

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E ECONÔMICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

ANA LUIZA SOUZA MENDES

**O PAPEL DA AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO
INDEPENDENTE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO
MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**

VITÓRIA
2011

ANA LUIZA SOUZA MENDES

**O PAPEL DA AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO
INDEPENDENTE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO
MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia, na área de concentração de Teoria Econômica.

Orientador: Prof^a Dr^a Míriam de Magdala Pinto.

VITÓRIA
2011

ANA LUIZA SOUZA MENDES

O PAPEL DA AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia, na área de concentração de Teoria Econômica.

Aprovada em 30/05/2011

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof^ª. Dr^ª. Míriam de Magdala Pinto
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora

Prof. Dr. Robson Antonio Grassi
Universidade Federal do Espírito Santo

Dr^ª. Claudia do Valle Costa
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Para papai e mamãe, por todo amor e altruísmo. Eu os amo demais.

Para Carol, amo-te.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Maria Aparecida e Geraldo, por todo amor, dedicação e pelas lições de retidão. À Ana Carolina, minha irmã e melhor amiga, por ser tão humana e acolhedora. À minha querida amiga Deise Maria Bourscheidt, que em um lugar distante daqueles a quem tanto amo, soube ser família, grande amiga e melhor ouvinte. Obrigada pelos ótimos momentos que passamos juntas: risos e lágrimas. Sem você, essa jornada teria sido insuportável! Ao meu querido Arthur, por todo amor e porque mesmo à distância soube ser tão presente. Obrigada por ter sido meu porto seguro nos momentos mais difíceis e por todas as lições de tranquilidade e bom humor, eu amo você. À minha grande família: madrinha Antonia, tia Laura, tia Maria das Dores e madrinha Conceição, obrigada pelas orações e promessas, pelo amor e as comidinhas gostosas. À Khery pela presença constante e por ter sido para mim, um grande exemplo de luta e de força! À Tatiane pelo colo e à Bárbara pelos abraços de conchinha. Aos meus amigos Karen, Leandro Moura e Willia Venâncio por terem permanecido comigo, o apoio de vocês foi muito importante para mim. À minha orientadora, não só na dissertação, Prof^a. Dr^a. Míriam de Magdala Pinto, por todas as oportunidades de aprendizado, pela dedicação em ensinar, pela credibilidade e por sempre exigir o máximo. Aos membros da banca, pela disposição em participar e contribuir com o aprimoramento desta Dissertação. A todos os professores que tive durante o mestrado, pela formação acadêmica. Ao Alexandre Carvalho de Souza, à Maria Paula Martins, ambos da ASPE-ES, e ao Darcy Carlos de Souza, de Furnas-ES, pelas valorosas contribuições no desenvolvimento deste trabalho. Agradeço à Deus pelo dom da vida e as possibilidades que tive para me tornar uma pessoa melhor.

RESUMO

A estimativa de aumento da demanda mundial por energia elétrica é crescente, devido principalmente ao aumento da população mundial, seu acesso a novas tecnologias e das exigências de eletricidade por número crescente dos aparatos tecnológicos, tais como computadores e aparelhos celulares, para citar apenas alguns. A necessidade de geração de eletricidade por vias alternativas aos atuais sistemas centralizados é notória. A autoprodução e a produção independente de eletricidade são questões críticas em todo o mundo, inclusive no Brasil, e são o objeto de estudo deste trabalho. Utilizando pesquisa bibliográfica, análise documental e realização de entrevistas estruturadas, analisa-se a evolução do marco regulatório brasileiro que resultou na promulgação das Leis nº 10.847/04 e 10.848/04 e no Decreto nº 5.163/04, dando sequência ao processo de transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado da indústria elétrica brasileira. O foco é fechado no uso de fontes renováveis de energia devido ao imperativo de sustentabilidade ambiental deste início do Século XXI. Assim, analisou-se o potencial brasileiro de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia e os resultados do Programa de Incentivo às Fontes Novas e Renováveis de Energia (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/02, estabelecendo comparações entre as políticas públicas brasileiras e alemãs. O trabalho apresenta um levantamento histórico da indústria de energia elétrica brasileira com ênfase nos acontecimentos compreendidos entre os anos de 1980 e 2009. É analisado o papel dos autoprodutores e dos produtores independentes de energia elétrica dentro do atual modelo da indústria de eletricidade brasileira e como esses agentes atuam na diversificação da matriz energética nacional, buscando competitividade e redução dos custos de transmissão, uma vez que as unidades geradoras podem ser instaladas próximas aos centros consumidores. Também são discutidos entraves para o crescimento das modalidades de autoprodução e produção independente de energias renováveis, como a falta de clareza do marco regulatório e ausência de uma política institucional voltada para o seu desenvolvimento.

Palavras-chave: Autoprodução de Energia Elétrica, Produção Independente de Energia Elétrica, Marco Regulatório, Energia Renovável

ABSTRACT

The global demand for electricity is increasing due to the increase in world population, its access to new technologies and the demands for electricity by a growing number of technological devices such as computers and cell phones. The need for electricity generation by alternative routes to existing centralized systems is notorious. The self-generation and independent production of electricity are critical issues in the entire world, including Brazil, and these issues are the object of this study. Using literature review, data collection and conducting structured interviews, the author examines the evolution of Brazilian regulatory framework that resulted in the enactment of laws No. 10.847/04 and 10.848/04 and Decree 5.163/04, continuing the transition process model State monopoly to the market model of the electric industry in Brazil. The present study was focused in the use of renewable energy due to the imperative of environmental sustainability of the XXI Century beginning, so it was analyzed the potential of Brazil and the results of the Incentive Program for New and Renewable Sources of Energy (PROINFA), established by Law 10.438/02, making comparisons between the Brazilian and German public policy. The study presents a historical analysis of the Brazilian electric power industry with emphasis on events between 1980 and 2009. Self-producers and independent producers of electricity roles within the market model in the energy matrix are also investigated, seeking competitiveness and the reduction of transmission costs, since the generating units can be installed close to consumer centers. It's also discussed the obstacles to these goals, such as lack of clarity in the regulatory framework and lack of an institutional policy aimed at the development.

Key-Words: Self-producers of Electricity, Independent Producers of Electricity, Regulatory Framework, Renewable Energy

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional (A) e Sistemas Isolados (B)	42
Figura 1.2 – Relação entre Agentes de Geração, Transmissão, Distribuição e Consumidores Livres e Cativos	44
Figura 2.1 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	57
Figura 2.2 – Visão Geral do Modelo de Contratação	61
Figura 2.3 – Visão Geral das Relações Contratuais	64
Figura 3.1 – Radiação Solar Diária no Brasil– Média Anual Típica (Wh/m ² /dia)	89
Figura 3.2 – Radiação Solar Diária na Alemanha – Média Anual Típica (Wh/m ² /dia)	90

LISTA DE QUADROS

Quadro 1.1 – Regulação Sobre os Segmentos do Setor de Eletricidade	21
Quadro 2.1 – Tarifas por Grupo e Subgrupo	65
Quadro 2.2 – Composição da Receita Requerida	67
Quadro 2.3 – Encargos Detalhados, Valores em R\$ Referentes ao Ano de 2007	68
Quadro 2.4 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	73
Quadro 3.1 – Regras para a Produção de Energia Elétrica por Autoprodutores e Produtores Independentes	77
Quadro 3.2 – Regras para a Comercialização de Energia Elétrica entre Autoprodutores, Produtores Independentes e Consumidores Livres	77
Quadro 3.3 – Comparação entre FIT e Quota Obligation na Redução de Riscos aos Geradores de Energias Renováveis	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Empreendimentos em Operação – Abril de 2011 _____	39
Tabela 2.1 – Descontos de Acordo com os Níveis de Consumo _____	66
Tabela 3.1 – Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de Energias Renováveis – Unidades em Operação _____	79
Tabela 3.2 – Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de Energias Renováveis – Unidades em Construção _____	80
Tabela 3.3 – Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de Energias Renováveis – Outorgadas (Construção Não Iniciada) _____	80
Tabela 3.4 – Autoprodução de Energia Elétrica por Setor em GWh _____	82
Tabela 3.5 – Potencial Hidráulico Brasileiro por Região _____	85
Tabela 3.6 – Potencial Eólico Brasileiro _____	87
Tabela 3.7 – Taxa de Pagamento – PROINFA _____	92
Tabela 3.8 - Resultado das 144 Usinas Contratadas pelo PROINFA I. Resumo Geral (Agosto de 2009) _____	94
Tabela 3.9 - Estrutura da Oferta de Energia Elétrica Segundo a Natureza da Fonte Primária de Geração em 2008 _____	100
Tabela 3.10 (A) - Eletricidade Gerada em 2008 (GWh) _____	108
Tabela 3.10 (B) - Eletricidade Gerada em 2008 (%) _____	108

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 – Regulação de Preço do Monopólio Natural _____	23
Gráfico 2.1 - Taxas Anuais de Remuneração do Setor Elétrico (1974 - 1987) _____	49
Gráfico 2.2 – Anatomia da Conta De Luz _____	69
Gráfico 3.1 – Evolução da Capacidade Instalada de Autoprodutores em MW entre os Anos de 1974 – 2006 _____	81
Gráfico 3.2 – Custo de Produção de Energia Elétrica no Brasil _____	83
Gráfico 3.3 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil – 2009 _____	84
Gráfico 3.4 – Evolução da Geração de Energia Eólica em Gwh (2000 – 2009) _____	86
Gráfico 3.5 – Geração de Eletricidade por Fonte – Alemanha (1972 – 2008) _____	102

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APE	Autoprodutor de Energia Elétrica
APE-COM	Agência regulada de serviço autorizado a comercializar o produto excedente
BIG	Banco de Informação de Geração
C	Comercializadores
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CE	Comissão Européia
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undielétrica
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CL	Consumidores Livres
Cme	Custo Médio
CMg	Custo Marginal
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CO ₂	Dioxido de Carbono
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
D	Distribuidores
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz - Lei de Energia Renovável
EOL	Central Geradora Eolielétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energias Renváveis
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FIT	Feed-in Tariffs
FP	Horário Fora de Ponta
G	Geradores
GEE	Gases de Efeito Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt

m ²	Metro quadrado
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
O.N.S.	Operador Nacional do Sistema
P	Horário de Ponta
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P*	Preço
P.S.	Ponta em Período Seco
P ₀	Preço zero
P ₁	Preço um
P _c	Preço ao nível de produção Q _c
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIA	Produtor Independente Autônomo
PIE	Produtor Independente de energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
P _m	Preço ao nível de produção Q _m
P _r	Preço ao nível de produção Q _r
PROINFA	Programa Institucional de Incentivo às Fontes Alternativas
PU	Ponta em Período Úmido
Q _c	Quantidade produzida ao preço P _c
Q _m	Quantidade produzida ao preço P _m
Q _r	Quantidade produzida ao preço P _r
RGR	Reserva Global de Reversão
R _{me}	Receita Média
RM _g	Receita Marginal
S	Período Seco
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
TCT	Teoria dos Custos de Transação
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Terawatt hora
U	Período Úmido
UE	União Européia
UHE	Unidade Hidrelétrica de Energia
UTE	Unidade Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
I METODOLOGIA	17
II ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
1 A INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE	20
1.1 REFERENCIAL TEÓRICO	22
1.1.1 Monopólio Natural	22
1.1.2 Indústria de Eletricidade: Uma Indústria de Rede	24
1.1.3 Teoria dos Mercados Contestáveis e Regulação	27
a) Mercados Contestáveis e o Segmento de Geração de Energia Elétrica	32
1.1.4 Reestruturação da Indústria de Eletricidade e Mercados Contestáveis	33
1.2 SEGMENTOS DA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE BRASILEIRA: ASPECTOS FÍSICOS	36
1.2.1 Geração	37
1.2.2 Transmissão	40
a) Sistema Interligado Nacional	41
b) Sistemas Isolados	41
1.2.3 Distribuição	43
1.2.4 Comercialização	43
1.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	45
2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: TRANSIÇÃO PARA O NOVO MODELO INSTITUCIONAL	46
2.1 PROCESSO DE TRANSIÇÃO DO MODELO DE MONOPÓLIO ESTATAL PARA O MODELO DE MERCADO DA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE BRASILEIRA – 1980 A 2009.	46
2.1.1 A Crise da Década de 1980	47
2.1.2 Reformas e Novas Falhas (1990 – 2001)	50
2.1.3 O Novo Modelo Institucional do Setor de Eletricidade Brasileiro	54
a) Leilões de Energia	57
- Leilões de Fontes Alternativas	59
b) Comercio de Energia Incentivada	59
c) Ambientes de Contratação	60
- Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	61
- Ambiente de Contratação Livre (ACL)	62
d) Tarifação	64
- Composição Tarifária	66
2.1.4 Principais Implicações da Transição do Modelo Antigo para o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	71
3 PANORAMA DA PRODUÇÃO INDEPENDENTE E AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS: MARCO REGULATÓRIO, PROINFA E O CASO DA ALEMANHA	74

3.1 MARCO REGULATÓRIO PARA AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	74
3.1.1 Panorama da Autoprodução e Produção Independente de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis de Energia no Brasil	78
3.2 AS ENERGIAS RENOVÁVEIS: POTENCIAL BRASILEIRO E O PROINFA	83
3.2.1 Potencial	85
a) Hidráulico	85
b) Eólico	86
c) Solar Fotovoltaico (FV)	87
d) Biomassa	88
3.2.2 PROINFA: Um Primeiro Incentivo	90
a) Resultados do PROINFA	93
b) Obstáculos para Implantação do PROINFA	93
3.3 INSTRUMENTOS POLÍTICOS PARA PROMOÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NA ALEMANHA	95
3.3.1 Contexto Político Europeu	96
3.3.2 Feed-in Tariffs X Quota Obligation	99
3.3.3 Energias Renováveis na Alemanha	103
3.3.3.1 Instrumentos de política adotados pela Alemanha	105
a) Electricity Feed Act – Feed-in Law	105
b) Lei de Energia Renovável – <i>Erneuerbare Energien Gesetz</i> (EEG)	106
c) Resultados	107
3.3.4 Considerações Finais	109
CONCLUSÃO	112
REFERÊNCIAS	117
APÊNDICE	123

INTRODUÇÃO

O desempenho da indústria de eletricidade brasileira nas décadas de 1980 e 1990 foi marcado pelos choques do petróleo de 1973 e 1979 e pelo fim do período de expansão do monopólio estatal (1930-1970), momento no qual a economia brasileira se deparou com o declínio de suprimento de energia. Durante a década de 1980, a crise internacional intensificou-se, dificultando a captação de recursos. Ainda a Constituição Federal de 1988 extinguiu ferramentas importantes para o autofinanciamento do setor elétrico. Destarte, os investimentos na manutenção e expansão do sistema elétrico foram suprimidos e o problema da geração de energia agravado, pois havia forte pressão sobre os preços. A década de 1980 encerrou-se com paralisação das obras por falta de fluxo financeiro adequado, seguido pelo aumento do consumo. Esse desencadeamento de fatores resultou na elevação das taxas de juros praticadas no mercado externo e inflação galopante no mercado interno, com isso, o Estado passou a ser o principal responsável pela manutenção e desenvolvimento do setor de eletricidade.

O processo de urbanização intenso ocorrido na década de 1980 e o lançamento do Plano Real em 1994 – que ampliou o poder aquisitivo das pessoas e otimizou os mecanismos de concessão de crédito – provocaram o aumento da demanda por bens de consumo, principalmente eletrodomésticos, pressionando o segmento de geração de energia elétrica. No mesmo período, o Estado lançou um pacote de medidas para reduzir sua atuação na indústria de eletricidade, das quais destacam-se a reforma das agências e órgãos públicos responsáveis pelo planejamento, coordenação e fiscalização do setor de eletricidade. Apesar das reformas feitas pelo Estado, houve indefinição do papel das novas agências e órgãos, concomitante aos problemas de coordenação do Ministério de Minas e Energia que impediram a identificação e solução dos problemas do setor energético. Com a reorganização institucional do setor elétrico, o governo pretendia desverticalizar a indústria de eletricidade, transferindo a responsabilidade dos investimentos para o setor privado por meio de privatizações e introduzir a competição nos segmentos de geração e comercialização.

Com o setor institucional em crise e com o problema da escassez de chuvas experimentado pelas regiões Nordeste e Sudeste em 2001 houve o comprometimento dos reservatórios das usinas hidroelétricas, agravando as condições de operação do parque hidrelétrico. O ponto alto da crise foi o racionamento de energia que ocorreu em maio de 2001.

Nesse contexto de crises foi instituído o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. O novo modelo trouxe como prioridades a garantia da segurança de suprimento de energia elétrica e promoção da modicidade tarifária. Também, ficou estabelecida a divisão da indústria elétrica em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A concorrência foi introduzida nos segmentos de geração e comercialização, visando diversificar o segmento de geração, que naquele momento apresentava 76,9% da energia gerada por fonte hidráulica.

O Brasil é grande produtor de energia limpa, explorando amplamente seu potencial hidrelétrico; contudo, a produção de energias a partir das fontes eólica, solar e biomassa ainda é pequena se comparada ao seu potencial. Entre as razões para o não aproveitamento desses recursos pode-se citar o alto potencial hidrelétrico do país, o baixo custo da geração de energia em larga escala nas hidrelétricas, a intermitência e os custos elevados das outras fontes de energias renováveis. Mesmo com o lançamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, em abril de 2002, a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis alternativas à hidroeletricidade tem enfrentado dificuldades devidas à natureza da política e dos incentivos adotados.

Partindo desse contexto de reformas e da premissa de que os modelos descentralizados¹ de geração de eletricidade existem e são eficientes em outros países, pretende-se estudar o papel das unidades de Autoprodução de Energia Elétrica (APE), das unidades de Autoprodução de Energia com possibilidade de comercialização do excedente (APE-COM) e Produção Independente de Energia

¹ Denominação de um conjunto de unidades geradoras de um sistema elétrico isolado que atende a uma comunidade (Manual de Projetos Especiais – Programa de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica. MME-Eletróbrás, Anexo à portaria nº 60, de 12 de fevereiro de 2009).

Elétrica (PIE) de energias renováveis no Novo Modelo Institucional da Indústria de Eletricidade Brasileira e como as políticas públicas interferem no desenvolvimento dessa classe de produtores. Para dar suporte a análise, foi realizado um estudo da política de incentivo à produção independente de energia elétrica a partir de fontes renováveis na Alemanha, com o objetivo de identificar o processo de desenvolvimento do aparato institucional alemão e extrair implicações para o caso brasileiro.

