R\$/MWh / 80%)

Das Figuras acima podemos extrair que a TIR acionista sofre uma variação mais significativa que no caso SUDESTE, influenciada principalmente pelo aumento no valor da TUSD e seu conseqüente impacto através do uso ou não do fator de desconto. A variação entre o cenário Base e Pessimista é da ordem de 7,50%, 0,34% superior ao encontrado para o caso SUDESTE.

Através dessa perda podemos observar a baixa atratividade ao acionista no cenário pessimista, onde em termos de variação média dos preços de energia, ao longo do intervalo de atratividade escolhido (TIR acionista entre 10% e 14%), resulta-se em 13,50 R\$/MWh.

Ao mesmo tempo, comparando-se as duas figuras sob a ótica otimista, notamos o efeito preço, que representa 9,52% da TIR acionista pela variação de 25 R\$/MWh, valor próximo aos resultados obtidos no caso SUDESTE, ou em termos de variação unitária do preço, 0,38% de variação na TIR.

As variações comparativas entre os 3 cenários propostos, para os dois preços simulados no cenário otimista, encontram-se resumidas a seguir, na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Comparativos CASO NORDESTE

150 / 80%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	15,64%	- 23,99	- 28,33	- 32,28
Otimista Vs Pessimista	23,15%	- 26,11	- 30,10	- 34,56

175 / 80%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	25,16%	- 23,99	- 28,33	- 32,28
Otimista Vs Pessimista	32,67%	- 26,11	- 30,10	- 34,56

Pela Tabela 6.5 observamos uma variação em função do preço de energia entre 24 e 34,5 R\$/MWh, dependendo da TIR alvo escolhida. Assim se, por exemplo, fosse opção partir de um cenário considerando todos os benefícios aplicáveis em direção a condição base, em vistas a manter a TIR acionista de 10% seria necessário um acréscimo no preço em torno de 24 R\$/MWh.

6.2.3 Caso SEMI ÁRIDO

Para o caso SEMI ÁRIDO, o procedimento de simulação realizado é análogo ao realizado para o caso NORDESTE, considerando apenas a variação de preço no cenário otimista, uma vez que o intervalo de variação da alavancagem para o BNB é único. Os resultados obtidos encontram-se nas figuras abaixo.

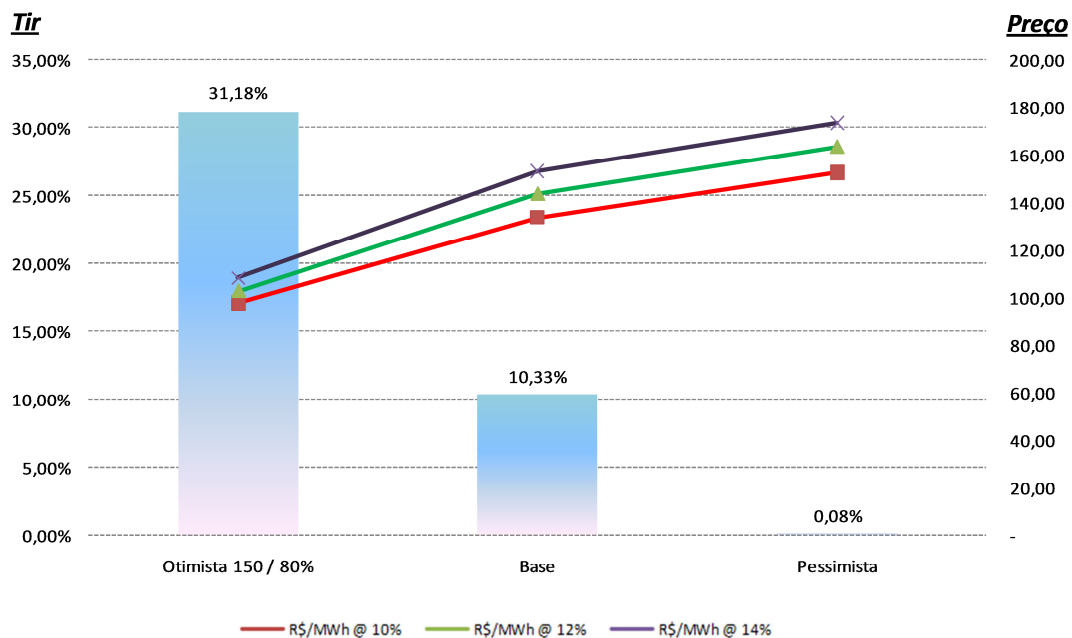


Figura 6.32– Efeito Composto CASO SEMI ÁRIDO (150 R\$/MWh / 80%)

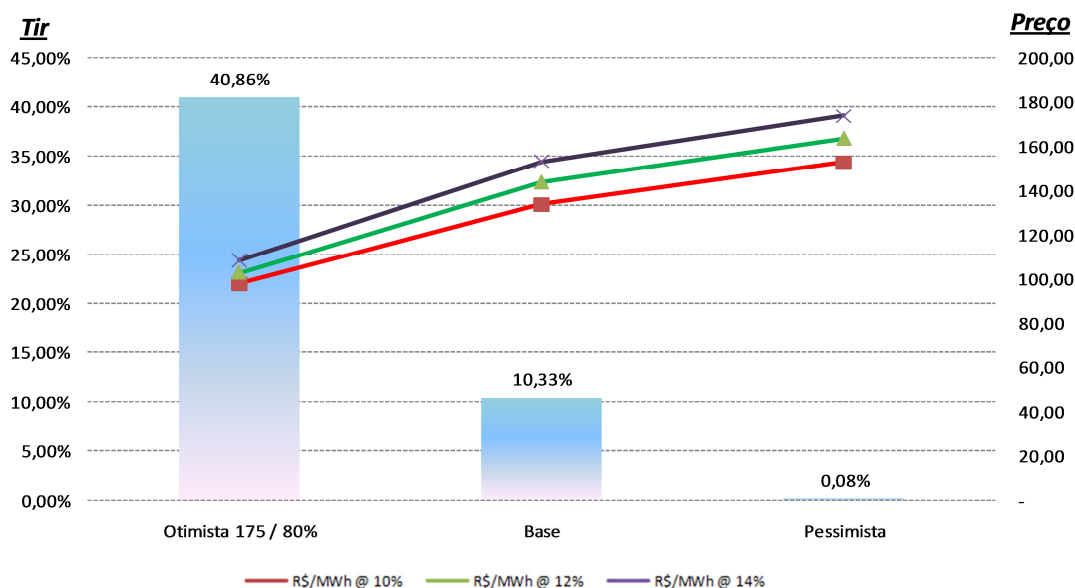


Figura 6.33– Efeito Composto CASO SEMI ÁRIDO (175 R\$/MWh / 80%)

Através das figuras 6.32 e 6.33 podemos enxergar de maneira mais enfática o efeito do desconto na TUSD, pelo motivo de o caso SEMI ÁRIDO ser o mais prejudicado neste aspecto, através de sua TUSD duas vezes maior que no caso SUDESTE. A variação observada entre o cenário Base e Pessimista é de 10,25%.

O caso SEMI ÁRIDO não apresenta viabilidade para o cenário pessimista, resultando em uma TIR acionista praticamente nula. Em termos de impacto no preço de energia, comparando-se os cenários base e pessimista, observamos que há necessidade de acréscimo médio de 19,68 R\$/MWh para manutenção da TIR entre estes cenários.

As variações comparativas entre os 3 cenários propostos, para os dois preços simulados no cenário otimista, encontram-se resumidas a seguir, na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Comparativo CASO SEMI ÁRIDO

150 / 80%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	20,85%	- 35,94	- 40,74	- 44,88
Otimista Vs Pessimista	31,10%	- 54,87	- 60,52	- 65,21

175 / 80%	TIR	R\$/MWh @ 10%	R\$/MWh @ 12%	R\$/MWh @ 14%
Otimista Vs Base	30,53%	- 35,94	- 40,74	- 44,88
Otimista Vs Pessimista	40,78%	- 54,87	- 60,52	- 65,21

Observamos uma variação em função do preço de energia entre 36 e 65 R\$/MWh, dependendo da TIR alvo escolhida. Os valores se mostram significativamente superiores aos outros casos, identificando a forte dependência dos mecanismos estudados.

As Tabelas 6.7 até 6.10 apresentadas a seguir consolidam todos os resultados obtidos nas simulações, para os efeitos isolados e compostos dos mecanismos estudados.