I METODOLOGIA

Para realização deste trabalho foram feitas pesquisa bibliográfica, pesquisa documental e entrevistas. Na pesquisa bibliográfica foram buscadas referências sobre os temas Monopólio Natural, Indústria de Rede e Teoria dos Mercados Contestáveis, fundamentos relacionados à indústria de eletricidade, especialmente no segmento de geração de energia elétrica. O referencial teórico foi destinado a explicar a quebra do monopólio natural nessa indústria e o comportamento de cada um dos segmentos que a compõe.

As entrevistas foram realizadas com profissionais atuantes no setor de eletricidade. Buscou-se saber qual era o entendimento e opinião desses entrevistados sobre a possibilidade da ampliação do mercado para produtores independentes e autoprodutores de energias renováveis e quais eram os principais entraves para o respectivo desenvolvimento.

Contudo, devido à complexidade e abrangência do tema, a maioria dos entrevistados não se sentiu capacitada para responder às perguntas. Dentre os respondentes, alguns não responderam pergunta por pergunta, mas falaram abertamente sobre o tema tentando contemplar tudo que havia sido abordado nas perguntas. Dentre os profissionais que não se sentiram capacitados para responder às perguntas a principal justificativa dada foi a falta de conhecimento sobre o tema, que inter-relaciona questões normativas, implantação de fontes renováveis de

energia, produção independente e autoprodução de energia elétrica demonstrando que o tema ainda é incipiente e controverso.

A pesquisa documental foi dividida em coleta de dados qualitativos e quantitativos. Na pesquisa documental qualitativa, fez-se um levantamento de documentos, relatórios e atlas, todos pertencentes ao governo brasileiro. Foram pesquisadas leis, decretos, resoluções normativas e audiências públicas com a finalidade de analisar o estado da arte do modelo institucional do setor de eletricidade brasileiro, da legislação que envolve autoprodutores, produtores independentes e energias renováveis.

Foram analisados dados sobre a composição da matriz energética brasileira e da Alemanha, com a finalidade de realizar comparações da evolução no tempo dos níveis de emprego das energias renováveis nesses países. Procurou-se também, apresentar um panorama da autoprodução e produção independente a partir de fontes renováveis de energia elétrica no Brasil, identificando cada tipo de gerador, quantidade de unidades geradoras e sua distribuição entre as diversas fontes de energia.

Esta etapa da pesquisa apresentou como principais barreiras a falta de estruturação das normas legais atinentes à regência jurídica do setor de eletricidade, a falta de clareza do marco regulatório e a indefinição do papel das diversas agências governamentais, causada pela falta de delimitação institucional da atuação das agências regulamentadoras.

II ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O Capítulo 1 contém o referencial teórico baseado nas Teorias do Monopólio Natural, Mercados Contestáveis e Indústria de Rede, relacionando-as com a Indústria de Eletricidade. Também foram descritos os aspectos físicos da indústria de eletricidade e como funciona cada um dos seus segmentos, a saber: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

No Capítulo 2 fez-se um levantamento dos principais acontecimentos da indústria elétrica brasileira entre os anos de 1980 a 2009, apontando os principais motivos que levaram à transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado nos segmentos de geração e comercialização. Foi contemplado o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, com alto nível de detalhamento.

O Capítulo 3 foi destinado ao estudo dos autoprodutores e produtores independentes de energia na indústria elétrica brasileira. Para tanto, analisou-se o marco regulatório do setor que se destina a estes produtores, o potencial das energias renováveis e como o PROINFA representou um primeiro esforço no sentido de impulsionar o segmento de energias renováveis na Matriz Energética Brasileira. Ainda, foi apresentado um panorama da autoprodução e produção independente de energia elétrica a partir de fontes renováveis de dentro da matriz energética brasileira. Por último, realizou-se uma análise do caso alemão. Foi descrito o posicionamento da União Européia frente à questão das energias renováveis e como a Alemanha se enquadra nessa política. Tratou ainda, dos instrumentos políticos usados na Alemanha que impulsionaram o desenvolvimento dos geradores de fontes renováveis de energia e em que medida os instrumentos políticos usados na Alemanha são mais efetivos para a promoção das energias renováveis do que aquele sugerido pela Comissão Européia.

1 A INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE

A energia elétrica na forma como é utilizada nos centros urbanos, nas indústrias, na eletrificação rural etc. não está disponível na natureza para ser usada diretamente. Antes, é necessário que ela passe por alterações estruturais para que possa ser usada na satisfação direta das necessidades humanas. As fontes de energia que passam por transformações são chamadas de fontes secundárias ou derivadas (energia elétrica, gasolina, etanol, lixívia, vapor etc.) e as encontradas em estado natural são as fontes primárias (carvão mineral, petróleo, gás natural, energia hídrica, eólica, solar, biomassa, nuclear, oceânica e geotérmica).

A indústria de eletricidade é um sistema bastante complexo que envolve atividades de armazenamento de estoques, produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização. Dessa forma, exige planejamento da logística de distribuição e armazenamento para levar energia aos consumidores localizados, principalmente, nos grandes centros urbanos e industriais. As empresas envolvidas nesse sistema criam infraestrutura física e de prestação de serviços que vão além dos propósitos das empresas, proporcionando externalidades positivas e negativas, essas últimas relacionadas principalmente à questão ambiental (PINTO JUNIOR, 2007).

A principal característica do produto eletricidade é sua não estocabilidade. Trata-se de um fluxo contínuo, fruto da existência simultânea de dois processos: geração e utilização. Não obstante, quando esses dois processos não são contíguos, o sistema elétrico passa a contar com mais dois processos: transmissão e distribuição. O conjunto composto pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e utilização é marcado pela forte interdependência sistêmica - temporal e espacial - que existe entre seus componentes (PINTO JUNIOR, 2007). Portanto, a não-estocabilidade e interdependência sistêmica são os atributos que definem o binômio produto-processo associado à eletricidade.

Em função desses atributos, a indústria de eletricidade apresenta algumas especificidades que merecem destaque: (i) a necessidade de antecipação do comportamento da demanda e (ii) a sobrecapacidade planejada, tanto de produção

quanto de transporte, devido às características da curva de demanda de eletricidade, que tem períodos de pico e vale. Somados aos elevados volumes de investimentos e aos longos prazos de maturação, essas especificidades explicam a importância da coordenação dos diferentes operadores do sistema elétrico a fim de reduzir custos e garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema.

Formalmente, a indústria de eletricidade no Brasil divide-se nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Esta organização institucional foi iniciada em 1996, no governo Fernando Henrique Cardoso. Com o desenvolvimento tecnológico observado neste setor, foi possível a quebra do monopólio natural nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, nos quais a antiga estrutura deu lugar a estruturas mais competitivas. Contudo, mesmo em parte, a indústria de eletricidade continua a ter características de monopólio natural nos segmentos de transmissão e distribuição. Como mostra o Quadro 1.1, após a abertura dos segmentos de geração e comercialização, a regulação sobre eles passou a ser menor, o suficiente para garantir a qualidade do serviço e proteger a concorrência de práticas anticompetitivas.

Segmento	Regulação	Estrutura de mercado
Geração	Regulação Mínima	Competição
Transmissão	Forte Regulação	Monopólio Natural
Distribuição	Forte Regulação	Monopólio Natural
Comercialização	Regulação Mínima	Competição

Quadro 1.1 – Regulação Sobre os Segmentos do Setor de Eletricidade

Fonte: Brasil (2001).

Nota: Elaboração própria.

Para entender o complexo funcionamento da indústria de eletricidade, partiu-se da análise de referências como Monopólio Natural, Teoria dos Mercados Contestáveis e Indústria de Rede. Esses fundamentos permitem entender a configuração da indústria de eletricidade, os motivos pelos quais o monopólio natural é mantido nos segmentos de transmissão e distribuição e porque foi mantido, até o processo de reestruturação iniciado em 1996, nos segmentos de geração e comercialização. Eles explicam também o comportamento dos produtores de energia elétrica que atuam no segmento de geração. Portanto, primeiro será introduzido o referencial teórico, que explica a indústria de eletricidade e posteriormente, os aspectos físicos da indústria de eletricidade brasileira.

1.1 REFERENCIAL TEÓRICO

1.1.1 Monopólio Natural

Monopólio é a estrutura de mercado na qual existe apenas um produtor. Assim, o monopolista é o mercado e controla totalmente a quantidade de produto que será colocada à venda (PINDYCK, RUBINFELD, 2006).

O Monopólio Natural é um caso específico de Monopólio, no qual o monopolista arca com toda a produção que será vendida no mercado a um custo menor do que se houvessem outras empresas. Os setores de infraestrutura apresentam-se tradicionalmente como monopólios naturais capazes de operar de maneira mais eficiente, em decorrência da maior escala de produção, do que um mercado competitivo. Esta estrutura é justificada como sendo aquela na qual a presença de um único operador mais que compensa os riscos associados à ineficiência do monopólio.

Portanto, o monopólio natural surge onde há grandes economias de escala. Como se observa no Gráfico 1.1 uma vez que o custo médio (CMe) está sempre declinando, o custo marginal (CMg) fica sempre abaixo do custo médio. Portanto, se houvesse duas empresas nesse mercado, cada uma suprindo metade da demanda, cada empresa teria custos maiores do que a monopolista.

A regulação é mais frequentemente posta em prática em relação aos monopólios naturais, como as empresas que prestam serviços de utilidade pública. Se não estivesse regulamentada, a empresa produziria uma quantidade Q_m e venderia pelo preço P_m . Em termos ideais, o órgão regulador estaria disposto a pressionar o preço para baixo, até o nível P_c , contudo o preço estaria abaixo do custo médio e a empresa encerraria a produção. A melhor alternativa é o preço P_r , no qual haveria interseção da curva de custo médio com a curva de receita média (RMe). Assim, a empresa não obteria lucro de monopólio e seu nível de produção permaneceria o mais alto possível (PINDYCK, RUBINFELD, 2006).

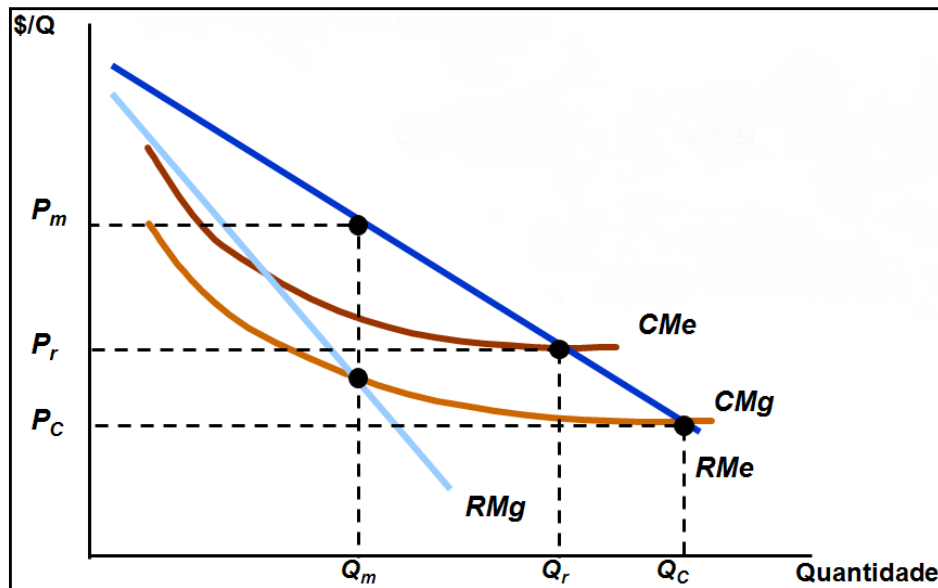


Gráfico 1.1 – Regulação de Preço do Monopólio Natural
 Fonte: Pindyck e Rubinfeld (2006).

A política regulatória, normalmente, concentra-se no controle dos preços, justificada pela necessidade de manter a constância do fornecimento desses serviços e proteger o consumidor do poder de mercado exercido pelo monopolista. A regulação pode ser realizada por meio da estatização das empresas atuantes nos segmentos de infra-estrutura ou pela criação de órgãos reguladores.

Mudanças estruturais nesses setores, especialmente as tecnológicas, fizeram com que muitos monopólios dessem lugar às estruturas competitivas. Não obstante, o setor de energia elétrica, mesmo que em parte, ainda continua a ter características de monopólios naturais, sendo submetido à regulação por parte do Estado. Essa indústria foi marcada pela desregulamentação parcial e pelo surgimento de estruturas mistas em seus mercados. Com o desenvolvimento tecnológico, foi possível quebrar o monopólio natural nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica; contudo, os segmentos de transmissão e distribuição continuam a ter características de monopólio.

Nesse ambiente, as políticas de defesa da concorrência são essenciais para evitar que as firmas estabelecidas abusem de sua posição dominante. A regulação é exercida por meio da imposição de regras que limitam as alianças e fusões de empresas dominantes com suas concorrentes ou impondo outras restrições aos mercados em que essas empresas atuam. Como os setores de infra-estrutura

permanecem parcialmente regulados, é importante que os critérios de regulação sejam consistentes com o objetivo de promoção da competitividade.

1.1.2 Indústria de Eletricidade: Uma Indústria de Rede

É chamada indústria de rede a estrutura formada por empresas distribuídas em espaços geográficos dispersos e interconectados, dependentes da implantação de malhas (redes ou *grids*) para o transporte e distribuição de seus produtos e serviços. Sua característica fundamental é a estreita complementaridade entre os diversos segmentos da cadeia produtiva cujos elos se estabelecem devido à natureza tecnológica que gera graus de interdependência entre os componentes da rede bem mais elevados do que aqueles existentes em outros tipos de indústria. Quase todos os segmentos de indústrias de rede não possuem as configurações de uma indústria convencional. São na verdade, atividades prestadoras de serviços de infra-estrutura, como água e saneamento, energia elétrica, telecomunicações, gás e combustíveis, ferrovias, transporte aéreo e portos (DIAS, RODRIGUES, 1997; ARAÚJO JUNIOR, 2004; PINTO JUNIOR, 2007).

Em outra abordagem, sugerida por Dias e Rodrigues (1997), as indústrias de rede são consideradas, no todo ou em parte, objeto de dupla caracterização: de um lado, podem ser entendidas como sujeitas a uma situação de monopólio natural e por outro lado, como prestadoras de serviços públicos. Esses elementos caracterizam a indústria de rede como sendo de importância estratégica pois seu funcionamento afeta o interesse geral. Diante delas, o pequeno consumidor não possui poder de escolha, nem capacidade de enfrentamento em relação ao seu habitual fornecedor. A junção dessas especificidades justificam um processo de intervenção pública, seja pela nacionalização do serviço, seja pela adoção de procedimentos específicos de regulação.

As indústrias de rede são formadas em segmentos de infra-estrutura, tradicionalmente constituídas por monopólios verticalmente integrados. Ao longo do tempo, as firmas conquistaram vantagens técnicas e financeiras, canalizando recursos de atividades de mercados não-competitivos para atividade de mercado

competitivo. Esse tipo de conduta representa barreiras à entrada de competidores, que não podem desfrutar das vantagens conquistadas pelas firmas preestabelecidas. Essa situação aconteceu na indústria de energia elétrica brasileira até 1996, quando o governo brasileiro deu início a uma série de medidas visando à respectiva desverticalização (VINHAES, SANTANA; 2000).

De acordo com Araújo Junior (2004) e Pinto Junior (2007), o caráter sistêmico das indústrias de rede pode ser explicado pela existência de elementos econômicos comuns, mesmo quando ocorre fornecimento de serviços diferentes. Assim, a estrutura de cada indústria de rede, que compreende o número de empresas incumbentes, seus tamanhos relativos e os bens e serviços ofertados, depende de quatro fatores básicos: (i) a natureza das tecnologias vigentes, (ii) o tamanho do mercado, (iii) as estratégias de competição das empresas incumbentes e (iv) o estado da regulação nacional. Esses fatores limitam os níveis de escala, escopo e densidade a serem explorados pelas empresas vinculadas à rede, e em virtude desses fatores, as indústrias tendem a ser operadas por monopolistas nacionais ou regionais, e ainda, certos tipos de bens e serviços podem ser ofertados preponderantemente por empresas verticalmente integradas. Contudo, esta tendência pode ser revertida por meio de estratégias inovadoras de empresas entrantes ou incumbentes não verticalizadas.

Devido à formação de estruturas monopolistas e à rigidez tecnológica das relações insumo-produto, a regulação governamental cumpre duas funções normativas essenciais à defesa do interesse público em indústrias de rede. A primeira é a de assegurar que as empresas do setor explorem adequadamente suas vantagens competitivas e, desta maneira, permitam a utilização racional dos recursos produtivos do país. A segunda é a de eliminar o espaço para condutas empresariais oportunistas que, além de sobrecarregar a agenda de trabalho das autoridades antitruste, reduzem o nível de bem estar da sociedade (ARAÚJO JUNIOR, 2004).

Os operadores das indústrias de rede necessitam dispor de um conjunto de meios de informações e comando para controlar as transações. O serviço de coordenação da rede justifica-se, assim, por sua finalidade principal: fornecimento de um produto/serviço por meio da conexão entre o fornecedor e o usuário.

Os setores de infra-estrutura sempre receberam tratamento especial da teoria econômica, devido às suas especificidades setoriais. As cadeias produtivas desses setores são compostas, de forma geral, por um modo de organização de indústria de rede, no qual o suprimento do serviço depende, previamente, da implantação das redes de transporte e de distribuição, bem como da posterior necessidade de coordenação dos fluxos e risco a confiabilidade do sistema.

Assim, a estrutura monopolista da indústria de eletricidade (bem como de outras indústrias de rede) encontra seus fundamentos teóricos nos trabalhos sobre monopólio natural. Pinto Junior (2007) destaca cinco condições necessárias para a caracterização de uma indústria em regime de monopólio natural:

1. Vender um produto essencial;
2. Ocupar uma localização favorável para produzir;
3. Vender um produto de difícil estocagem;
4. Beneficiar-se de economias de escala;
5. Ter obrigação de fornecimento.

Como o setor de eletricidade é um segmento de importância capital para a economia nacional, é necessário que exista um órgão central de planejamento e regulação, isso por dois motivos: (i) ser um serviço essencial; e (ii) ter as características de ser uma indústria de rede.

Caracterizada em regime de monopólio natural, devido à incerteza de rentabilidade efetiva dos investimentos, especificidade dos ativos, tamanho crítico do mercado e os rendimentos crescentes de escala que derivam das características técnico-econômicas, tais propriedades constituem os principais fatores explicativos da prevalência do modelo tradicional (monopólio) de organização industrial no setor de eletricidade. As especificidades da indústria de eletricidade, como setor de infra-estrutura econômica, podem ser apresentadas da seguinte forma (VILLELA, MACIEL; 1999; PINTO JUNIOR, 2007):

1. Tecnologias específicas, cujos investimentos não são recuperáveis (*sunk investments*), tempo de construção, maturação dos investimentos e custos fixos irrecuperáveis (*sunk costs*) elevados;
2. Funções de custo distintas para as etapas de produção, transporte e distribuição. Economias de escala e escopo e condições de monopólio natural nos segmentos de transporte e de distribuição;
3. Obrigação jurídica ou política de fornecimento (universalidade de atendimento), sendo que a energia elétrica é consumida em larga escala, normalmente por consumidores cativos e possui relevante interesse econômico e social, especialmente em função das externalidades positivas geradas para outros setores.

Estas características favoreceram o modelo que prevaleceu na indústria de eletricidade desde o pós-guerra, como monopólio estatal, até a década de 1980, quando se iniciou o processo de desestatização desse segmento da economia.

Segundo Pinto Junior (2007), a quebra do monopólio natural foi possibilitada pelo crescimento do mercado, que passou a comportar duas ou mais plantas eficientes e o desenvolvimento de novas tecnologias que permitiram a redução dos custos fixos, suficiente para reduzir a escala mínima de produção. Nesse sentido, são necessários novos instrumentos políticos que estimulem a concorrência e mantenham o funcionamento adequado dessa indústria tão complexa – indústria de rede.

1.1.3 Teoria dos Mercados Contestáveis e Regulação

A Teoria dos Mercados Contestáveis contribui para o entendimento de aspectos da reestruturação da indústria de eletricidade brasileira entre os anos 1980 e 2009. Focado nos principais efeitos das mudanças institucionais sobre os quatro segmentos da indústria de eletricidade, o trabalho mostra, por meio da Teoria dos Mercados Contestáveis, como se deu o processo de reestruturação da indústria de eletricidade brasileira, com ênfase no segmento de geração de energia elétrica.

A Teoria dos Mercados Contestáveis relaciona-se com o segmento de geração de energia elétrica, na medida em que analisa setores da economia nos quais o *lag* de entrada de novos produtores – tempo entre uma empresa estabelecida perceber a entrada de novas empresas e a constituição de capacidade produtiva por parte da nova empresa– é inferior ao *lag* de ajuste de preços das empresas já existentes, período entre essa empresa estabelecida querer e poder alterar seus preços. Essa característica é mantida no mercado de geração de energia elétrica, em decorrência dos contratos celebrados entre geradores e consumidores, que não possibilitam uma alteração imediata de preços (PINTO JUNIOR, 2007).

Concebida na década de 1980 pelo economista norte-americano William Jack Baumol, a Teoria dos Mercados Contestáveis propõe-se a explicar as condições nas quais um mercado concentrado, assumindo estrutura de oligopólio ou monopólio, pode apresentar desempenho competitivo nos preços e nos custos apenas devido a ameaça de entrada de concorrentes potenciais, sem necessidade de transformação da estrutura desse mercado na estrutura atomizada da concorrência perfeita, e ainda extrair daí implicações normativas (FAGUNDES, PONDÉ; 1998).

De acordo com a teoria dos mercados contestáveis, a estrutura organizacional da indústria resulta de características técnicas da produção, do tamanho do mercado e da concorrência potencial (FAGUNDES, PONDÉ; 1998), sendo que esta última recebe grande importância. Mesmo na presença de fortes economias de escala, suficientes para justificar o monopólio ou oligopólio, a concorrência potencial impede que as firmas estabelecidas ou incumbentes realizem lucros de monopólio, devido ao risco da entrada de uma nova firma, fazendo com que as firmas já estabelecidas sejam vítimas da entrada do tipo *hit-and-run*. Desse modo, o monopolista, para evitar a entrada de novas firmas, deve praticar uma política de preços que elimine a possibilidade de lucros extra-normais (FARINA, 1990; FAGUNDES, PONDÉ; 1998; VINHAES, SANTANA; 2000).

Farina (2009) aponta que um mercado é dito contestável se as firmas estabelecidas são vulneráveis à entrada do tipo *hit-and-run*. Isto quer dizer que face à perspectiva de obter lucros extra-econômicos, firmas concorrentes potenciais poderão ser atraídas para esse mercado, beneficiando-se do lucro, antes que as empresas

estabelecidas possam alterar seus preços, e se necessário sair do negócio. Para que isto seja possível, não pode haver barreiras à entrada de qualquer espécie, nem custos para saída. O papel desempenhado na teoria tradicional, pela hipótese de que as firmas são tomadoras de preço, aqui é substituído pela rápida entrada e saída.

Dessa forma o mecanismo de equilíbrio da contestabilidade é determinado pela liberdade de entrada e saída de empresas nos mercados, assegurada pela ausência de ações e reações das empresas rivais neste mercado. “Em outras palavras, o importante na teoria de mercados contestáveis é a concorrência definida pela existência ou não de custos irrecuperáveis significativos para a empresa entrante” (KUPFER, 2002).

Segundo Shepherd (1984), o conceito de perfeita contestabilidade está relacionado com a absoluta liberdade com que as firmas entram e saem em um mercado. Esta hipótese pressupõe, mesmo que não exclusivamente (FAGUNDES, PONDÉ; 1998; VINHAES, SANTANA; 2000):

1. Ausência de custos irrecuperáveis (*sunk costs*), tais como investimentos em ativos específicos;
2. Que a tecnologia seja um bem livre; e
3. Inexistência de retaliações contra os novos entrantes por parte das empresas presentes na indústria.

Shepherd (1984) ainda completa as hipóteses da contestabilidade de um mercado apontando que a firma entrante tem tempo suficiente para se estabelecer no mercado sem que as firmas previamente estabelecidas possam fazer qualquer retaliação via preços. E segundo Farina (1990), os produtos devem ser homogêneos, ou altamente substitutos entre si perante os olhos do consumidor, eliminando qualquer vantagem de diferenciação, logo, as firmas defrontam-se com a mesma demanda de mercado.

O termo livre entrada não significa entrada sem custos, ou “entrada fácil”, mas que o entrante não encontra percalços impostos pelas firmas já estabelecidas, em termos

de barreiras tecnológicas ou retaliações. Assim, a inexistência de barreiras à entrada implica livre acesso aos métodos de produção, isto é, todos os produtores (já estabelecidos ou potenciais) devem ter acesso à mesma tecnologia. A concorrência potencial encontra um ambiente apropriado para avaliar os preços vigentes no mercado antes de optar pela entrada nesse mercado. Nesse sentido, as firmas também não devem encontrar custos para a saída do mercado, ou seja, ausência de *sunk costs* (BAUMOL, 1982; FARINA, 1990).

Segundo a teoria dos mercados contestáveis, a política regulatória deve controlar as fontes de tecnologia por meio de instituições públicas que promovam a difusão da tecnologia e evitam o excesso de regulação no setor. “Quanto menores as barreiras à entrada em um setor, maior a sua eficiência, independentemente do produto ser ou não homogêneo, das firmas serem ou não atomísticas e das decisões serem ou não independentes” (FAGUNDES, PONDÉ; 1998).

De acordo com Baumol (1982), os mercados contestáveis podem compartilhar atributos da competição perfeita; contudo, as firmas deste mercado não precisam ser pequenas, numerosas e produzir produtos homogêneos, ou seja, um mercado atuando em competição perfeita é necessariamente um mercado contestável, mas não *vice-versa*.

Fagundes e Pondé (1998) argumentam, porém, que nessa teoria as condições de livre entrada (sem custos e com livre acesso à tecnologia) e livre saída (ausência de *sunk costs*) e a impossibilidade de retaliação via preços em tempo hábil após a entrada são muito restritivas. Apesar disso, a Teoria dos Mercados Contestáveis oferece um quadro de referência amplamente aplicável pelas agências reguladoras e tribunais nas questões referentes ao bem-estar. Este último é garantido, segundo Baumol (1982), pois os mercados contestáveis não oferecem mais que taxas normais de lucro, devido à presença da concorrência potencial. Desse modo, caso as firmas estabelecidas pratiquem preços mais altos, beneficiando-se do poder de monopólio, favoreceriam a entrada de novas firmas.

Muitos setores de infra-estrutura, em especial a indústria de eletricidade, têm experimentado um processo de transformação estrutural, no qual a concorrência

surge em alguns dos segmentos e coexiste com a necessidade de regulação de outros segmentos ainda monopolistas. Nesses setores, cuja estrutura passa a ser mista, surge a necessidade de uma política que mantenha a harmonia entre as partes, sendo necessário estabelecer um regime de regulação de seus monopólios, concomitante com as regras de defesa da concorrência (POSSAS, FAGUNDES, PONDÉ; 1998).

Nos segmentos em transição, da estrutura monopolista para a estrutura competitiva, podem surgir riscos à concorrência. As empresas estabelecidas ou ex-estatais podem adotar ações anticompetitivas que impeçam a entrada de novas empresas. Ademais, é preciso monitorar a evolução das estruturas de mercado nesse processo de transição, a fim de inibir a emergência de estruturas pouco competitivas, tendo em vista que a existência de economias de escala, *sunk costs* e outros fatores tornam seus mercados não contestáveis e viabilizam poder de mercado e comportamentos estratégicos por parte das firmas estabelecidas (POSSAS, FAGUNDES, PONDÉ; 1998).

O livre mercado não é capaz de resolver, automaticamente, todos os problemas econômicos, sendo assim, a atividade reguladora consiste em uma prática que viabiliza a eficiência econômica. Nesse caso, as empresas reguladas terão seus custos, conduta e desempenho afetados. A estrutura de mercado pode ser alvo de regulação, principalmente os setores de infraestrutura, onde tradicionalmente domina a forma de monopólios. Alguns atos regulatórios podem servir para quebrar barreiras à entrada de novos concorrentes, facilitando a prática competitiva.

Finalmente, de acordo com Villela e Maciel (1999), é importante enfatizar que a tendência atual é viabilizar e proteger a concorrência como importante instrumento de regulação de vários setores de infra-estrutura econômica. Para tanto, é fundamental que se leve em conta a estrutura do mercado que está sendo regulado, as barreiras ao ingresso e o número de concorrentes reais ou potenciais.

Durante o governo Luis Inácio Lula da Silva, foi remodelado o processo de transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado da indústria de eletricidade no Brasil a partir da promulgação das Leis nº 10.847/04 e 10.848/04,

que estabeleceram o marco regulatório para o Novo Modelo Institucional do Setor de Eletricidade Brasileiro. Como este setor organiza-se como uma indústria de rede, com a nova configuração institucional, ele passa a ter uma estrutura mista, com segmentos monopolizados (transmissão e distribuição) e outros que permitem a introdução da concorrência (geração e comercialização).

a) Mercados Contestáveis e o Segmento de Geração de Energia Elétrica

O desenvolvimento tecnológico propiciou a quebra do monopólio estatal no segmento de geração de energia elétrica. Com isso, houve redução da escala (de produção) mínima necessária para garantir a remuneração sobre os investimentos feitos nesse segmento da indústria de eletricidade. O mercado de geração de energia elétrica passou a comportar tanto unidades geradoras de grande porte (como unidades hidrelétricas maiores que 30 MW), quanto plantas de pequena escala de produção (como as pequenas centrais hidrelétricas, cogeração etc.).

A análise da Teoria dos Mercados Contestáveis, abordada neste trabalho, se relaciona com o novo modelo da indústria de eletricidade brasileira, pois oferece um referencial analítico para o segmento de geração de energia elétrica, que a partir de 1996 passou a ter estrutura competitiva.

A Teoria dos Mercados Contestáveis tem como pressupostos a ausência de custos irre recuperáveis (*sunk costs*) e livre acesso à tecnologia; não obstante, no setor de eletricidade as tecnologias empregadas na produção de eletricidade são específicas, não havendo uso alternativo para os equipamentos e edificações o que torna os investimentos irre recuperáveis (*sunk investments*) e o tempo de construção e maturação dos investimentos é elevado, no caso de empreendimentos de grande porte.

A inexistência de retaliações contra os novos entrantes, realizada pelas empresas já estabelecidas, é outro pressuposto. Na indústria de eletricidade brasileira coexistem

dois ambientes de contratação: o ambiente de contratação livre² e o ambiente de contratação regulado³. No ambiente livre, a comercialização entre produtores independentes e consumidores livres é celebrada por meio de contratos, havendo obrigações jurídicas e políticas de fornecimento. Assim, se a empresa geradora estabelecida oferecer um preço $P^* = P_0$, e esse preço for mais alto que o custo médio, $P_0 > CMe(q_0)$, os concorrentes potenciais ficarão atraídos pelo preço maior e poderão ofertar um preço (P_1) ligeiramente menor, $P_1 < P_0$, fazendo com que as empresas entrantes capturem parte dos consumidores livres, inclusive aqueles que optavam por consumir da rede. Desse modo, as incumbentes não terão tempo de alterar o preço devido aos contratos celebrados com os consumidores livres.

O processo de abertura do segmento de geração requererá do órgão regulador, no caso do Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica, ações que restrinjam as barreiras à entrada de competidores, que não podem desfrutar das mesmas vantagens conquistadas pelas firmas preestabelecidas.

1.1.4 Reestruturação da Indústria de Eletricidade e Mercados Contestáveis

A indústria de eletricidade brasileira, até a década de 1990, seguia um modelo centralizado em todos os seus segmentos, que desde a geração até a comercialização eram considerados monopólios naturais. Assim, as atividades das empresas operadoras da indústria de energia elétrica eram caracterizadas por (VINHAES, SANTANA, 2000; PINTO JUNIOR, 2007):

1. Barreiras institucionais à entrada, protegendo o mercado da concorrência potencial, principalmente em função do reconhecimento da natureza monopolista de um ou mais segmentos, por exemplo, as atividades econômicas de transporte/transmissão e distribuição;

² Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (BRASIL, 2008 [1]).

³ Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (BRASIL, 2008 [1]).

2. Direitos de propriedade com relação à infra-estrutura física (redes) assegurando automaticamente os direitos de comercialização dos serviços prestados;
3. Uma forte orientação das empresas operadoras para o mercado nacional.

No segmento de transmissão, que apresenta um caráter de rede, necessidade de vultosos investimentos e economias de escala/escopo, a competição torna-se menos viável. O caráter de “rede” sugere que este segmento permaneça nas mãos de um proprietário estratégico, que possa ofertar o serviço em forma de *utilities* (ou serviço de utilidade pública). Assim, mesmo com a implementação de reformas no setor de eletricidade, o segmento de transmissão permanece na forma de monopólio estatal, como forma de bem público.

Este é o ponto em comum apresentado na reestruturação da indústria de eletricidade de vários países: a transmissão tem sido considerada por todos os modelos como um monopólio natural, isso principalmente no caso brasileiro, devido à estrutura do Sistema Interligado Nacional. Destaca-se ainda, que o sistema de transmissão necessita de forte esquema de coordenação, o que restringe a hipótese de competição potencial e principalmente efetiva (VINHAES, SANTANA; 2000).

Já no segmento de geração de eletricidade, em sistemas interligados (*pool* de geradores) e onde o acesso à rede é livre, a competição entre produtores independentes e autoprodutores é mais facilmente alcançada. Também é facilitada a concorrência no segmento de comercialização. Na realidade, produtores independentes e autoprodutores são entrantes potenciais na venda de energia para um dado consumidor (livre) final. Assim, a geração de energia apresenta uma concorrência potencial nesta indústria, visto que o custo de transporte de energia será equalizado para todo o país. Fica clara, portanto, a quebra do monopólio natural, para produtores independentes, autoprodutores e grandes consumidores (VINHAES, SANTANA; 2000).

Sob o prisma da teoria da contestabilidade dos mercados, a desregulamentação consiste na supressão das barreiras institucionais à entrada, fazendo com que a

contestabilidade dos mercados reduza as condições econômicas que justificam o monopólio natural nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

Os traços gerais da reforma, mesmo subordinadas ao ambiente institucional de cada país, seguem a implementação parcial ou total das seguintes medidas (PINTO JUNIOR, 2007):

1. Desverticalização dos diferentes segmentos da cadeia produtiva dos serviços de infra-estrutura;
2. Introdução da concorrência em diferentes segmentos das indústrias de rede;
3. Abertura do acesso a terceiros às redes e criação de um órgão específico para coordenar o despacho físico e/ou econômico da eletricidade;
4. Estabelecimento de novas formas contratuais;
5. Privatização das empresas públicas;
6. Implementação dos novos mecanismos de regulação e criação de novos órgãos reguladores.

A reestruturação da indústria de eletricidade cria novas oportunidades de negócio e uma redefinição das estratégias tradicionais das empresas, além de reservar novas atribuições ao Estado. Com a entrada de novos operadores, o foco central da regulação desloca-se sensivelmente da supervisão das empresas estatais, para uma maior complexidade institucional e uma nova forma de intervenção do Estado.

A desregulamentação indica a liberalização progressiva dos mercados, via redução de barreiras institucionais à entrada de novos agentes. No caso do setor de eletricidade, essa liberalização dos mercados se restringe aos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica. Isso só ocorre quando a estrutura de mercado verticalizada e monopolista passa por um processo de desmantelamento.

Cabe alertar que a desregulamentação deve ser entendida como uma dimensão da político-econômica conduzida pelos governos, visando à remoção de barreiras à entrada. Dessa forma, objetiva-se introduzir pressões competitivas nas indústrias de infra-estrutura com o intuito de aumentar os níveis de competição.

Qualquer que seja o posicionamento adotado acerca da atuação pública nas indústrias de rede, em especial a de eletricidade, será sempre necessária alguma forma de comprometimento com a regulação, dado que, apesar dos extraordinários avanços tecnológicos alcançados nessa área, ainda existem características de monopólio natural nessa indústria (DIAS, RODRIGUES; 1997).

No Novo Modelo Institucional do setor de eletricidade brasileiro, a entrada de produtores independentes e autoprodutores, que constroem usinas menores e mais próximas aos centros produtores, contribuem para aumentar a competição na geração, o que contribui para contestar o mercado. Ainda, a intensificação do aproveitamento de fontes renováveis como as PCHs, eólica, solar e biomassa, promove a diversificação da matriz de energia elétrica brasileira, contribuindo para o aumento da concorrência potencial no segmento de geração

1.2 SEGMENTOS DA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE BRASILEIRA: ASPECTOS FÍSICOS

A indústria de eletricidade brasileira é bastante complexa, devido à extensão territorial e às especificidades geográficas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país. Foram essas particularidades que marcaram os contornos do sistema de geração e distribuição de energia elétrica. Para atender a demandas tão distintas, a indústria de eletricidade brasileira conta com dois sistemas: o Sistema Interligado Nacional e os Sistemas Isolados. O primeiro atende às regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, suprimindo a demanda por energia da porção mais populosa e desenvolvida do Brasil. O segundo, conta com vários sistemas de pequeno porte distribuídos pela região amazônica, com florestas densas e rios caudalosos: essas características geográficas comprometem a expansão das redes de transmissão e distribuição, favorecendo o emprego de sistemas descentralizados também conhecidos como geração distribuída.