Tabela 6.7 – Consolidação dos Resultados – Efeitos Isolados

SUDESTE	Intervalo de Análise	Variações no Intervalo de Estudo				Variações Unitárias			
		TIR	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%	TIR	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%
Alavancagem	60% a 90 %	2,87%	8,55	12,12	14,39	0,096%	-0,285	-0,404	-0,500
Spread	0,9% a 5,4%	3,45%	14,36	16,38	17,82	-0,079%	0,310	0,359	0,390
Amortização	8 a 16 Anos	0,41%	1,21	1,9	2,74	0,051%*	-0,151*	-0,237*	-0,342*
Carência	5 a 60 Meses	1,16%	3,04	4,62	6,25	0,019%	-0,051	-0,077	-0,104
TUSD	0% a 100%	1,60%	7,86	7,85	7,87	0,015%	-0,075	-0,075	-0,075
Preço de Energia	100 - 200 R\$/MWh	21,96%	-	-	-	0,220%	-	-	-
P&D	Com e Sem	0,29%	1,27	1,61	1,52	-	-	-	-
REIDI	Com e Sem	2,17%	8,73	9,56	10,37	-	-	-	-
Crédito de Carbono	Com e Sem	0,48%	-2,19	-2,33	-2,47	-	-	-	-
NORDESTE	Intervalo de Análise	Variações no Intervalo de Estudo				Variações Unitárias			
		TIR	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%	TIR	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%
Alavancagem	60% a 90 %	2,66%	8,66	12	15,15	0,089%	-0,289	-0,400	-0,505
Juros	7,1% a 10,5%	2,58%	11,08	12,68	14,14	-0,072%	0,308	0,352	0,393
Amortização	8 a 16 Anos	0,36%	1,22	1,91	2,84	0,045%*	-0,152*	-0,238*	-0,355*
Carência	5 a 60 Meses	1,05%	3,18	4,79	6,49	0,017%	-0,053	-0,080	-0,108
TUSD	0% a 100%	2,47%	12,18	12,32	12,3	0,024%	-0,116	-0,117	-0,117
Preço de Energia	100 - 200 R\$/MWh	21,47%	-	-	-	0,215%	-	-	-
P&D	Com e Sem	0,28%	1,28	1,39	1,5	-	-	-	-
REIDI	Com e Sem	2,11%	8,73	9,63	10,37	-	-	-	-
Crédito de Carbono	Com e Sem	0,48%	-1,73	-2,38	-2,48	-	-	-	-
SEMI ÁRIDO	Intervalo de Análise	Variações no Intervalo de Estudo				Variações Unitárias			
		TIR	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%	TIR	Preço @ 10%	Preço @ 12%	Preço @ 14%
Alavancagem	60% a 90 %	2,20%	8,79	12,12	15,33	0,073%	-0,293	-0,404	-0,511
Juros	7,1% a 10,5%	2,37%	11,33	12,77	13,98	-0,066%	0,315	0,355	0,388
Amortização	8 a 16 Anos	0,26%	1,27	2,04	2,61	0,032%*	-0,159*	-0,255*	-0,326*
Carência	5 a 60 Meses	0,83%	3,33	4,76	6,34	0,014%	-0,056	-0,079	-0,106
TUSD	0% a 100%	4,94%	24,53	24,78	24,53	0,047%	-0,234	-0,236	-0,234
Preço de Energia	100 - 200 R\$/MWh	22,11%	-	-	-	0,221%	-	-	-
P&D	Com e Sem	0,26%	1,09	1,26	1,53	-	-	-	-
REIDI	Com e Sem	1,95%	9,03	9,36	10,17	-	-	-	-
Crédito de Carbono	Com e Sem	0,45%	-2,63	-2,48	-2,58	-	-	-	-

* Variação Não Linear - Valor aproximado

A partir da Tabela 6.7 podemos observar qual o efeito de cada mecanismo estudado sob diferentes perspectivas, sendo estas, a variação da TIR acionista e do preço de venda para as taxas de retorno utilizadas (10%, 12% e 14%) ao longo de todo o intervalo de valores de cada mecanismo e sob a ótica unitária.

Dessa maneira, como exemplo, podemos observar para o caso SEMI ÁRIDO o impacto da Alavancagem no retorno do projeto, onde caso haja uma variação do mínimo para o máximo do intervalo estudado (60% para 90%), há uma melhoria na TIR de 2,20%, ao mesmo tempo, observamos uma redução de 8,79 R\$/MWh, 12,12 R\$/MWh e 15,33 R\$/MWh no preço de venda da energia para que haja a manutenção das taxas de retorno utilizadas, 12%, 14% e 16%, respectivamente.

Olhando sob a ótica da variação unitária do mecanismo de alavancagem, observamos que um acréscimo de 1% no total da alavancagem melhora a TIR em 0,073%, e reduz o preço de venda de 0,293 R\$/MWh, 0,040 R\$/MWh, 0,511 R\$/MWh para a manutenção das taxas de retorno utilizadas no estudo, 12%, 14% e 16%, respectivamente.