Após a introdução do Novo Modelo do setor elétrico em 2004, o MAE (Mercado Atacadista de Energia)– que, posteriormente, deu lugar à Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)– definiu regras específicas de participação no mercado para cada um dos segmentos. Essa diferenciação é importante para especificar os agentes que atuarão em cada um dos ambientes de comercialização – Ambiente de Contratação Regulada ou Ambiente de Contratação Livre. Estavam associados ao MAE todos os agentes com participação obrigatória ou facultativa, conforme previsto na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

Abaixo estão descritos os quatro segmentos da indústria brasileira de eletricidade, com ênfase no segmento de geração.

1.2.1 Geração

O segmento de geração é responsável por toda energia elétrica produzida, possui estrutura de mercado, com participação de agentes públicos e privados e diversificação do parque gerador intensificada no Novo Modelo Institucional do Setor de Eletricidade. Este segmento pode se organizar como um modelo de Geração Centralizada e/ou Geração Distribuída.

A Geração Centralizada caracteriza-se por possuir sistemas de geração, transmissão e distribuição integrados, com operação e despacho centralizados. Isso ocorre devido ao tamanho das usinas, que são de grande porte para aproveitar os menores custos decorrentes da maior escala de produção e estão localizadas distantes dos centros consumidores. Esse modelo prevalece no Brasil, que possui sistema hidrotérmico de grande porte.

Segundo Dias, Borotni e Haddad (2005), a Geração Distribuída pode ser entendida como sendo qualquer fonte geradora com produção destinada a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte de energia através de redes de transmissão.

Como a Geração Distribuída possui uma definição muito ampla, o governo brasileiro a disciplinou por meio da promulgação do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004,

no qual ficou determinado que geração distribuída é a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. O mesmo decreto exclui dessa modalidade de produção as hidrelétricas com capacidade superior a 30 Megawatts (MW) e as termelétricas que apresentem eficiência energética inferior a 75%; contudo, as termelétricas abastecidas por biomassa ou resíduos não estarão limitadas a percentuais de eficiência energética.

Na categoria de geração estão presentes os Agentes Geradores, Produtores Independentes e Autoprodutores. Neste segmento permanece o caráter competitivo, podendo os produtores vender a energia gerada tanto no ACR quanto no ACL, respeitando as exigências de cada ambiente. No Banco de Informação de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estão cadastrados atualmente 2.396 empreendimentos em operação, com predomínio de unidades hidrelétricas (cerca de 70%), como se verifica na Tabela 1.1.

O planejamento da expansão do setor de eletricidade, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê a diversificação da matriz de energia elétrica, tradicionalmente calcada na geração a partir de fonte hidráulica. Há poucos anos, as hidrelétricas representavam 90% da capacidade instalada no país, em 2011 essa participação havia recuado para cerca de 70%. A redução na participação das hidrelétricas foi resultado da construção de usinas baseadas em outras fontes, com predominância de termelétricas movidas a gás natural e biomassa. Essa estratégia foi adotada em decorrência do racionamento de energia de 2001, que exigia a ampliação do parque gerador em um tempo mais curto (BRASIL, 2008 [1]; BRASIL, 2011 [3])

Tabela 1.1 – Empreendimentos em Operação – Abril de 2011

Empreendimentos em Operação					
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada* (kW)	Potência Fiscalizada** (kW)		%
CGH ⁴	331	190.302	188.701		0,17
EOL	51	936.782	928.986		0,81
PCH ⁵	397	3.584.231	3.533.532		3,1
SOL	5	87	87		0
UHE	175	77.839.687	77.285.939		67,75
UTE	1.435	32.162.675	30.136.419		26,42
UTN	2	2.007.000	2.007.000		1,76
Total	2.396	116.720.764	114.080.664		100

*Potência igual aquela considerada no Ato de Outorga.

**É a potência considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

EOL – Central Geradora Eolielétrica

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica de Energia

UTE – Usina Termelétrica de Energia

UTN – Usina Termonuclear

kW – Quilowatt

Fonte: Brasil (2011 [3])

Dentro das especificações do CCEE, os agentes geradores são divididos em três categorias:

1. Agentes Geradores – Concessionárias de Serviço Público de Geração:

São agentes titulares de serviço público delegados pelo Poder Concedente, mediante licitação, na modalidade concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei Nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

2. Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE): pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão⁶ ou autorização do Poder Concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

⁴ Central Geradora Hidrelétrica – usinas com potência instalada de até 1 MW e necessitam apenas de registro para funcionar.

⁵ Pequena Central Hidrelétrica – usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou menor que 30 MW, com reservatório com área igual ou inferior a 3 Km².

⁶ Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica: é a delegação de prestação de serviços, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou de consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e por prazo determinado. As obrigações e direitos são formalizados por meio de um contrato (BRASIL, 2008 [1]).

3. **Autoprodutores (APE):** pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo eventualmente, com autorização da ANEEL, comercializar o excedente de energia elétrica gerada. Esta categoria recebe o nome de APE-COM.

A matriz de eletricidade brasileira comporta os modelos de geração centralizada e distribuída, sendo que a primeira se refere aos empreendimentos conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e a segunda representa uma oportunidade a mais para PIE⁷, APE e APE-COM, que se caracterizam como unidades menores e mais próximas dos centros consumidores.

1.2.2 Transmissão

O sistema de transmissão é composto por empresas que obtiveram concessão ao participar de leilões públicos promovidos pela ANEEL. São responsáveis pela implantação da rede que liga as usinas (fontes de geração) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores, ou centros de carga (BRASIL, 2008 [1]).

A grande extensão das redes de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração que é constituído, na maior parte, por usinas hidrelétricas de grande porte, instaladas em localidades distantes dos centros consumidores. Essa configuração espacial caracteriza o segmento de transmissão como estrutura monopolista de mercado. A principal característica desse segmento no Brasil é a divisão em dois grandes blocos: Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados.

⁷ O PIE pode atuar tanto na geração distribuída, como na regulada (geração centralizada).

a) Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Constitui um sistema hidrotérmico de grande porte, com tamanho e característica que o permitem ser considerado único em todo o mundo. As usinas hidrelétricas são predominantes, embora as usinas termoelétricas tenham a função de dar suporte, quando o sistema hidrelétrico passa por períodos de escassez. Em 2008, concentrava aproximadamente 900 linhas de transmissão que somavam 89,2 mil quilômetros. O sistema abrange 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país, proveniente de fontes internas ou importações, principalmente do Paraguai por conta do controle partilhado da usina hidrelétrica de Itaipu (BRASIL, 2008 [1]).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle das operações no SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob fiscalização da ANEEL. A grande vantagem deste tipo de integração está na possibilidade de troca de energia entre as usinas que compõem o sistema. Como o Brasil possui regime de chuva muito distinto entre as diversas regiões, é possível coordenar o aproveitamento hidrológico de modo a poupar os reservatórios mais vazios, intensificando a produção de energia naqueles que se encontram mais cheios, preservando o “estoque de energia elétrica” represado na forma de água (BRASIL, 2008 [1]). Contudo, quando há picos de demanda, ou escassez severa de chuvas, é preciso acionar as termelétricas. Como o custo de produção tem reflexo nas tarifas pagas pelos consumidores, variando de acordo com a fonte utilizada, o ONS avalia o peso de cada fonte antes de determinar o despacho⁸, ou seja, segundo a ordem de mérito de cada empreendimento.

b) Sistemas Isolados

Os sistemas isolados são abastecidos principalmente por usinas térmicas movidas por óleo diesel e óleo combustível, abrigam também Pequenas Centrais

⁸ Definição que determina quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva, de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao consumo (BRASIL, 2008 [1]).

Hidrelétricas, Centrais Geradoras Hidrelétricas e termelétricas movidas a biomassa. Recebem esse nome por não estarem conectados ao SIN e devido às peculiaridades geográficas e ao isolamento de algumas localidades, não poderem fazer intercâmbio de energia. Abastecem grande parte da região Norte e apesar de cobrir cerca de 45% do território nacional, os sistemas isolados suprem apenas 3,4% da energia elétrica demandada pelo país (BRASIL, 2005 [1]; BRASIL, 2008 [1]).

Sendo predominantemente térmicos, os sistemas isolados apresentam tarifas mais caras que as dos consumidores abastecidos pelo SIN. Visando ao abastecimento de energia elétrica nos sistemas isolados, o Governo Federal instituiu em 1993, a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), um encargo setorial criado para subsidiar a compra de óleo diesel e óleo combustível usados nas térmicas que abastecem os sistemas isolados. Contudo, essa conta é paga por todos os consumidores de energia do país, que em 2008, ratearam cerca de R\$ 3 bilhões.

A Figura 1.1 mostra o Sistema Interligado Nacional (A) e os Sistemas Isolados (B). É possível perceber a complexidade e extensão do SIN e como os Sistemas Isolados se restringem à região Norte do País.

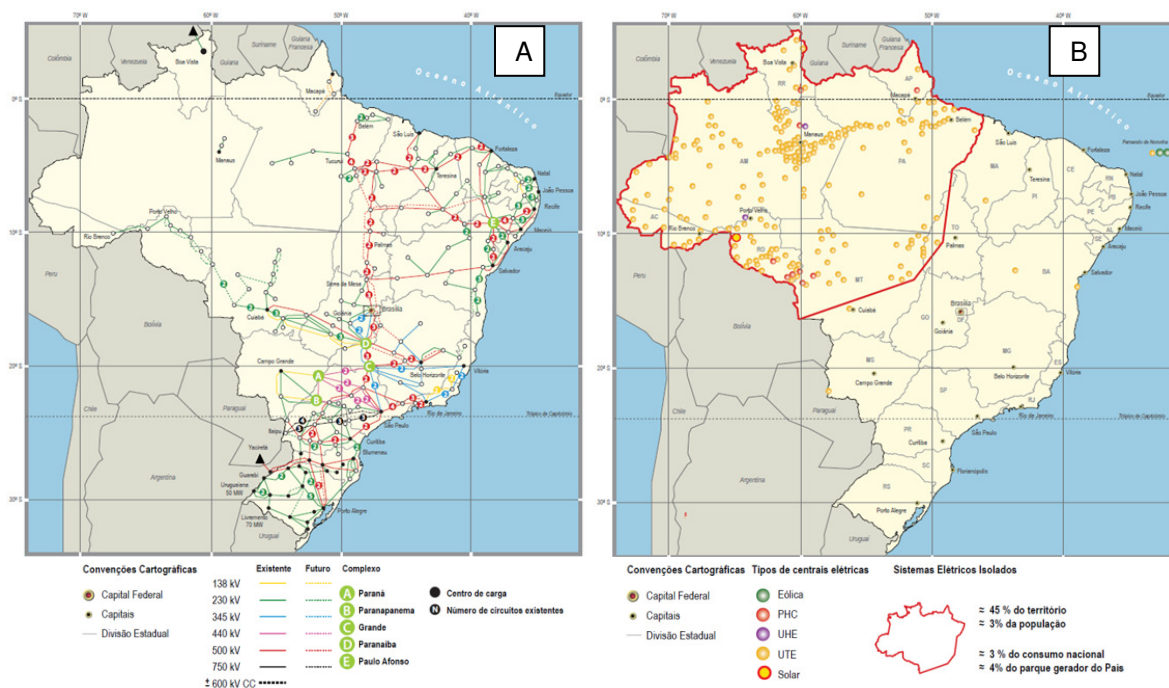


Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional (A) e Sistemas Isolados (B)
Fonte: Brasil (2008 [1]).

1.2.3 Distribuição

Na categoria distribuição, enquadram-se os agentes distribuidores, orientados para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (consumidores cativos⁹). No novo modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de eletricidade e a sociedade. As distribuidoras recebem das companhias de transmissão todo suprimento destinado ao abastecimento do país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica trafega em tensão que varia de 88 quilovolts (kV) a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, essa tensão é rebaixada e por meio de um sistema composto por fios, postes e transformadores chegando à unidade final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que operam em tensão mais elevada (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora. A Figura 1.2 mostra um esquema dos processos de geração, transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica.

1.2.4 Comercialização

O grupo da comercialização foi subdividido em quatro subgrupos (BRASIL, 2011 [1]):

1. **Importadores:** possuem autorização do Poder Concedente para importar energia de países vizinhos para abastecer o mercado nacional;
2. **Exportadores:** agentes com autorização do Poder Concedente para exportar energia elétrica para abastecimento de países vizinhos;

⁹ Consumidor que adquire energia de concessionária ou permissionária que detém o monopólio de atendimento na região em que está instalado e cujo contrato é totalmente regulado pela ANEEL (BRASIL, 2008 [1]).

3. **Comercializadores:** compram energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia aos consumidores livres no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio de leilões do ACR.

4. **Consumidores Livres:** são aqueles consumidores, que atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação. Estão enquadrados nessa categoria consumidores com demanda mínima de 3 MW, com tensão de fornecimento de 69 kV e consumidores com demanda mínima de 500 kW, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, desde que a energia comprada seja oriunda de PCHs ou fontes alternativas de energia (eólica, biomassa ou solar).

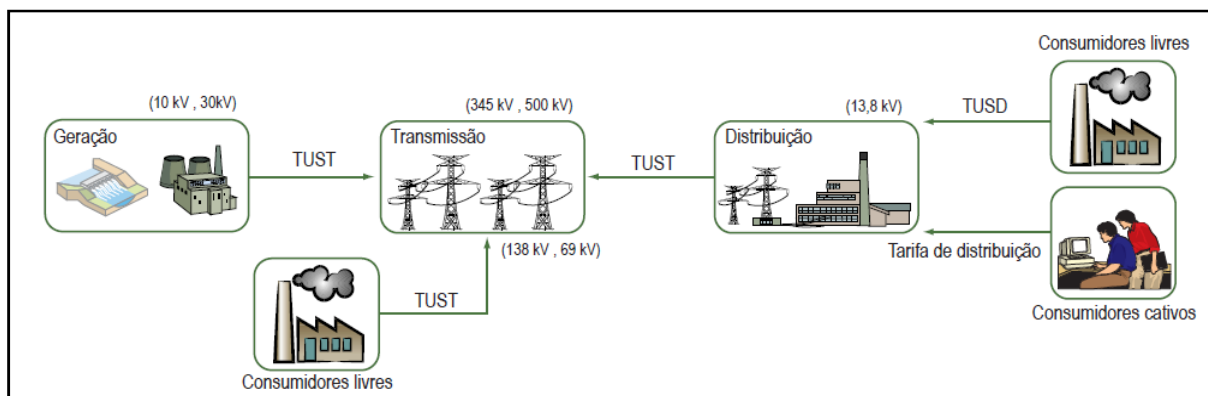


Figura 1.2 – Relação entre Agentes de Geração, Transmissão, Distribuição e Consumidores Livres e Cativos

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Fonte: Brasil (2008 [1])

O CCEE também classifica os agentes como obrigatórios e facultativos, dependendo da capacidade instalada e do impacto que esses agentes podem causar no sistema interligado.

O segmento de comercialização de energia elétrica também passou a ter estrutura competitiva com as reformas implementadas a partir de 1996. Com isso, tanto os PIE e APE-COM, quanto os consumidores livres e especiais encontram maior facilidade para venda e compra de energia elétrica.

1.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A indústria de eletricidade é um segmento bastante complexo devido à características como sua não estocabilidade e a forte interdependência entre os processos de geração, distribuição, transmissão e consumo. Assim, necessita de um forte esquema de planejamento e antecipação do comportamento da demanda. Em decorrência dessa complexidade e da importância desse setor para o desenvolvimento econômico, no Brasil, essa indústria se manteve como monopólio estatal até meados da década de 1990, quando houve quebra do monopólio estatal nos segmentos de geração e comercialização.

Mesmo a introdução da concorrência no segmento de geração não permitiu aos geradores reagir imediatamente à entrada de novos concorrentes devido às obrigações de fornecimento celebradas em contrato. Ainda, a competição entre os agentes do setor de eletricidade é dificultada devido à realização de leilões específicos por fonte. Assim, para promover a competição nesse segmento é fundamental que a agência reguladora viabilize a entrada de novos agentes e a diversificação do parque gerado, promovendo a Geração Distribuída, ou descentralizada, por meio da redução de barreiras institucionais à entrada de novos geradores e pela definição de incentivos voltados para fontes ainda não competitivas. Portanto, a diversificação do parque gerador é desejada para diminuir a dependência da fonte hidráulica, pela complementaridade das fontes e pelo aproveitamento de outros recursos energéticos.

A partir da caracterização da indústria de eletricidade, o próximo capítulo traz uma análise da transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado da indústria de eletricidade brasileira e descreve o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, em vigor desde 2004.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: TRANSIÇÃO PARA O NOVO MODELO INSTITUCIONAL

Nesta seção está descrito o processo de transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado, com ênfase no segmento de geração da indústria de eletricidade brasileira e apresenta o Novo Modelo Institucional do Setor de Eletricidade Brasileiro.

2.1 PROCESSO DE TRANSIÇÃO DO MODELO DE MONOPÓLIO ESTATAL PARA O MODELO DE MERCADO DA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE BRASILEIRA – 1980 A 2009.

Em termos regulatórios, a indústria de eletricidade no Brasil tem passado por uma série de mudanças institucionais e estruturais nos últimos anos. Em 1995 houve abertura da indústria de energia, marcando o início da transição do modelo de monopólio estatal, no qual o Estado era único provedor de serviços e investidor, para o modelo de mercado, com a participação de múltiplos agentes e investimentos partilhados com o setor privado. Essa reestruturação, iniciada em meados da década de 1990, foi possibilitada pela disposição constitucional de 1988, que sustentou o processo de privatizações dos ativos em poder dos estados e da União e a divisão dessa indústria em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização (ou venda no varejo) (BRASIL, 2005 [1]).

Esta seção traz a descrição do quadro institucional brasileiro atual. Para tanto, faz-se uma análise dos precedentes de crise de 2001, apontadas por alguns autores como tendo sido iniciada durante a década de 1980, devido à queda dos investimentos no setor elétrico. Assim, são descritos os cenários das décadas de 1980 e 1990, com as principais políticas adotadas para a reestruturação das políticas voltadas para indústria de eletricidade nacional, bem como os principais fatores que levaram às reformas iniciadas em 2004, com ênfase especial nos instrumentos concebidos para desenvolvimento das energias renováveis.

2.1.1 A Crise da Década de 1980

Os choques do preço do petróleo ocorridos nos anos de 1973 e 1979, bem como a elevação das taxas de juros praticadas no mercado externo no início dos anos 1980, contribuíram para reverter o quadro de crescimento econômico experimentado pelo Brasil a partir da década de 1960 (LORENZO, 2001). Em decorrência disso, os mercados elétricos planejados não se realizaram, ocasionando sobras de energia e receitas menores que as previstas. Nos anos 1980, no plano interno de funcionamento do setor, a política tarifária constituiu-se no mais grave dos problemas, visto que os preços da eletricidade eram sistematicamente contidos em nome da inflação. Como consequência, houve queda da remuneração média do setor, que ficou abaixo da remuneração legal permitida pelo serviço de custo (GOLDENBERG, PRADO, 2003).

A partir de 1974, percebendo a retração do ritmo do investimento privado, o Estado e suas empresas foram os responsáveis pela manutenção dos níveis de desenvolvimento do setor de eletricidade. Projetos como Itaipu, Tucuruí, o Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço foram concebidos nesse contexto. Contudo, as autoridades brasileiras desconsideraram o movimento de contração da economia mundial. O processo inflacionário e o endividamento externo ficaram fora de controle (LORENZO, 2001).

Para garantir os níveis de crescimento, o Estado induziu as empresas estatais, em particular as do setor de eletricidade, a um processo de endividamento progressivo que culminou com a inadimplência e a perda de eficiência setorial (LORENZO, 2001).

Segundo Pinto Júnior (2007), o início da crise financeira dos anos 1980 no setor de eletricidade foi marcado por fatores exógenos. Nos primeiros anos da década de 1980, a crise econômica internacional causou severa restrição na captação de recursos externos, agravada pelo grau de endividamento das empresas do setor. A consequente elevação das taxas de juros internacionais encareceu significativamente o serviço da dívida já contraída pelas empresas de energia elétrica, e com a moratória da dívida mexicana, em 1982, os fluxos internacionais de

crédito apresentaram drástica redução. Entre os anos de 1983 e 1985, o serviço da dívida das empresas elétricas cresceu 102% e a geração própria de recursos caiu 9%, em termos reais.

Ao longo da segunda metade dos anos 1970, o governo passou a comandar a expansão de oferta de energia, processo marcado pela redução do fluxo de fontes setoriais (tarifas, impostos etc.) e do aumento do endividamento externo. A falha de planejamento do setor foi percebida pelas condições estabelecidas para saldar os financiamentos, que eram de curto prazo, em contradição com o tempo de conclusão dos projetos, todos de longo prazo (LORENZO, 2001).

O agravamento da crise revelou diversas falhas organizacionais ligadas à gestão e planejamento do setor elétrico. A segunda metade dos anos 1980 pode ser caracterizada pelo alto endividamento, racionamento de crédito internacional, autofinanciamento baixo (devido ao controle das tarifas como forma de controlar a inflação), e difícil situação fiscal do Estado, esta última agravada pela instituição do princípio da equalização tarifária para a taxa média de remuneração para o setor como um todo (1981), sem levar em conta as características de cada empresa (LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR, 2007). O Gráfico 2.1 mostra as oscilações das taxas anuais de remuneração ocorridas depois dos choques do petróleo. Destaca-se a baixíssima taxa alcançada em 1986, de apenas 5%.

Durante a década de 1980, a administração pública passou a priorizar o início de novas obras, como os planos de expansão do setor elétrico. Contudo, com a promulgação da Constituição Federal de 1988, os recursos governamentais a serem investido no setor elétrico foram reduzidos para o governo federal e ampliados para os estados e municípios. Recursos como o Imposto Único sobre a Energia e o empréstimo compulsório foram retirados, inibindo o autofinanciamento do setor. Essa alteração reduziu as transferências de recursos próprios do governo e aumentou seu endividamento externo. Para fazer frente ao programa de obras, ocorrido no período de 1974 a 1979 e aos encargos relativos aos empréstimos contraídos em períodos anteriores, o setor elétrico estatal começou a ampliar progressivamente seu endividamento externo e interno (LORENZO, 2001; GOLDENBERG, PRADO, 2003).

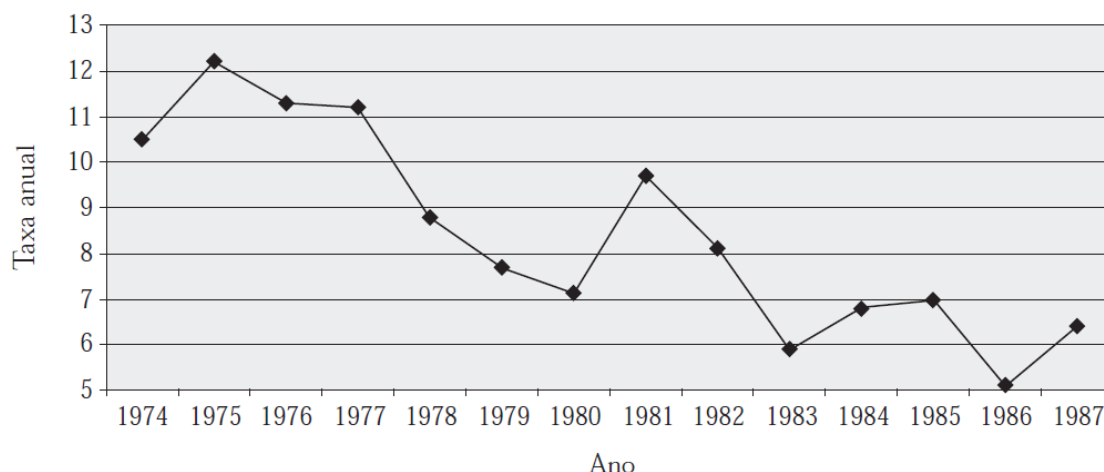


Gráfico 2.1 – Taxas Anuais de Remuneração do Setor Elétrico (1974 – 1987)
 Fonte: Goldenberg, Prado (2003).

Além dos problemas com financiamento de grandes obras, surgiu do lado da oferta um conjunto de empreiteiras, firmas de engenharia, empresas de consultoria e fabricantes de equipamentos que passaram a ter grande interesse na expansão acelerada do parque produtor de energia, por dependerem das obras do Estado para as suas ações empresariais. Do lado da demanda, os baixos preços das tarifas de energia incentivaram a instalação de grandes consumidores, que passaram a se organizar e a absorver altas quantidades de energia. A atuação conjunta desses agentes exerceu fortes influências nas principais decisões setoriais relativas aos planos de expansão e na definição da estrutura tarifária. Assim, muitos projetos que não possuíam o desejável retorno econômico eram implementados como forma de beneficiar interesses de diversas procedências.

O setor elétrico entra na década de 1990 em uma situação bastante delicada. O Estado não tinha condições de investir no setor, pois as empresas estatais estavam endividadas, sem poder dar continuidade aos planos de expansão. A possibilidade de um racionamento de energia, já no início dos anos 1990, passa a ser uma realidade. Ainda, a dificuldade de adaptação das empresas à conjuntura econômica da década de 1980 não pode ser negligenciada como fator explicativo das complicações da crise (LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR, 2007).

A lógica de planejamento, mesmo sendo centralizado para toda a matriz de energia elétrica, dissociava decisões de investimento das decisões de financiamento. Com

isso, a decisão de construir uma matriz com usinas de grande porte, extensas redes de transmissão, em um momento de racionamento de crédito internacional e autofinanciamento baixo foi crucial para o agravamento da crise, pois os projetos de grande porte possuem um equacionamento de financiamento muito mais complexo em função do custo de investimento inicial.

O subinvestimento iniciado nos anos 1980 foi apontado como a raiz da crise dos anos 1990. A falta de recursos financeiros provocou o atraso ou suspensão de projetos de expansão nos setores de geração e transmissão. Um dado interessante é que a demanda por energia cresceu tanto nos períodos de prosperidade econômica, quanto nos momentos de estagnação, à medida que o acesso à energia elétrica se ampliava em decorrência da intensificação do processo de urbanização. No segmento de geração, a pressão exercida pela demanda não era tão aparente, pois os grandes reservatórios do sistema hidrelétrico supriam essa demanda excedente à custa de serem progressivamente esvaziados, aumentando o risco de déficit (ARAÚJO, 2001).

Nos primeiros anos da década de 1990, houve vários apontamentos sobre as possíveis soluções para os problemas do setor elétrico brasileiro. A primeira concepção propunha uma reforma no setor elétrico seguindo os exemplos da Argentina e da Inglaterra, que haviam iniciado suas reformas em parâmetros liberais. A segunda corrente propunha modificações de rumo na organização já existente do setor elétrico (GOLDENBERG, PRADO, 2003).

2.1.2 Reformas e Novas Falhas (1990 – 2001)

Concomitantemente às reformas do Estado, que visavam à estabilização macroeconômica, a partir de meados da década de 1990 inicia-se uma nova fase da indústria de eletricidade no Brasil, marcada pela opção de reduzir o papel do Estado. Para concretizar esta última decisão, o governo lançou um abrangente programa nacional de desestatização, com objetivo de buscar recursos de caixa para o tesouro nacional. A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou, mais especificamente, com a promulgação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que extinguiu a equalização

tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que instituiu o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre (LORENZO, 2001;PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2011 [2]).

Em 1996, durante o governo Fernando Henrique Cardoso, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME). Esse projeto lançou os princípios básicos que pretendiam organizar o setor de forma descentralizada. No âmbito do setor de eletricidade, quatro aspectos legais e institucionais destacam-se na implementação das reformas (ROSENBERG, PRADO, 2003; PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2011 [2]):

1. A nova lei de concessões;
2. A criação da ANEEL, organismo regulador e fiscalizador, cujo objetivo era disciplinar as tarefas do setor elétrico por intermédio de resoluções;
3. A criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), com a finalidade de criar e aplicar regras e normas para gerenciar a produção e transmissão de eletricidade, da forma harmônica;
4. A instituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente para realização das transações de compra e venda de energia elétrica, criando um conjunto de regras e normas a serem seguidas por todos os agentes ou concessionárias que negociam energia por atacado.

O novo desenho institucional implementou a desverticalização para o processo de tomada de decisão, conferindo maior agilidade ao referido processo, mas negligenciou a importância e necessidade de coordenação entre as agências e órgãos recém criados e os já existentes (PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2011 [2]).

No novo modelo, o Operador Nacional do Sistema tem o papel de executar a regulação técnica do sistema, reunindo as funções de planejamento, programação e execução da operação das usinas em funcionamento. Ainda, se responsabiliza pela manutenção da integridade do sistema, operando em um conjunto de modelos de otimização que definem o despacho das centrais e o preço *spot* no Mercado Atacadista de Eletricidade. Dando seqüência aos processos de reforma, em 1999,

foi criado o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (CCPE) com a finalidade de regular e estruturar a atividade de planejamento da expansão elétrica. Em meados de 2000 foi regulamentado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão que havia sido criado em 1997 para assessoramento ao presidente da República para a formalização de políticas e diretrizes ligadas à energia (ROSENBERG, PRADO, 2003).

Pode-se afirmar que os órgãos criados – MAE, ONS e ANEEL – formaram a base do modelo do setor elétrico que estava sendo implantado a partir da segunda metade dos anos 1990, quando havia clara percepção de problemas relacionados ao monitoramento e planejamento do setor elétrico, devido ao desalinhamento entre as agências recém criadas e o Ministério de Minas e Energia. Como os problemas dessa estrutura não foram percebidos, as redes de segurança necessárias para garantir o suprimento, caso alguma coisa desse errado, não foram construídas (PINTO JÚNIOR, 2007).

Com a reorganização institucional do setor elétrico, o governo pretendia promover, segundo Rosenberg e Prado (2003):

1. Desverticalização, ao segmentar as atividades do setor elétrico em geração, transmissão, distribuição e comercialização;
2. Privatização, com isso, pretendia-se transferir a responsabilidade dos investimentos para o setor privado bem como fornecer recursos para o erário público;
3. Competição na geração e na comercialização, visando ao aumento da eficiência e à redução dos preços; e
4. Livre acesso às redes de transmissão e distribuição, viabilizando a competição na produção e comercialização de energia;

Os problemas de coordenação entre o Ministério de Minas e Energia, os ministérios da área econômica, as agências responsáveis por regular energia elétrica (ANEEL), gás natural (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP), o ONS, o MAE, no CNPE e o CCPE impediram a identificação dos sinais sobre a gravidade da crise. Mais especificamente, problemas de compatibilização das

regulamentações entre ANEEL e ANP e a demora para a constituição do CNPE, previsto em lei desde 1977. A falta de diretrizes causou controvérsia entre áreas fiscais, dificuldades de identificação quanto à responsabilidade pela reserva de segurança na capacidade de geração e a dúvidas quanto às funções da ANEEL, MAE e do próprio MME (LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR, 2007).

Segundo Pinto Junior (2007), para garantir o sucesso da implantação das reformas e o cumprimento dos objetivos, o processo de reestruturação deveria ter seguido uma seqüência rígida, assim como ocorreu nos países desenvolvidos respeitando o seguinte esquema:

1. Definição da nova estrutura de mercado e o grau de integração vertical;
2. Definição dos novos mecanismo de regulação;
3. Criação do novo órgão regulador; e,
4. Reformas patrimoniais, definidas no âmbito do programa de privatizações.

Entretanto, a implantação dessas reformas foi bastante complexa e controvertida, uma vez que não seguiu uma seqüência ideal de etapas, principalmente em virtude das mudanças legislativas, que no Brasil seguem o calendário do jogo político (LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR, 2007). De acordo com os mesmos autores, esse foi o principal motivo da agenda invertida. A reforma patrimonial foi iniciada antes da conclusão das novas regras do mercado. O problema da implementação das reformas revelou ainda que as estratégias e os desempenhos das empresas dependem muito mais da eficiência da regulação e do grau de concorrência do que da estrutura de capital da empresa pública ou privada.

A preocupação era com investimentos e coordenação suficientes para evitar uma crise de abastecimento de curto prazo, aparentemente conjuntural. A falha do desenho institucional foi claramente percebida com o racionamento estabelecido em maio de 2001. O contexto de “reformas-não-acabadas” gerou incertezas quanto às condições econômico-financeiras necessárias ao desenvolvimento de novos projetos de investimento.

A seca experimentada pelas regiões Sudeste e Nordeste, em 2001, foi a pior dos 70 anos anteriores, agravando as condições de operação do parque hidrelétrico. Porém, o risco de déficit vinha aumentando desde 1997, devido à redução contínua dos níveis de confiabilidade dos reservatórios. A gravidade da situação decorreu do fato de que ao lado da crise institucional, os reservatórios da região Sudeste apresentavam, há muito tempo, declínio da capacidade: às vésperas da crise de 2001, sua capacidade era de 33%, quando o nível seguro seria de 90%. Além disso, a perda de receitas das empresas distribuidoras provocou, em 2001 e 2003, uma grave crise financeira nas empresas elétricas, em particular nas companhias de distribuição (LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR, 2007).

Ainda, as mudanças ocorridas no cenário internacional no final da década de 1990, alteraram a intensidade dos financiamentos a serem aplicados nos projetos de longo prazo. O fato de uma hidrelétrica de grande porte levar cerca de seis anos para entrar em operação e possuir vida útil de sessenta anos deixou de ser um negócio atrativo pra os investidores externos (LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR, 2007).

As conseqüências do racionamento anunciado em abril de 2001 foram danosas à população e principalmente ao sistema produtivo, cujos efeitos negativos foram sentidos por vários anos. Esse fato obrigou o governo Fernando Henrique Cardoso a dar explicações sobre a necessidade de racionamento. Assim, uma comissão foi nomeada pelo governo, que mostrou claramente que o racionamento não teria acontecido se as obras identificadas nos planos decenais da Eletrobrás tivessem sido executadas e as obras programadas não tivessem atrasado. Ficou evidente que grande parte da responsabilidade pelo racionamento estava ligada à não implementação de novas usinas. Segundo Rosenberg, Prado (2003), o cumprimento das diretrizes do Plano Decenal permitiria armazenar, em maio de 2001, 73% do sistema Sudeste-Nordeste, suficiente para evitar o racionamento.

2.1.3 O Novo Modelo Institucional do Setor de Eletricidade Brasileiro

O Governo Federal, durante os anos de 2003 e 2004, trabalhou no desenvolvimento de um novo aparato institucional que sustentasse o marco regulatório para o Novo

Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, baseado nas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e disciplinado pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2011 [2]).

O modelo proposto pelo Ministério de Minas e Energia tinha como principais objetivos (i) garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; (ii) promover a modicidade tarifária; e (iii) promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento (PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2003; BRASIL, 2008; BRASIL, 2011 [2]).

A partir de 2004, a nova estrutura institucional do setor elétrico pretende atuar incisivamente nas áreas de planejamento, segurança e comercialização de energia elétrica, assumindo a seguinte formatação (BRASIL, 2003; BRASIL, 2011 [2]):

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** – que tem como objetivos a proposição de uma política energética de âmbito nacional e em articulação com as demais políticas públicas, proposição de licitações individuais de projetos especiais do Setor de Eletricidade, recomendados pelo MME e proposição do critério de garantia estrutural de suprimento;
- **Ministério de Minas e Energia (MME)** – é responsável por propor a formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE, exercer a função de planejamento setorial, exercício do Poder Concedente. Monitorar a segurança de suprimento do Setor de Eletricidade por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e ou contratação de reserva conjuntural de energia do SIN;
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** – empresa técnica especializada com o objetivo de desenvolver os estudos para efetuar o planejamento energético de longo prazo;

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)** – foi criado com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. O CMSE possui autonomia para agir em caso de desequilíbrio conjuntural entre oferta e demanda, podendo propor medidas preventivas, inclusive sinais de preço, ou de constituição de reserva conjuntural, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor;
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** – responsável por mediar, regular e fiscalizar o funcionamento do Sistema de Eletricidade, realizar leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME e promover licitações para aquisição de energia para os distribuidores;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** – instituição que a partir de 2003 sucede o Mercado Atacadista de Energia (MAE), incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** – foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, bem como, ministrar a rede básica de transmissão de energia elétrica do Brasil. Tem como principais objetivos atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

O esquema apresentado pelo organograma da Figura 2.1 mostra de maneira simplificada o novo formato do quadro institucional brasileiro.

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes do setor, tais como a contratação da totalidade da oferta de energia elétrica por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporção que assegure o melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, visando a atender os desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda (BRASIL, 2011 [2]).