Tabela 6.8 – Consolidação dos Resultados – Efeitos Compostos - SUDESTE

150 / 80%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	24,9%	12,0%	4,8%
R\$/MWh @ 10%	102,5	125,5	136,5
R\$/MWh @ 12%	109,1	135,0	147,8
R\$/MWh @ 14%	115,6	146,9	159,3
	Otim. Vs Base	Otim. Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	12,9%	20,0%	7,2%
Δ R\$/MWh @ 10%	-22,9	-34,0	-11,0
Δ R\$/MWh @ 12%	-25,9	-38,7	-12,8
Δ R\$/MWh @ 14%	-31,4	-43,8	-12,4

150 / 90%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	31,4%	12,0%	4,8%
R\$/MWh @ 10%	99,4	125,5	136,5
R\$/MWh @ 12%	104,7	135,0	147,8
R\$/MWh @ 14%	109,8	146,9	159,3
	Otim. Vs Base	Otim. Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	19,4%	26,6%	7,2%
Δ R\$/MWh @ 10%	-26,0	-37,1	-11,0
Δ R\$/MWh @ 12%	-30,3	-43,1	-12,8
Δ R\$/MWh @ 14%	-37,1	-49,5	-12,4

175 / 80%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	33,1%	12,0%	4,8%
R\$/MWh @ 10%	102,5	125,5	136,5
R\$/MWh @ 12%	109,1	135,0	147,8
R\$/MWh @ 14%	116,0	146,9	159,3
	Otim Vs Base	Otim Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	21,1%	28,3%	7,2%
Δ R\$/MWh @ 10%	-22,9	-34,0	-11,0
Δ R\$/MWh @ 12%	-25,9	-38,7	-12,8
Δ R\$/MWh @ 14%	-31,0	-43,4	-12,4

175 / 90%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	43,4%	12,0%	4,8%
R\$/MWh @ 10%	99,4	125,5	136,5
R\$/MWh @ 12%	104,7	135,0	147,8
R\$/MWh @ 14%	109,9	146,9	159,3
	Otim. Vs Base	Otim Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	31,4%	38,6%	7,2%
Δ R\$/MWh @ 10%	-26,0	-37,1	-11,0
Δ R\$/MWh @ 12%	-30,3	-43,1	-12,8
Δ R\$/MWh @ 14%	-37,0	-49,4	-12,4

Tabela 6.9 – Consolidação dos Resultados – Efeitos Compostos - NORDESTE

150 / 80%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	27,2%	11,5%	4,0%
R\$/MWh @ 10%	103,2	127,2	139,9
R\$/MWh @ 12%	108,9	137,3	150,6
R\$/MWh @ 14%	114,6	146,9	161,2
	Otim. Vs Base	Otim Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	15,6%	23,1%	7,5%
Δ R\$/MWh @ 10%	-24,0	-36,7	-12,8
Δ R\$/MWh @ 12%	-28,3	-41,7	-13,4
Δ R\$/MWh @ 14%	-32,3	-46,7	-14,4

175 / 80%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	36,7%	11,5%	4,0%
R\$/MWh @ 10%	103,2	127,2	139,9
R\$/MWh @ 12%	108,9	137,3	150,6
R\$/MWh @ 14%	114,6	146,9	161,2
	Otim. Vs Base	Otim Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	25,2%	32,7%	7,5%
Δ R\$/MWh @ 10%	-24,0	-36,7	-12,8
Δ R\$/MWh @ 12%	-28,3	-41,7	-13,4
Δ R\$/MWh @ 14%	-32,3	-46,7	-14,4

Tabela 6;10 – Consolidação dos Resultados – Efeitos Compostos – SEMI ARIDO

150 / 80%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	31,2%	10,3%	0,1%
R\$/MWh @ 10%	97,7	133,7	152,6
R\$/MWh @ 12%	102,7	143,5	163,2
R\$/MWh @ 14%	108,2	153,1	173,5
	Otim. Vs Base	Otim Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	20,8%	31,1%	10,3%
Δ R\$/MWh @ 10%	-35,9	-54,9	-18,9
Δ R\$/MWh @ 12%	-40,7	-60,5	-19,8
Δ R\$/MWh @ 14%	-44,9	-65,2	-20,3

175 / 80%	Otimista	Base	Pessimista
Tir	40,9%	10,3%	0,1%
R\$/MWh @ 10%	97,7	133,7	152,6
R\$/MWh @ 12%	102,7	143,5	163,2
R\$/MWh @ 14%	108,2	153,1	173,5
	Otim. Vs Base	Otim Vs Pess.	Base Vs Pess.
Δ Tir	30,5%	40,8%	10,3%
Δ R\$/MWh @ 10%	-35,9	-54,9	-18,9
Δ R\$/MWh @ 12%	-40,7	-60,5	-19,8
Δ R\$/MWh @ 14%	-44,9	-65,2	-20,3

Conclusões

Esta dissertação desenvolveu o estudo de um tema com forte relevância no contexto atual do setor elétrico brasileiro. A presença crescente das fontes alternativas de energia traz consigo a necessidade do aprofundamento técnico das questões pertinentes nesta seara.