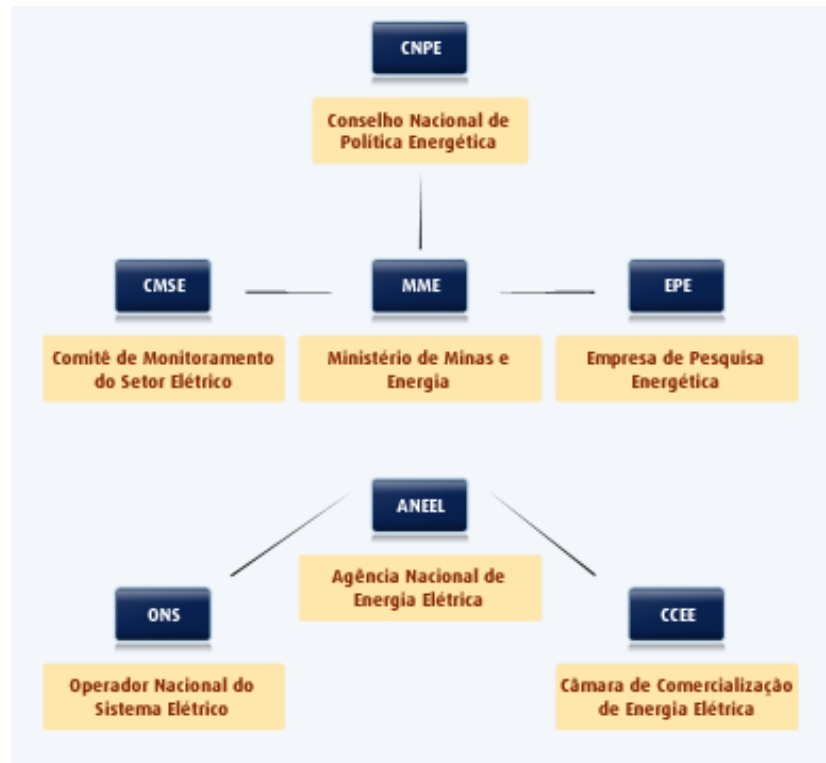


Figura 2.1 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro
 Fonte: Brasil (2011) [2].

No novo modelo foram definidas regras de comercialização de energia e o processo de outorga de concessões e de autorizações do novo modelo do setor elétrico. Assim, foram criados importantes instrumentos visando à realização desses objetivos, como os ambientes de contratação regulado e livre, e para garantir a modicidade tarifária, o modelo determinou a contratação de energia em ambiente regulado, por meio de leilões com o critério de menor tarifa (BRASIL, 2008 [1]; BRASIL, 2011 [2]). A modicidade tarifária tem em vista garantir a universalização do acesso e uso dos serviços de energia elétrica, criando subsídios para que consumidores de baixa renda possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica (BRASIL, 2011 [2]).

a) Leilões de Energia

Os leilões são a única forma de contratação de energia elétrica disponível para as distribuidoras, que participam desse mercado exclusivamente por meio do ACR, no qual são contratados grandes volumes de suprimento para longo prazo. A demanda por energia é definida pelos agentes de distribuição, que têm de garantir o

atendimento à totalidade dos mercados cativos de energia. Isso é feito por meio de licitação na modalidade de leilões, cujos contratos são realizados em ambiente regulado.

É a demanda dos distribuidores que compõe a demanda básica licitada nos leilões, de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/04, e artigo 2º da Lei nº 10.848/04. É chamada básica, pois parte dessa demanda já é atendida diretamente através da energia proveniente da geração distribuída, das usinas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), e da binacional Itaipu, ou seja, parte da demanda das distribuidoras não será atendida por meio de leilões (PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2008 [1]; BRASIL, 2011 [1]). Fica a cargo da ANEEL a regulamentação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização dos leilões ocorre diretamente ou por meio da CCEE.

Para a realização do leilão é definido um preço teto, a partir dos dados dos participantes; portanto, os vencedores dos leilões são definidos pelo critério de menor tarifa, vencendo o leilão aquele que ofertar energia elétrica pelo menor preço por MWh para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os Contratos de Comercialização de Energia elétrica em Ambiente Regulado serão celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declaram necessidade de compra para o ano de início de suprimento da demanda contratada no leilão (BRASIL, 2011 [1]).

Os leilões são divididos em três tipos: (i) leilão de energia existente (energia velha), (ii) leilão de energia nova e (iii) leilão de ajuste. No primeiro caso, a energia contratada é aquela que provem de empreendimentos já existentes, no segundo, é proveniente dos novos empreendimentos de geração e os leilões de ajuste acontecem para complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. Os novos empreendimentos são aqueles que não têm concessão, permissão ou autorização ou constituem ampliação – acréscimo de capacidade instalada – de empreendimento já existente, até a data de publicação do edital do leilão (PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2011 [1]).

- Leilões de Fontes Alternativas

Para incentivar a promoção das fontes alternativas de energia elétrica, o MME determinou que a ANEEL deverá promover direta ou indiretamente leilões para fontes alternativas, seguindo o modelo dos leilões para contratação de energia nova.

Para a contratação das energias alternativas serão celebrados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por fonte em duas modalidades: (i) energia elétrica negociada por PCH na modalidade quantidade de energia e com prazo de duração de 30 anos; e (ii) biomassa e eólica na modalidade por disponibilidade de energia com prazo de 20 anos (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2007; BRASIL, 2010 [2])

b) Comercio de Energia Incentivada

Segundo o Procedimento de Comercialização – Controle de Alterações da CCEE (BRASIL, 2007 [2]) e em concordância com a Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, Energia Incentivada é toda energia elétrica oriunda de empreendimento de geração que utilize as seguintes fontes primárias incentivadas (BRASIL, 2007 [3]):

- Aproveitamento de potencial hidráulico com potência instalada entre 1 MW e 30 MW, mantidas as características de Pequenas Centrais Hidrelétricas, destinados à produção independente e autoprodução;
- Fonte solar fotovoltaica, eólica e biomassa até 30 MW;
- Empreendimento com potência instalada até 1 MW.

Fica determinado que PCHs com concessão de serviço público de geração, pertencentes a empresas provenientes de processos de desverticalização, a critério do Poder Concedente, poderão ter seu regime alterado para produção independente (PIE). Para tanto, deverão celebrar contrato oneroso de uso de bem público. Após a alteração do regime de concessão, poderão ser tratadas como fonte de geração incentivada (BRASIL, 2004 [4]).

As fontes de geração incentivada recebem como estímulo descontos na Taxa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que respeitam as seguintes regras (BRASIL, 2007 [3]):

- Usinas têm desconto permanente definido pela ANEEL – perdendo o desconto caso compre energia convencional em montante superior a 49% de sua garantia física¹⁰;
- Consumidores especiais recebem o desconto repassado pelo vendedor – o desconto final do consumidor especial será a média ponderada dos descontos associados às energias compradas.
- A verificação do desconto final do consumidor especial será mensal.

c) Ambientes de Contratação

O novo Modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica seja realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), devendo ser observadas as regras de cada ambiente. Os Agentes de Geração (concessionários de serviço público, produtores independentes de energia ou autoprodutores) podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo sempre o caráter competitivo da negociação. Todos os contratos celebrados, seja no ACR ou no ACL, são registrados na CCEE e servem de base para contabilizar e liquidar as diferenças no mercado de curto prazo (BRASIL, 2011 [1]; PINTO JUNIOR, 2007). Uma visão simplificada do Ambiente de Contratação pode ser mais bem exposta na Figura 2.2.

¹⁰ Quantidades máximas de energia e potência associadas ao empreendimento de geração, incluindo importação, a ser definida pelo poder concedente e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de Carga ou comercialização por meio de contratos (BRASIL, 2007 [2]).

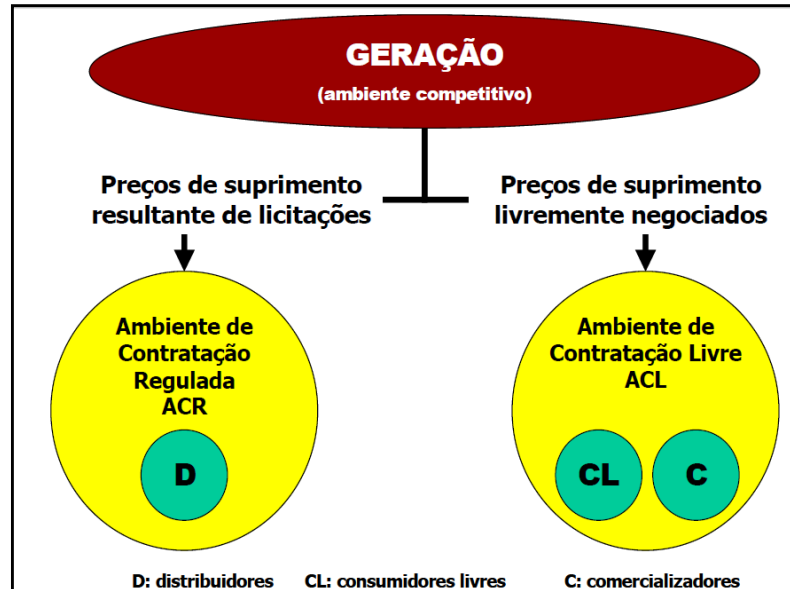


Figura 2.2 – Visão Geral do Modelo de Contratação
 Fonte: Brasil (2003).

- Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

Os contratos celebrados no ACR são realizados por meio de leilões e formalizados em contratos bilaterais entre geradores e distribuidores, cujos pagamentos decorrentes são efetuados diretamente entre as partes, sem interferência da CCEE. No ACR a competição é *ex-ante*. Como ela se dá em torno da disputa pela exclusividade do suprimento do serviço durante determinado período, a competição só existe na fase da licitação (licitação competitiva) (PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2003).

Estão previstos três tipos básicos de contratação no ACR, cujo início da entrega é previsto para ocorrer um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão (chamados, respectivamente, A-1, A-3 e A-5) (BRASIL, 2003; BRASIL, 2011 [1]):

- Contratação de nova geração (A-3 ou A-5);
- Contratação de geração existente (A-1);
- Contratação de ajuste.

Essa antecedência para a contratação de nova geração permite que os distribuidores gerenciem as incertezas relacionadas à evolução da demanda. Como

as companhias distribuidoras devem prever seus mercados com uma antecedência de cinco anos (período previsto para a contratação de uma nova usina hidrelétrica) o novo modelo permite a realização dos chamados leilões de ajuste para garantir a segurança do abastecimento (COSTA, 2005).

O MME determina a data de início dos leilões, realizados pela ANEEL e pela CCEE, por meio de portaria, fixa o preço teto para o MWh a ser ofertado de acordo com a fonte de energia. Com a entrada dos geradores no *pool*, a prioridade é dada ao vencedor que pratica preço igual ou inferior ao preço teto (BRASIL, 2008 [1]; COSTA, 2005).

Como são realizados com antecedência de vários anos, esses leilões servem como indicadores de oferta e demanda de energia de médio e longo prazos. E o mecanismo de colocação prioritária de energia ofertada por menor preço também garante a modicidade tarifária (BRASIL, 2011 [1]).

- Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Decreto nº 5163/04, estabelece as normas para a comercialização de energia elétrica em ACL. Definido como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos, nos quais estarão estabelecidos prazos, volumes e cláusulas de *hedge*¹¹ a critério dos próprios interessados. Além disso, envolverá agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Nesse ambiente, as barreiras institucionais resumem-se ao preenchimento dos requisitos – em termos de potência, tensão e prazo de migração mínimos – necessários para que um agente se torne consumidor livre (PINTO JUNIOR, 2007; BRASIL, 2003; BRASIL, 2011 [1]).

¹¹ Instrumento que visa proteger operações financeiras contra o risco de grandes variações de preço de determinado ativo.

Esse decreto regulamenta os Consumidores Livres individuais ou em conjunto de consumidores reunidos por comunhão de fato ou de direito e estabelece que sendo atendidos em qualquer tensão, tenham exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/95.

No âmbito da comercialização de energia incentivada inserida no ACL, são considerados Consumidores Especiais:

- Consumidores individuais (grupo A4 ou superior) com demanda igual ou superior a 500 kW;
- Consumidores (grupo A4 ou superior) reunidos em comunhão de interesse, de fato ou de direito, com demanda total igual ou superior a 500 kW (são exemplos de comunhão de fato ou de direito as unidades (filiais) de um mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ), inclusive em distribuidoras diferentes ou CNPJs diferentes localizados em áreas contíguas (BRASIL, 2008 [4]).

Fica estabelecido também, que os consumidores livres e especiais deverão ser agentes da CCEE, que até 2011 contava com 960 consumidores livres cadastrados, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros agentes dessa Câmara e estarão sujeitos ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário.

No ACL, a comercialização de energia elétrica pelos agentes vendedores sob controle federal, estadual e municipal poderá ser realizada das seguintes formas:

- Leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;
- Oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes ou a novos consumidores;
- Leilões, chamadas ou ofertas públicas junto aos agentes vendedores e exportadores; e

O Decreto nº 5.163/04, dá ao consumidor potencialmente livre, que tenha contratos de prazos indeterminados, a possibilidade de adquirir parte ou a totalidade da carga de sua unidade consumidora de outro fornecedor, obedecendo ao prazo mínimo de declaração de um ano de antecedência, garantindo seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo à ANEEL acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

A Figura 2.3 representa a contratação regular de energia no *pool*, mostrando as relações contratuais no ACL, como evidência da coexistência dos dois ambientes.

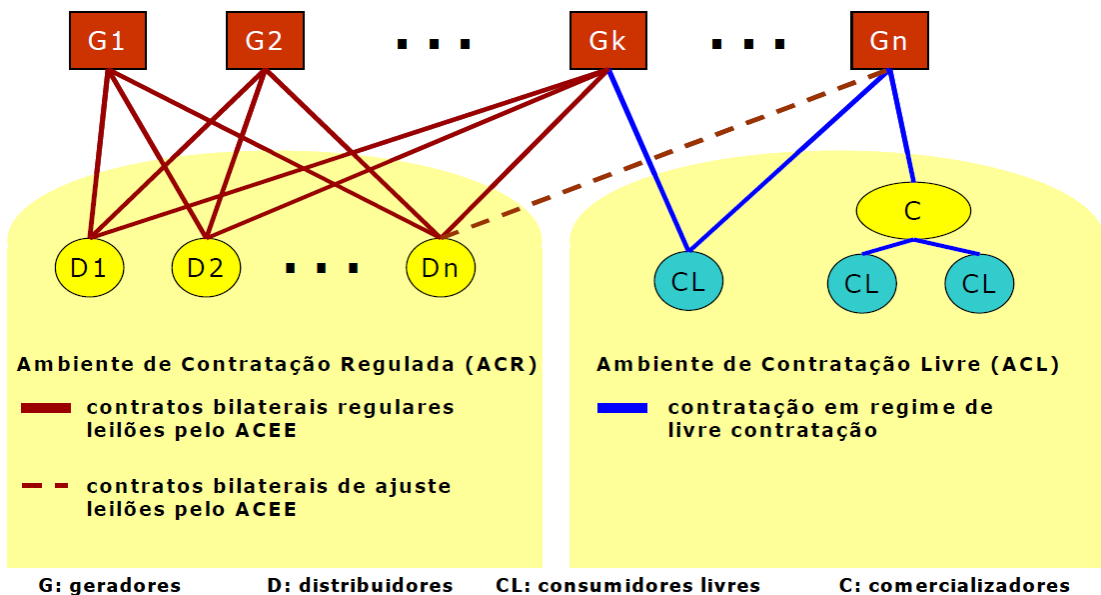


Figura 2.3 – Visão Geral das Relações Contratuais
Fonte: Brasil (2003).

d) Tarifação

A estrutura tarifária brasileira define-se como um conjunto de tarifas aplicadas aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento (BRASIL, 2005 [2]). Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de energia elétrica (BRASIL, 2008 [1]).

De acordo com o documento Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica (BRASIL, 2005 [2]), para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo, nas quais as tarifas de energia são estruturadas em dois grandes grupos de consumidores divididos em “grupo A” e “grupo B”, como mostra o Quadro 2.1:

Tarifas do Grupo A	Tarifas do Grupo B
A 1 – para o nível de tensão de 230 kV ou mais;	B1 – Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
A2 – para o nível de tensão de 88 a 138 kV;	B2 – Classe rural, abrangendo diversas subclasses como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural; indústria rural e serviço público de irrigação rural
A3 – para o nível de tensão de 69 kV;	B3 – Indústria, comércio, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio; e
A3a – para o nível de tensão de 30 a 44 kV;	B4 – Classe iluminação pública.
A4 – para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;	-
AS – para sistema subterrâneo.	-

Quadro 2.1 – Tarifas por Grupo e Subgrupo

Fonte: Brasil (2005 [2]).

Nota: Elaboração própria.

As tarifas do “grupo A” foram criadas para atender aos consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 até 230 kV integrantes do SIN. Já as tarifas para “grupo B” se destinam aos consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV.

As tarifas do “grupo A” são divididas em três modalidades de fornecimento:

1. Estrutura tarifária convencional: na qual se aplicam tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independente do horário e do período do ano. Podem optar por essa tarifa os consumidores atendidos em tensão de fornecimento abaixo de 60 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW;
2. Tarifa horo-sazonal azul: é aplicada, obrigatoriamente, às unidades consumidoras atendidas pelo SIN com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV. Apresenta tarifas diferenciadas para consumo de energia e demanda de potência.

3. Tarifa horo-sazonal verde: é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, e tarifa única para demanda de potência.

As tarifas horo-sazonais possuem diferenciação quanto ao horário, determinando uma tarifa para o horário de ponta (P) e outra, para o horário fora de ponta (FP) e estações do ano, divididas em período seco (S) e período úmido (U).

Com base na meta de garantir a modicidade tarifária, prevista no novo modelo institucional do setor elétrico, consumidores residenciais com consumo inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, receberam o benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda. A tarifa de baixa renda sofre descontos escalonados de acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Descontos de Acordo com os Níveis de Consumo

Faixa de Consumo	Desconto Tarifário (%)
0 – 30 kWh	65%
30 – 100 kWh	40%
101 – Limite Regional*	10%

Limite Regional: consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária.

Fonte: Brasil (2005 [2]).

- Composição Tarifária

A composição tarifária compõe a receita da concessionária de distribuição e é fixada pela ANEEL. A composição da receita requerida, como mostra o Quadro 2.2, é dividida em dois conjuntos de custos, os custos não-gerenciáveis, cujos valores, quantidades e variação no tempo independem de controle da empresa, ou seja, se referem a tributos e encargos legalmente fixados. Os custos gerenciáveis referem-se à atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos

realizados. No Quadro 2.2 estão detalhados os custos não-gerenciáveis (Parcela A) e os custos gerenciáveis (Parcela B):

PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de Custos do PROINFA	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Remuneração
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Quadro 2.2 – Composição da Receita Requerida

Fonte: Brasil (2005 [2])

No Quadro 2.3 foram detalhados alguns dos encargos pertencentes à Parcela A e o valor da arrecadação em 2007.