As perspectivas de manutenção da expansão da matriz nos moldes históricos observados, com forte presença hidrelétrica de grande porte e inserção de projetos térmicos que não representam na íntegra o papel de *back up* do sistema não deve se perpetuar, em parte pelo interesse na mitigação da dependência de insumos fósseis não renováveis, e em parte pela crescente dificuldade na viabilização de projetos hidrelétricos estruturantes distantes dos grandes centros consumidores.

No Capítulo 2 percorreu-se o histórico de formação do arcabouço regulatório vigente no setor elétrico, sob a ótica da interveniência de seu regimento para as fontes alternativas, e ao mesmo tempo apontou-se a importância crescente que as fontes alternativas possuem para auxiliar a segurança de suprimento futura.

Pela descrição realizada no Capítulo 3, pode-se observar um breve histórico de desenvolvimento específico de cada fonte, bem como a expressividade atual que estas possuem na matriz nacional.

Através do recorrido no Capítulo 4 foi possível visualizar qualitativamente os principais mecanismos que se fazem hoje presentes para suprir a lacuna de

competitividade existente entre as fontes alternativas e os projetos de geração convencional de energia.

Em complemento, no Capítulo 5 e 6, o estudo de caso criado demonstrou através dos resultados numéricos a importância que estes mecanismos estudados possuem na atratividade ao investidor privado.

Foi possível observar que os impactos são diferenciados de acordo com a região geográfica onde o projeto está inserido, podendo este fato ser justificado pela diferença nas tarifas de uso de rede, bem como pelas condições diferenciadas das linhas de financiamento existentes.

Pode-se concluir que, dentro dos intervalos de estudo propostos para cada mecanismo estudado, alguns parâmetros se sobressaem frente a outros, como é o caso das condições de alavancagem, taxa de juros e preço de energia.

Foi possível observar que a maior variação unitária encontrada está associada à variável preço de energia, sendo que, para cada R\$/MWh adicionado ao preço do contrato, encontra-se uma melhora de 0,2% na TIR acionista.

Por conseguinte, as condições de alavancagem e juros praticados são as variáveis que mais impactam a rentabilidade do projeto, sendo responsáveis por variações unitárias da ordem de 0,1% e -0,08%, respectivamente. Isto é, uma acréscimo unitário na alavancagem pode proporcionar um benefício de 0,1% na TIR acionista, e um acréscimo unitário dos juros prejudica a rentabilidade em aproximadamente 0,08%.

As condições de carência e prazo de amortização também influenciam a rentabilidade do projeto, entretanto de maneira mais modesta, ambas representando no máximo uma melhora de 0,05% na TIR acionista em caso de variação unitária positiva.

Com relação às variáveis que não possuem intervalo de aplicação, apenas a condição de inclusão ou não no projeto, como por exemplo, o REIDI, os créditos de carbono e o encargo de P&D, foi possível observar a expressividade do benefício de

inclusão no REIDI, atingindo valores de variação da TIR acionista superiores a 2% quando há inclusão deste benefício.

Concomitantemente, observou-se que quando há inclusão dos créditos de carbono a TIR acionista sofre um incremento aproximado de 0,5%, bem como, com relação à isenção do encargo de P&D representa um benefício em torno de 0,3%.

Quando analisamos os casos compostos de uso dos mecanismos estudados, observamos que a retirada desses mecanismos pode inviabilizar o investimento, dado que o acionista não enxerga atratividade nos projetos.

Através dos resultados foi possível concluir que para obter um retorno, em valores reais, de 12% a.a., o preço de energia necessário deve permanecer dentro do intervalo de 135 e 145 R\$/MWh, sendo o limite inferior associado à projetos na região Sudeste e o limite superior associado à projetos na região Semi árida brasileira.

Ao mesmo tempo, no cenário pessimista, observou-se que os preços necessários para manutenção desse mesmo retorno ao acionista são superiores aos praticados no primeiro LER, isto é, acima de 150 R\$/MWh na data base de setembro de 2011.