Outros encargos:

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) – Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV), paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Encargo	Finalidade	Valor em milhões de R\$
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional.	86
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Criada com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.	327
PROINFA	Pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do PROINFA.	635
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D)	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.	667
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.	1.244
Reserva Global de Reversão (RGR)	Pago pelas empresas de energia elétrica com a finalidade de indenizar ativos vinculados à concessão, financiar a expansão e melhoria desses serviços, de programas de aumento da eficiência energética, financiar fontes alternativas de energia elétrica, realizar estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos.	1.317
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, viabilizar o desenvolvimento de energia a partir de fontes alternativas e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.	2.470
Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica do SIN para subsidiar a geração térmica da região Norte do país (Sistemas Isolados).	2.871
TOTAL		9.617

Quadro 2.3 – Encargos Detalhados, Valores em R\$ Referentes ao Ano de 2007

Fonte: Brasil (2005 [2] e 2008 [1])

Nota: Elaboração Própria.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) - Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

A composição tarifária da energia elétrica cobrada no Brasil é bastante composta, além dos encargos descritos acima, incidem sobre as contas mensais de energia elétrica o Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), federal; Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), estadual; e Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública (CIP), municipal.

Como pode ser observado no Gráfico 2.2, 33,45% do valor pago na conta de luz é proveniente de Encargos e Tributos.

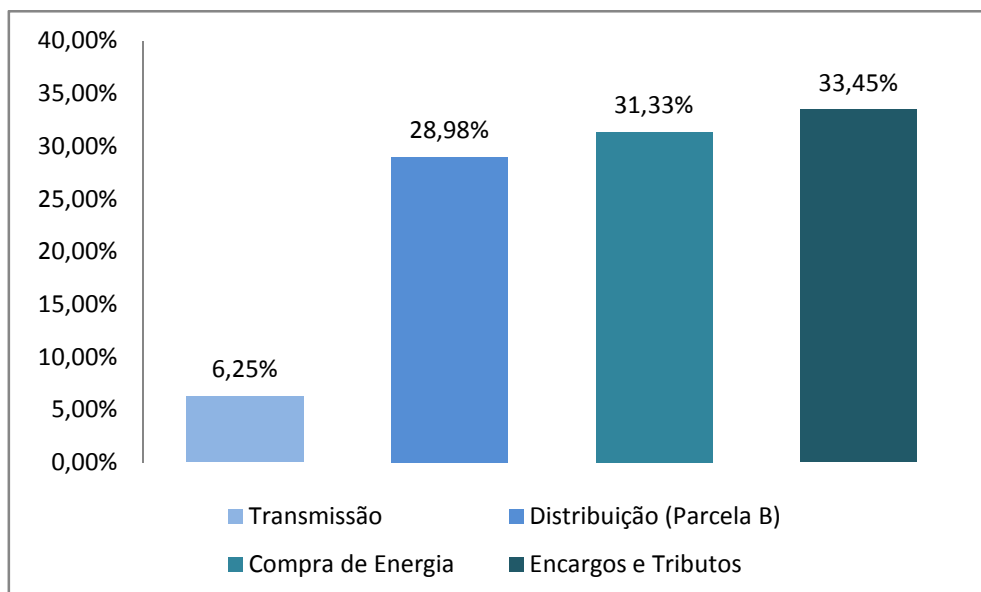


Gráfico 2.2 – Anatomia da Conta De Luz
Fonte: Brasil (2008 [1])

O Quadro 2.3, mostrado anteriormente, traz um detalhamento da Parcela A referente aos custos não-gerenciáveis do processo de distribuição de energia elétrica. Em 2007 foram recolhidos R\$ 9.617 milhões em encargos. Contas como o PROINFA, que arrecadou R\$ 635 milhões, e a CDE, com arrecadação de R\$ 2.470 milhões, estão voltadas, mesmo que parcialmente no caso da CDE, para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia. Contudo, a CDE possui múltiplas funções, desde promover o desenvolvimento energético dos estados e das fontes alternativas de energia até subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda, representando um *trade-off* entre garantir a modicidade tarifária e promover o desenvolvimento das energias renováveis.

As Diretrizes para Projetos de PCHs, da Eletrobrás (BRASIL, 200?), trazem um resumo dos benefícios auferidos pelos geradores de PCHs. Dentre eles estão a redução na TUST e TUSD em pelo menos 50% e no caso de sistemas isolados, isenção do pagamento da compensação financeira aos Estados e Municípios pelo uso dos recursos hídricos. No caso dos sistemas isolados, contam ainda com a possibilidade de uso dos recursos da conta CCC quando substituem a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo. Estão isentos também do pagamento da taxa de P&D, isenção de CFURH. Todos esses benefícios são exclusivos para PCHs.

Ainda, ficou estabelecido pela Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que seria de competência da ANEEL definir o percentual de redução, não inferior a 50% a ser aplicado na TUST e TUSD para fins de comercialização de energia gerada por PIE e APE, com fonte eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30 MW, bem como para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW.

Para o autoprodutor a finalidade principal da geração é o autoconsumo e ele pode comercializar o excedente (Leis nº 9427/96 e nº 9648/98). Para o produtor independente a finalidade é a comercialização, sendo que parte da energia é consumida para sua manutenção (Leis nº 9074/95). Assim, autoprodutores e produtores independentes estão isentos dos encargos CCC (Audiência Pública nº

047/2004), CDE (Decreto nº 5163/04), PROINFA (Audiência Pública nº 047/2004), TUST e TUSD sobre a energia autoconsumida.

Como um terço, cerca de 33,45%, do valor da conta de energia paga pelo consumidor é de encargos e tributos, a implantação de mais um subsídio para estimular APE e PIE de energias renováveis seria muito oneroso para o consumidor, uma vez que todos os incentivos dados aos produtores são rateados entre os consumidores finais. Essa questão representa um *trade-off* entre redução de custos para o consumidor final e incentivos para os autoprodutores, que geralmente são industriais, já que mais de 70% da autoprodução no Brasil é do setor industrial e produtores independentes. O agente interessado em autoprodução recorrerá à esta modalidade de geração apenas se for mais vantajoso do que recorrer à rede. Assim, qualquer incentivo que seja dado ao autoprodutor incidirá sobre os consumidores finais.

2.1.4 Principais Implicações da Transição do Modelo Antigo para o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O Quadro 2.4 compara a evolução do modelo institucional do setor elétrico desde meados da década de 1995 até o modelo atual, cujo planejamento foi iniciado em 2004.

A transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado da indústria de eletricidade brasileira se deu de forma gradual, passando por três fases: até 1995 vigorou o Modelo Antigo, de 1995 até 2004, Modelo de Mercado, que representou a transição para o Novo Modelo estabelecido a partir de 2004.

No Modelo Antigo, tanto os financiamentos, quanto as empresas desse setor eram de origem estatal. A partir do Modelo de Mercado até os dias atuais, o setor de energia elétrica passou a receber investimentos públicos e privados, permitindo a convivência entre empresas estatais e privadas.

Com o final do Modelo Antigo, o setor de eletricidade deixou de ter estrutura de integração verticalizada e passou a contar com quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Com a implementação do Novo Modelo, dois novos segmentos foram incorporados: os segmentos de importação e exportação.

Portanto, o monopólio estatal que era a marca do setor de eletricidade brasileiro, deu lugar a uma organização de estrutura competitiva, propiciada pelo desenvolvimento tecnológico. Assim, as reformas realizadas após o ano de 1995 e intensificadas em 2004, levaram a abertura do mercado nos segmentos de geração e comercialização, que passaram a contar com regulação mínima, abrindo espaço para a atuação de produtores independentes, para a comercialização dos excedentes de autoprodutores e consumidores livres. Os segmentos de transmissão e distribuição, dadas as suas características físicas, permaneceram como monopólios naturais, sendo submetidos à regulação forte.

Com a abertura dos segmentos de geração e comercialização, foram criados, dentro do Novo Modelo, dois ambientes de contratação: o ambiente regulado (ACR), que fornece energia para consumidores cativos e procura garantir o menor preço e o ambiente livre (ACL), com a finalidade de atender aos consumidores livres e, principalmente, promover competição nos segmentos de geração e comercialização, levando à diversificação do parque gerador.

A diferenciação entre consumidores livres e cativos se deu no Modelo de Mercado, no qual, os consumidores livres, passaram a ter a opção de comprar a energia no ACL, aquecendo o mercado de geração. Finalmente, para evitar falhas no abastecimento, o novo modelo contrata 100% do mercado mais energia de reserva.

As mudanças que resultaram no Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, principalmente a abertura dos segmentos de geração e comercialização, e os incentivos dados para as energias renováveis, tais como a regulamentação de geração incentivada, propiciaram o crescimento da produção independente de energia elétrica, as chamadas PIE e incentivaram a formação das APE-COM.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos.	Financiamento através de recursos públicos e privados.	Financiamento através de recursos públicos e privados.
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios – Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa.
Mercado regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercado Livre e Regulado
Planejamento Determinativo – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até ago./2003) e 95% do mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits para as distribuidoras.

Quadro 2.4 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Brasil (2011) [2].

3 PANORAMA DA PRODUÇÃO INDEPENDENTE E AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS: MARCO REGULATÓRIO, PROINFA E O CASO DA ALEMANHA

O presente Capítulo procura caracterizar o segmento de autoprodução e produção independente de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Brasil. Para tanto, fez-se uma análise do marco regulatório que disciplina autoprodutores e produtores de energia renováveis e apresenta-se o panorama da autoprodução e produção independente no Brasil.

Uma análise do potencial das principais fontes renováveis é apresentada com a finalidade de destacar as possibilidades de crescimento do mercado de energias renováveis, bem como suas respectivas limitações. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi abordado por ter sido o primeiro incentivo contundente dado às energias renováveis e se assemelhar aos programas de incentivo praticados na Alemanha, país que é referência no uso de energias renováveis seguindo modelo de geração distribuída e por possuir mecanismos eficientes de incentivo aos produtores de energia a partir de fontes renováveis.

3.1 MARCO REGULATÓRIO PARA AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Marco regulatório é o conjunto de normas, leis e diretrizes que regulam o funcionamento dos setores nos quais agentes privados prestam serviços de utilidade pública. O marco regulatório é responsável pela criação de um ambiente que concilia a saúde econômica e financeira das empresas com as exigências e expectativas do mercado consumidor. Assim, nesta seção apresenta-se e discute-se o marco regulatório da autoprodução e da produção independente, com ênfase nas energias renováveis, e como ele se desenvolveu ao longo do tempo.

A figura do autoprodutor de energia surgiu durante o governo militar de João Figueiredo, por meio do Decreto-Lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981. Este primeiro Decreto-Lei permitia aos concessionários comprar o excedente de energia gerado por autoprodutores, desde que não utilizassem combustíveis derivados do petróleo e definiu o papel do autoprodutor e o que seria energia elétrica excedente. Assim, seria considerado autoprodutor todo titular de concessão ou autorização federal para a produção de energia destinada ao seu uso exclusivo e a energia elétrica excedente, como a diferença entre a geração elétrica que pode ser obtida pela plena utilização da capacidade instalada do autoprodutor e o seu consumo próprio.

O Decreto-Lei nº 1.872/81 foi revogado, pela Lei nº 9.648/98. A partir daí ficou instituído que a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica dependeria de autorização da ANEEL.

Atualmente, o marco regulatório que disciplina a atuação dos APE e PIE no mercado de energia elétrica é disciplinado pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, o Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 e a Resolução Normativa nº 247/06. Esse conjunto de normas define as regras de comercialização de energia elétrica entre esses geradores, os consumidores livres e concessionários ou permissionários de serviço público de distribuição de energia.

O Decreto nº 2.003/96, para garantir a segurança energética e promover competitividade futura, facilita a inserção desses agentes no mercado, assegurando o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido. Ainda, permite ao autoprodutor vender ao concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, o excedente da energia produzida. Ele também pode realizar a permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com o concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu que a ANEEL tem, dentre outras responsabilidades, a de diminuir no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que revoga o Decreto-Lei nº 1.872/81, determinou, dentre outras coisas, quais empreendimentos dependem de autorização da ANEEL para entrarem em operação.

A Lei nº 10.848/04, um dos pilares do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, determina que a contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648/98 (contemplados nos quadros 3.1 e 3.2), mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/95 (contemplados nos quadros 3.1 e 3.2), com a redação dada por esta Lei.

O Decreto nº 5.163/04, concebido dentro do atual modelo institucional da indústria elétrica, determinou que os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio.

A Resolução Normativa nº 247/06, foi elaborada em virtude da necessidade de disciplinar a comercialização de energia elétrica com unidade ou conjunto de unidades consumidoras que possuam carga igual ou superior a 500 kW, nos termos da Lei nº 9.427/96. Esse ato regulamentar estabeleceu as regras para comercialização de energia elétrica no âmbito do Sistema Interligado Nacional para Consumidores Especiais.

Nos quadros 3.1 e 3.2 apresentam-se as regras para comercialização e geração de energia para autoprodutores e produtores independentes.

Produção		
Concessão	Autorização	Registro
Potenciais hidráulicos > 1.000 kW por PIE (Lei nº 9.074/95 e Dec. nº 2003)	Potenciais hidráulicos > 1.000 kW e ≤ 10.000 kW, de uso exclusivo de APE (Lei nº 9.074/95 e Dec. nº 2003)	Potenciais hidráulicos ≤ 1.000 kW (Lei nº 9.074/95) e por PIE (Dec. nº 2003)
Potenciais hidráulicos > 10.000 kW, uso exclusivo de APE (Lei nº 9.074/95 e Dec. nº 2003)	*Potencial hidráulico > 1.000 kW e ≤ 30.000 kW, por PIE e APE (Lei nº 9.648 e Res. Norm. nº 247)	Potenciais hidráulicos < 10.000 kW por APE (Dec. nº 2003)
Usinas termelétricas > 5.000 kW (Lei nº 9.074/95)	Usinas termelétricas > 5.000 kW, uso exclusivo de APE (Lei nº 9.074/95) e PIE e APE (Dec. nº 2003)	Usinas termelétricas ≤ 5.000 kW e usinas solares PIE e APE (Lei nº 9.074/95 e Dec. nº 2003)

Quadro 3.1 – Regras para a Produção de Energia Elétrica por Autoprodutores e Produtores Independentes

*Mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

APE - Autoprodutor de Energia

PIE - Produtor Independente de Energia

Fonte: Elaboração Própria.

Comercialização		
Venda por PIE – Lei nº 9.074/95	Necessidade de Autorização – Lei nº 9.648/98	Comercialização no âmbito do SIN – Res. Normativa nº 247
Concessionário de serviço público de energia elétrica.	A compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador.	*Potencial hidráulico > 1.000 kW e ≤ 30.000 kW, destinados à PIE e APE.
Consumidores com carga ≥ 10.000 kW com tensão ≥ 60kV. Contratação da totalidade ou parte do consumo.	A importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados.	Potência instalada ≤ 1.000 kW.
Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial.	Comercialização, eventual e temporária, por APE, de seus excedentes de energia elétrica, com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.	Empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição ≤ a 30.000 kW.
Após 2003, o consumidor com carga ≥ 3.000 kW, atendido em qualquer tensão, pode escolher o fornecedor.	-	-

Quadro 3.2 – Regras para a Comercialização de Energia Elétrica entre Autoprodutores, Produtores Independentes e Consumidores Livres

*Mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

APE - Autoprodutor de Energia

PIE - Produtor Independente de Energia

SIN - Sistema Interligado Nacional

Fonte: Elaboração Própria

O Decreto nº 2.003/96, ao permitir o acesso de APE e PIE às redes de distribuição e transmissão, bem como a comercialização desses geradores com concessionários e permissionários de serviço público de energia, consumidores livres e integrantes de complexos industriais e comerciais, abriu uma nova categoria de consumidores para

estes geradores. Outro avanço foi permitir a permuta de energia elétrica em montantes economicamente equivalentes, possibilitando a resolução de problemas de logística. Assim o autoprodutor poderá construir sua usina longe do local de consumo e recorrer à rede para compensar o problema do deslocamento do montante gerado.

Contudo, o marco regulatório para APE E PIE determina apenas normas para a produção e comercialização da energia, mas não traz mecanismos de promoção que desenvolvam a autoprodução e produção independente. Observa-se ainda, o foco nas PCHs, térmicas e biomassa.

Portanto, percebe-se a falta de mecanismos que promovam os autoprodutores e produtores independentes de energias renováveis. Não basta contemplar os tipos de licenças necessárias para o produtor e estabelecer um sistema de leilões de energia, é preciso especificar mecanismos de crédito, isenção de impostos, garantias de comercialização da produção no caso dos PIE e facilitar mecanismos de comercialização para os APE-COM.

3.1.1 Panorama da Autoprodução e Produção Independente de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis de Energia no Brasil

O Brasil possui 2.395 empreendimentos em operação, com potência instalada de 114 GW, dentre esses empreendimentos, 1.206 usinas estão distribuídas entre APE e PIE que geram aproximadamente 33 GW de potência. Para os próximos anos, a previsão é que novos 47,35 GW de capacidade instalada entrem em operação no país. Essa nova capacidade instalada está dividida entre 120 empreendimentos em construção, com capacidade de geração de 14,78 GW, e 496 unidades com potência outorgada de 32,57 GW; dos quais, 107 em construção e 391 outorgados são provenientes de APE e PIE de energias renováveis, gerando 10,95 GW e 19,676 GW, respectivamente.

As tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 foram obtidas a partir das informações disponíveis no Banco de Informação de Geração, da ANEEL (BRASIL, 2011[3]) e foram compostas

por meio da análise do banco de dados sobre Capacidade de Geração do Brasil. Como o nível de detalhamento das tabelas originais era muito grande, dificultando a análise, os dados foram agrupados por Destino da Energia e Tipo de Empreendimento, selecionados apenas os Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de fontes renováveis de energia, assim, tornou-se possível observar como os Tipos de empreendimento em operação estão distribuídos entre os Destinos da Energia.