Através dessa observação, bem como observando a tendência de queda nos preços praticados em leilões de energia expressa na Figura 4.3, podemos reafirmar que a competitividade dos projetos, sem a inclusão dos benefícios estudados fica prejudicada.

Sob a ótica de análise do investidor, os resultados apontam claramente a necessidade de manutenção desses mecanismos, bem como, apontam a necessidade de estudos acerca da adaptação dos mesmos para mitigar a diferença que pode surgir para projetos em regiões diferenciadas.

As melhorias supra citadas podem ser expressas pela regionalização de alguns mecanismos, como por exemplo, a aplicação do desconto no uso de rede e/ou a regionalização dos leilões de energia.

Ao mesmo tempo, pelos números apresentados nos Capítulos 2 e 3, pode-se observar que há necessidade de desenvolvermos outros potenciais brasileiros, tais qual a energia solar fotovoltaica, a energia oriunda de concentração térmica solar, a energia advinda das marés, entre outras, que hoje apresentam pouca, ou sequer apresentam, projetos em operação.

As contribuições que esta dissertação trouxe para o segmento das fontes alternativas resumem-se em:

- (i) Descrição em único documento dos principais mecanismos de fomento as fontes alternativas e do histórico de evolução do setor elétrico sob uma ótica diferenciada, específica para as fontes alternativas;
- (ii) Quantificação dos instrumentos de fomento em termos de atratividade ao investidor;
- (iii) Segregação e identificação dos mecanismos que possuem maior ingerência no resultado;
- (iv) Demonstrativo das diferenças regionais do uso de mecanismos.

Em termos de desdobramentos futuros, pode-se afirmar que a metodologia aplicada nesta dissertação é facilmente adaptada para o estudo específico de outras fontes alternativas.

Ao mesmo tempo, a partir das conclusões encontradas motiva-se o aprofundamento na análise dos parâmetros de maior impacto, em vistas a propor melhorias ou adaptações necessárias.

Um aspecto que merece atenção para estudos futuros, e está diretamente relacionado com o tema estudado, é a inclusão/criação de mecanismos que

quantifiquem as externalidades positivas que as fontes alternativas possuem, fator este que o autor julga ser o grande avanço para a inserção permanente e sustentável das fontes alternativas na matriz elétrica.

A inclusão das externalidades através de mecanismos regulatórios, fiscais ou financeiros criam as condições justas de incentivo, na maneira em que analisam a questão sob uma ótica mais ampla, e não apenas através da competitividade de preços internamente ao setor elétrico, mas associam os benefícios das fontes alternativas no crescimento sócio-econômico nacional, relacionando as conseqüências obtidas na geração de emprego, distribuição de renda, melhoria na saúde, desenvolvimento tecnológico, entre outros aspectos.

Nesse sentido, futuros mecanismos que tivessem como conseqüência o aumento da competitividade das fontes alternativas não seriam justificados e criados sob o cunho de um subsídio, mas seriam por sua vez, criados para proporcionar ao investidor, em termos de rentabilidade, o benefício que o mesmo traria à economia e ao desenvolvimento sustentável quando realiza-se a opção de direcionar determinado recurso para projetos de fontes alternativas.

Exemplos desse argumento poderiam se justificar através da quantificação de fatores exógenos ao setor elétrico nos índices comparativos que são utilizados em leilões que negociam contratos por disponibilidade.

Dessa maneira, poder-se-ia vislumbrar, além da parcela de remuneração variável por valor agregado ao sistema, a incorporação ao projeto de um acréscimo de remuneração variável parametrizado pelo seu benefício em termos de emissão de poluentes.

Outro foco de estudo que pode vir a agregar valor às fontes alternativas, bem como aos consumidores, é a alteração dos limites regulatórios vigentes para usufruir de descontos nas tarifas de uso de rede.

Atualmente, como discorrido ao longo da dissertação, este limite encontra-se em 30 MW de potência injetada, entretanto para alguns empreendimentos, essa

restrição de potência acaba resultando em aumento na necessidade de investimento para fazer frente à segmentação de unidades.

Para empreendimentos como parques eólicos, dada a modularidade dos aerogeradores, é mais simples realizar a segmentação de complexos em parques menores que atendam ao requisito, entretanto, para termelétricas a biomassa, essa segmentação implica em custos significativos adicionais, resultando no aumento do preço de venda desnecessariamente.

Faz-se interessante, portanto, analisar a motivação em se impor um limite regulatório nesse sentido, que por momentos, pode inibir a expansão do sistema, ou proporcionar aumento desnecessário de custos ao investidor.

Ao mesmo tempo, um maior volume de recursos pode ser destinado ao desenvolvimento de pesquisa em fontes alternativas, por exemplo, através da criação de programas de subsídios à fontes alternativas de menor expressividade, como a solar fotovoltaica e projetos que aproveitam outras biomassas.

Outra iniciativa que pode agregar valor à matriz elétrica nacional é a continuidade do PROINFA e conseguinte utilização dos recursos da CDE, prioritariamente com o foco voltado para fontes alternativas de menor expressividade,

Em suma, apontou-se claramente que os mecanismos de fomento representam um papel importante na viabilidade dos projetos de fontes alternativas, e auxiliaram de maneira significativa a expansão do parque hoje instalado. Ao mesmo tempo, há necessidade de reflexão dos aspectos qualitativos destes mecanismos, em vistas a futuramente não caracterizá-los como subsídios, mas sim como instrumentos que quantificam corretamente o valor agregado associado a cada fonte geradora.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=636&idPerfil=3>>. Acesso em 10 de maio de 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª Edição, 236 p., 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª Edição, 243 p., 2005

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco De Informações da Geração (BIG). Disponível em: <
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em 4 de abril de 2011.

ALVES, J.E.D. **O Bônus Demográfico, Crescimento econômico e redução da pobreza no Brasil**. IE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2010.

BAJAY, S. V., et al. **A Energia da Biomassa no Brasil**. In: **USO DA BIOMASSA PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA**, Editora Unicamp, Campinas, 2008.

BARBOSA, P. S. F.;FRANCATO. A. **Modelagem da Operação de Sistemass Hidrotérmicos**. Material utilizado na disciplina Tópicos sobre Recursos Hídricos Energéticos e Ambientais IV, em disciplina de pós graduação da Faculdade de Engenharia Civil da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

BERMANN, C. **As novas energias no Brasil: Dilemas da Inclusão Social e Programas de Governo**. Rio de Janeiro, 2007.

BRASIL. Decreto 5.175, de 9 de Agosto de 2004. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE de que trata o at. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004.

BRASIL. Lei No 11.488 de 15 de Junho de 2007, Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória no 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nos 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis nos 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei no 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências.

BRASIL. Decreto 5.163, de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. Lei No 10.847, de 15 de Março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

BRASIL. Lei No 9.478, de 06 de Agosto de 1997. Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência nacional do Petróleo e dá outras providências.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução No 652, de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Portaria No 45 de 30 de março de 2004.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa No 271, de 3 de Julho de 2007. Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa No 77, de 18 de agosto de 2004.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Homologatória No 1.130, de 5 de Abril de 2011. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista.

BRASIL. Lei No 11.943, de 28 de maio de 2009. Autoriza a União a Participar do Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica – FGEE, altera o § 4º do art. 1º da Lei no 11.805, de 6 de novembro de 2008; dispõe sobre a utilização do excesso de arrecadação e do superávit financeiro das fontes de recursos existentes no Tesouro Nacional; altera o art. 1º da Lei no 10.841, de 18 de fevereiro de 2004, as Leis nos 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.848, de 15 de março de 2004, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 10.847, de 15 de março de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e autoriza a União a repassar ao Banco Nacional de

Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES recursos captados junto ao Banco Internacional para a Reconstrução e o Desenvolvimento – BIRD.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=99f9a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em 10 de maio de 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=57ca9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em 15 de maio de 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?qryANO=2011&contentType=DECK_PRECO&vgnextoid=9283a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD&.x=23&.y=3>. Acesso em 22 de maio de 2011.

CASTRO, R. **Análise de Decisões Sob Incertezas Para Investimentos e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

CASTRO, N. J., et al. **Oportunidades de Comercialização de Bioeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro**. Texto de Discussão do Setor Elétrico No 13., Rio de Janeiro, Outubro de 2009.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRÁS. Disponível em: <<http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>. Acesso em 21 de abril de 2011.

CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA – CTC. Disponível em: <http://www.ctcanavieira.com.br/site/index.php?option=com_content&view=article&id=93&Itemid=82>. Acesso em 15 de Fevereiro de 2011.

CORREIA, T.B. et al **Trajatória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado**. Revista Economia, Setembro 2006.

CORTEZ, L.A.B, et al. **Biomassa para Energia**. Editora UNICAMP, Campinas, São Paulo, 2008.

COUTINHO, G. C, BELLUZZO, L. G. M. **O desenvolvimento do Capitalismo Avançado e a Reorganização da Economia Mundial no Pós Guerra**. Estudos CEBRAP 23, Editora Vozes, p 7 – 31, Rio de Janeiro, 1978.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. Editora John Wiley Trade, 2a Edição. 2002.

DUTRA, Z. T. F, et al. **Brasil: Matriz Energética de Baixo Carbono e o Papel da Geração Termonuclear**. Rio de Janeiro, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Disponível em: <
<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%202009%20-%20E%C3%B3lica/Primeiroleil%C3%A3odeenergiae%C3%B3licadopa%C3%ADsviabilizaconstru%C3%A7%C3%A3ode1805,7MW.aspx?CategoriaID=6585>>. Acesso em 14 de maio de 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%202011/Leil%C3%B5esdeEnergiaA-eReservade2011contratam92projetos,somando3962,7MW.aspx?CategoriaID=6733>>,
Acesso em 05 de setembro de 2011.

GREGORI, A. F. **Estudo de Viabilidade de Investimento em Geração de Energia Elétrica em Usinas de Açúcar e Álcool**. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2009.

HALL, D. O, et al. **Visão Geral de Energia e Biomassa**. In: **USO DA BIOMASSA PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA**, Editora Unicamp, Campinas, 2008.

INSTITUTO CARBONO BRASIL – ICB. Disponível em:

<http://www.institutocarbonobrasil.org.br/#mercado_de_carbono>. Acesso em 20 de abril de 2011.

JORNAL VALOR. **Energia Eólica Avança e vai ao Mercado Livre**. Matéria publicada em 29 de março de 2011. Disponível em:

<<http://www.valoronline.com.br/impresso/primeira-pagina/3021/404479/energia-eolica-avanca-e-vai-ao-mercado-livre>>. Acesso em 29 de março de 2011.

LEME, H. F. **Teoria de Derivativos Aplicada ao Mercado de Energia Elétrica Brasileiro: Avaliação e Gestão de Risco de Contratos Contendo Flexibilidades**. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008

LOPREATO, F. L. C. **O Papel da Política Fiscal: Um exame da Visão Convencional**. Texto para Discussão n 119, Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Fevereiro 2006.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA - MCT. Disponível em:

<<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/57965.html>>. Acesso em 02 de maio de 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Ofício 228/2011 – SEE/MME, Brasília, 6 de julho de 2011

NYKO, D, et al. **Determinantes do Baixo Aproveitamento do Potencial Elétrico do Setor Sucroenergético: Uma Pesquisa de Campo**. Artigo publicado na revista BNDES Setorial. P 421 – 476. Rio de Janeiro, 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em:

<http://www.ons.com.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em 10 de maio de 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação. Disponível em: <http://www.ons.com.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em 15 de maio de 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Mapas do SIN. Disponível em: <http://www.ons.com.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em 15 de maio de 2011.

PROCANA BRASIL, **Anuário da Cana 2011 – Brazilian Sugar and Ethanol Guide**, 2011.

RAMOS, D. S. **Novo Modelo institucional do Setor Elétrico: Conceitos Básicos e Principais Dispositivos**. Material utilizado na disciplina Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico, em disciplina de pós graduação da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ROCCO, C.H.B., ELIAS, J.R., LANZIANI, R. Comunicação Pessoal, 2011.

SILVA, E. F. **Principais Condicionantes das Alterações no Modelo de Comercialização de Energia Elétrica: Retrospectiva e Análise Crítica**. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

TIAGO, G. L. F., et al, **A Evolução Histórica do Conceito das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil**. Artigo Publicado no V Simpósio de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, Florianópolis, 2006.

TOLMASQUIM, M. T. **Expansão da Oferta de Energia Elétrica e o Papel das PCHs**. Palestra proferida por ocasião da VI Conferência de PCH – Mercado e Meio Ambiente, São Paulo, 2010.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO – TCU, Disponível em: <http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias_arquivos/Ag%C3%A3o.pdf>. Acesso em 12 de Dezembro de 2010.

ZUKANOVICH, P. H. F. **A Contabilização das Externalidades como Instrumento para Avaliação de Subsídios: O Caso das PCHs no Contexto do PROINFA**.

ÚNICA - UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA DE AÇÚCAR. Dados e Cotações – Estatísticas. Disponível em:

<<http://www.unica.com.br/downloads/estatisticas/vendaveiculosbrasil.xls>>. Acesso em 3 de Abril de 2011.