Tabela 3.1 – Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de Energias Renováveis – Unidades em Operação

Destino da Energia	Tipo - em operação	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)
APE	CGH	18	11	12
APE	PCH	70	285	277
APE	UHE	14	719	714
APE	UTE (Bagaço de Cana)	49	702	655
APE	UTE (Licor Negro)	4	374	496
APE	UTE (Resíduo de Madeira)	6	116	116
APE	UTE (Carvão Vegetal)	1	7	7
APE-COM	CGH	1	1	1
APE-COM	PCH	14	34	35
APE-COM	UHE	15	2.553	2.573
APE-COM	UTE (Bagaço de Cana)	4	67	67
APE-COM	UTE (Licor Negro)	3	285	263
APE-REG	CGH	288	162	160
APE-REG	EOL	7	10	10
APE-REG	SOL	5	0,09	0,09
APE-REG	UTE (Bagaço de Cana)	160	377	380
APE-REG	UTE (Biogás)	10	9	9
APE-REG	UTE (Capim Elefante)	2	2	0,21
APE-REG	UTE (Casca de Arroz)	5	15	15
APE-REG	UTE (Licor Negro)	2	8	8
APE-REG	UTE (Óleo de Palmiste)	2	4	4
APE-REG	UTE (Resíduo de Madeira)	20	49	48
PIE	CGH	2	1	1
PIE	EOL	44	927	919
PIE	PCH	206	2.708	2.681
PIE	UHE	57	17.901	17.901
PIE	UTE (Bagaço de Cana)	178	6.341	5.206
PIE	UTE (Capim Elefante)	1	30	30
PIE	UTE (Carvão Vegetal)	2	18	18
PIE	UTE (Casca de Arroz)	1	4	4
PIE	UTE (Licor Negro)	5	490	462
PIE	UTE (Resíduo de Madeira)	10	141	139
TOTAL		1206	34.349,69	33.211,98

Fonte: Brasil (2011 [3])

Nota: Elaboração própria.

Tabela 3.2 – Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de Energias Renováveis – Unidades em Construção

Destino da Energia	Fonte - em construção	Quantidade	Potência Outorgada (MW)
APE	PCH	4	13
APE	UTE (Bagaço de Cana)	1	27
APE-REG	CGH	1	1
APE-REG	SOL	1	5
PIE	EOL	18	506
PIE	PCH	50	681
PIE	UHE	11	8.790
PIE	UTE (Bagaço de Cana)	15	831
PIE	UTE (Capim Elefante)	1	34
PIE	UTE (Casca de Arroz)	2	16
PIE	UTE (Resíduo de Madeira)	3	43
TOTAL		107	10.947,53

Fonte: Brasil (2011 [3])

Nota: Elaboração própria.

Tabela 3.3 – Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica a partir de Energias Renováveis – Outorgadas (Construção Não Iniciada)

Destino da Energia	Fonte - em outorga	Quantidade	Potência Outorgada (MW)
APE	PCH	3	25
APE	UTE (Bagaço de Cana)	7	133
APE	UTE (Resíduo de Madeira)	1	25
APE-REG	CGH	68	45
APE-REG	CGU	1	0,05
APE-REG	EOL	3	12
APE-REG	PCH	1	5
APE-REG	UTE (Bagaço de Cana)	5	17
APE-REG	UTE (Biogas)	3	7
APE-REG	UTE (Carvão Vegetal)	1	2
APE-REG	UTE (Licor Negro)	1	0,44
APE-REG	UTE (Resíduo de Madeira)	4	10
PIE	EOL	95	3.272
PIE	PCH	144	14.105
PIE	UTE (Bagaço de Cana)	35	1.855
PIE	UTE (Biogas)	4	10
PIE	UTE (Capim Elefante)	2	40
PIE	UTE (Carvão Vegetal)	1	2
PIE	UTE (Casca de Arroz)	1	8
PIE	UTE (Licor Negro)	1	0,44
PIE	UTE (Resíduo de Madeira)	10	102
TOTAL		391	19.676,21

CGU – Central Geradora Undielétrica

Fonte: Brasil (2011 [3])

Nota: Elaboração própria.

Percebe-se a predominância do uso de energia hidráulica nas tabelas acima, com 24.356 MW (73,33%) de potência instalada distribuída entre 309 CGHs, 290 PCHs e

71 UHEs. Em segundo lugar estão as termelétricas com 7.927 MW (23,87%) de potência instalada, cuja maior participação é de usinas abastecidas por bagaço de cana. As usinas eólicas representam 2,79% da produção de energia a partir de fontes renováveis e a solar, apenas 0,0003%, participações muito inexpressivas.

O Gráfico 3.1 apresenta a evolução da capacidade instalada em MW para autoprodutores entre os anos de 1974 e 2006. Percebe-se que o crescimento se manteve estável entre 1974 e o início da década de 2000. O rápido crescimento apresentado a partir de 2001 pode ser reflexo da crise de abastecimento enfrentada pelo Brasil. Uma vez que pouco mais de 70% dos autoprodutores se distribuem pelo segmento industrial da economia brasileira, garantir a segurança do abastecimento energético é primordial para o desenvolvimento desse setor da economia. Destaca-se ainda, que a autoprodução existe a partir do momento em que ela é mais vantajosa do que recorrer à rede, principalmente onde a biomassa é um resíduo. Portanto, os autoprodutores a partir de fontes renováveis poderiam aumentar a capacidade instalada se houvessem maiores incentivos.

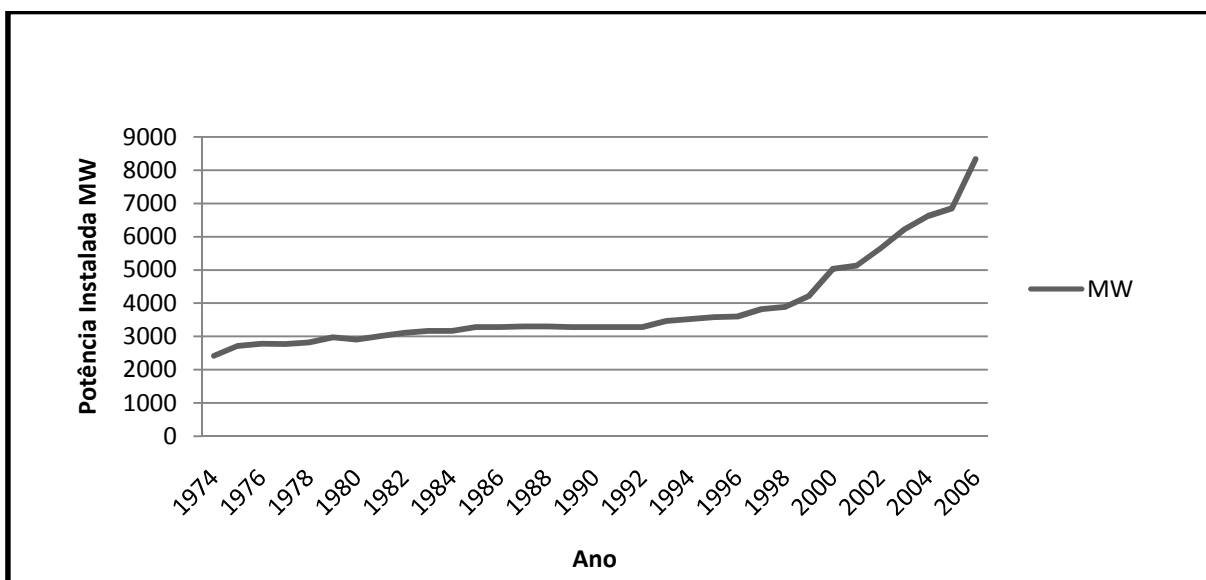


Gráfico 3.1 – Evolução da Capacidade Instalada de Autoprodutores em MW entre os Anos de 1974 – 2006

Fonte: Brasil (2007 [2]).

Nota: Elaboração Própria.

A Tabela 3.4 considera toda energia gerada por autoprodutores entre os anos de 2007 e 2009. Observa-se que mais de 70% da energia é gerada pelo setor industrial, principalmente o setor de Não Ferrosos e Metalurgia (17,27%), os fabricantes de

Papel e Celulose (16,51%) e o setor de Alimentos e Bebidas (15,07%), que juntos produzem quase metade de toda energia elétrica destinada à autoprodução.

Tabela 3.4 – Autoprodução de Energia Elétrica por Setor em GWh

Setor	GWh em 2007	%2007	GWh em 2008	%2008	GWh em 2009	%2009
Setor Energético	9.292	19,71%	11.737	22,98%	13.380	23,47%
Comercial	316	0,67%	416	0,81%	433	0,76%
Público	113	0,24%	103	0,20%	102	0,18%
Agropecuário	1.377	2,92%	1.529	2,99%	1.663	2,92%
Industrial (Total)	36.040	76,46%	37.297	73,01%	41.430	72,67%
Cimento	1.046	2,22%	840	1,64%	1.130	1,98%
Ferro Gusa e Aço	5.149	10,92%	7.035	13,77%	5.954	10,44%
Ferro Ligas	138	0,29%	113	0,22%	116	0,20%
Mineração e Pelotização	3.243	6,88%	3.375	6,61%	4.653	8,16%
Não Ferrosos e Out. Metalurg.	8.140	17,27%	8.142	15,94%	10.430	18,30%
Química	2.706	5,74%	2.185	4,28%	2.339	4,10%
Alimentos e Bebidas	7.105	15,07%	6.287	12,31%	6.556	11,50%
Têxtil	323	0,69%	298	0,58%	342	0,60%
Papel e Celulose	7.783	16,51%	8.538	16,71%	9.388	16,47%
Outras Indústrias	407	0,86%	486	0,95%	472	0,83%
TOTAL	47.138	-	51.082	-	57.008	-

Fonte: Brasil (2008 [2]; 2009; 2010).

Nota: Elaboração Própria.

Dentre os 700 autoprodutores em operação, com potência instalada de 5.851 MW, apenas 37 usinas (2.939 MW) comercializam o excedente da energia gerada, ou seja, são APE-COM. O total de autoprodutores que operam apenas com Registro na ANEEL é de 501, com capacidade instalada de 635 MW, pois produzem um montante igual ou inferior a 10 MW para aproveitamentos hidráulicos (288 CGHs) e 5 MW para termelétricas (207 termelétricas de biomassa). Estão em operação 7 usinas eólicas, com produção total de 10 MW, a partir de PIE, e 5 solares FV, produzindo um total de 0,09 MW, oriundos de APE-REG.

Dentre os autoprodutores, a maior parte da energia gerada é oriunda de termelétricas, com 268 usinas produzindo ao todo 2.069 MW, apesar das usinas hidrelétricas serem maioria, com 419 unidades produtoras; contudo, têm potência instalada de 1200 MW. A predominância de termelétricas entre os autoprodutores ocorre porque nessa modalidade de produção precisa-se de fontes que sejam

contínuas, “não-intermitentes”, o que não ocorre com as energias eólica e solar. Ademais, a autoprodução é realizada a partir de combustíveis oriundos do processo, ou seja, o combustível é um resíduo, assim, somente haverá produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis onde o processo tenha como resíduo biomassa. Fora isso, a possibilidade do emprego de outras fontes renováveis fica restrita aos PIE.

Como se observa no Gráfico 3.2, o predomínio de PCHs e usinas de biomassa de bagaço de cana se justificava pelo custo mais competitivo por MWh produzido, com custos de R\$ 116,55 para as PCHs e R\$ 101,75 para biomassa. A energia eólica ainda era muito cara para o produtor, pois custava em média R\$ 197,95 por MWh produzido.

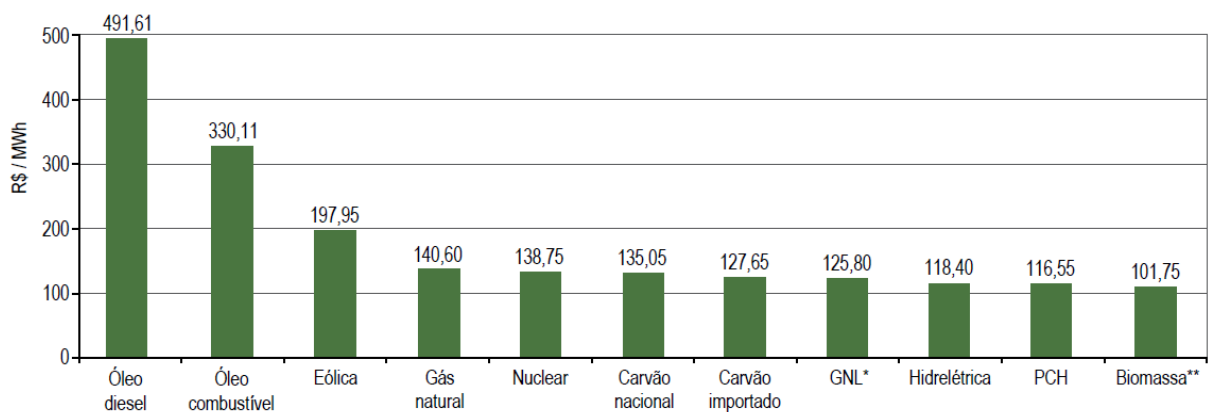


Gráfico 3.2 – Custo de Produção de Energia Elétrica no Brasil

*Gás natural liquefeito

** Bagaço de cana

Fonte: BRASIL (2008 [1]).

Na próxima seção são apresentados o potencial brasileiro de fontes renováveis de energia, suas respectivas limitações e a descrição e análise do PROINFA.

3.2 AS ENERGIAS RENOVÁVEIS: POTENCIAL BRASILEIRO E O PROINFA

O Brasil é um país com grande disponibilidade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, destacam-se os recursos hídricos, cujo aproveitamento possibilita a oferta interna de mais de 70% da geração de

eletricidade no país. A biomassa também desempenha um papel importante, não somente no setor elétrico, mas também na oferta de biocombustíveis. Esses fatores permitiram ao Brasil ter uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. Contudo, fontes de energia como a solar e eólica ainda apresentam produção inexpressiva (BRASIL, 2007 [4]; BRASIL, 2010).

Enquanto a participação das fontes renováveis na produção mundial de energia primária é de 13,5% (incluindo a hidráulica), no Brasil, corresponde a 47%. Para atender a crescente demanda de energia elétrica e manter a matriz energética limpa, evitando a penetração de fontes não renováveis, o governo brasileiro instituiu por meio da Lei nº 10.438/02, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com objetivos principais de diversificar as fontes de geração de energia elétrica, de forma a aumentar a segurança no abastecimento, e valorizar as características e potenciais regionais (BRASIL, 2007 [4]).

Como se observa no Gráfico 3.3, o Brasil possui significativa produção de energia a partir de fontes renováveis; não obstante, energia eólica representa apenas 0,2% e a energia solar nem aparece na contabilização do Balanço Energético Nacional.

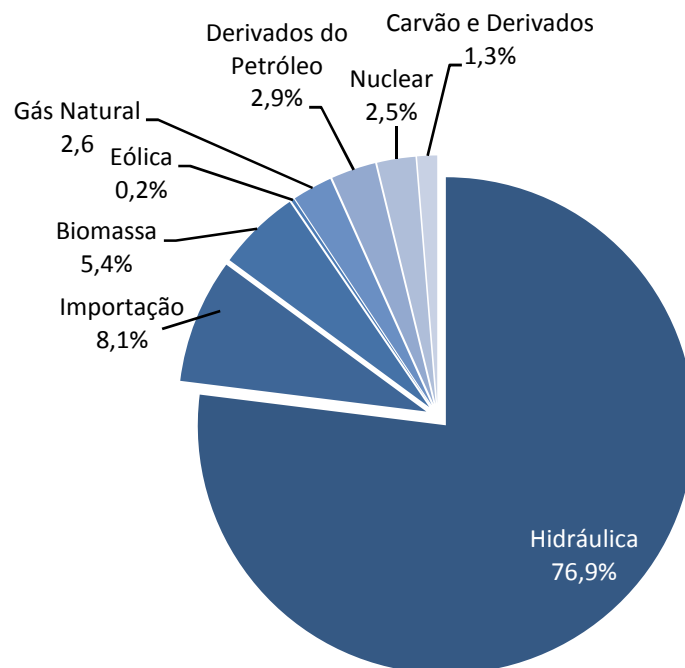


Gráfico 3.3 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil – 2009
Fonte: Brasil (2010).

3.2.1 Potencial

O trabalho não objetiva falar especificamente das energias renováveis, mas dos empreendimentos que as utilizam. Assim, apresenta-se brevemente, o potencial das principais fontes renováveis no Brasil:

a) Hidráulico

O Brasil possui o terceiro maior potencial hidrelétrico do mundo, de cerca de 258.000 MW, estando aproveitados em torno de 28%, como se observa na Tabela 3.5. A fonte em questão é renovável, competitiva e aproveitada com tecnologia nacional. As atenções dos órgãos planejadores se voltarão para a região Amazônica nos próximos anos, e até 2030 visualiza-se um acréscimo de cerca de 100.000 MW, dos quais 60.000 MW na região Amazônica (BRASIL, 2007).

Contudo estudos publicados no Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007 [4]) apontam que os outros usos dos potenciais hídricos, tais como abastecimento e saneamento (urbano e rural), agropecuário (irrigação e produção animal), industrial, transporte, pesca, lazer e turismo, podem causar eventual redução na oferta do recurso hídrico para geração de energia.

Tabela 3.5 – Potencial Hidráulico Brasileiro por Região

Região	Potencial Bruto (MW)	Total Explorado (MW)	Proporção
Norte	111.396	9.914,24	8,9%
Nordeste	26.268	10.612,27	40,4%
Centro-Oeste e Sudeste	78.761	32.292,01	41,0%
Sul	42.030	20.090,34	47,8%
Total	258.455	72.908,86	28,21%

Fonte: Brasil (2007).

Nota: Adaptado.

As regiões Norte e Centro-Oeste, que concentram os maiores potenciais não aproveitados, apresentam relevo de planície, que impõe limitações à extensão dos reservatórios e lançam desafios tecnológicos que se adaptem às condições que combinam baixas quedas d'água com expressivas vazões afluentes. Há ainda a questão das reservas indígenas, na região Norte, e as distâncias a serem vencidas

pelos sistemas de transmissão, elementos ambientais e técnicos que precisam ser resolvidos (BRASIL, 2007 [4]).

b) Eólico

No Brasil existe um potencial, já comprovado, de 143 GW de energia eólica. Os valores econômicos da geração a partir da energia eólica variam de 203 a 231 R\$/MWh, superiores à média de preços dos leilões de energia nova, que são de aproximadamente R\$ 139,00/MWh. Contudo, devido ao desenvolvimento tecnológico estima-se que haverá redução dos preços, tornando-os competitivos (BRASIL, 2007).

Como mostra o Gráfico 3.4, a produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 1.238,4 GWh em 2009, vinte e três vezes maior que a produção registrada em 2000, que era de 53 GWh (BRASIL, 2010). Até março de 2011, estavam registrados no Banco de Informação de Geração da ANEEL 100 empreendimentos outorgados com potência associada de 3.326.831 kW, 18 em construção com potência associada de 505.990 kW e 51 empreendimentos em operação, com potência instalada de 928.986 kW.

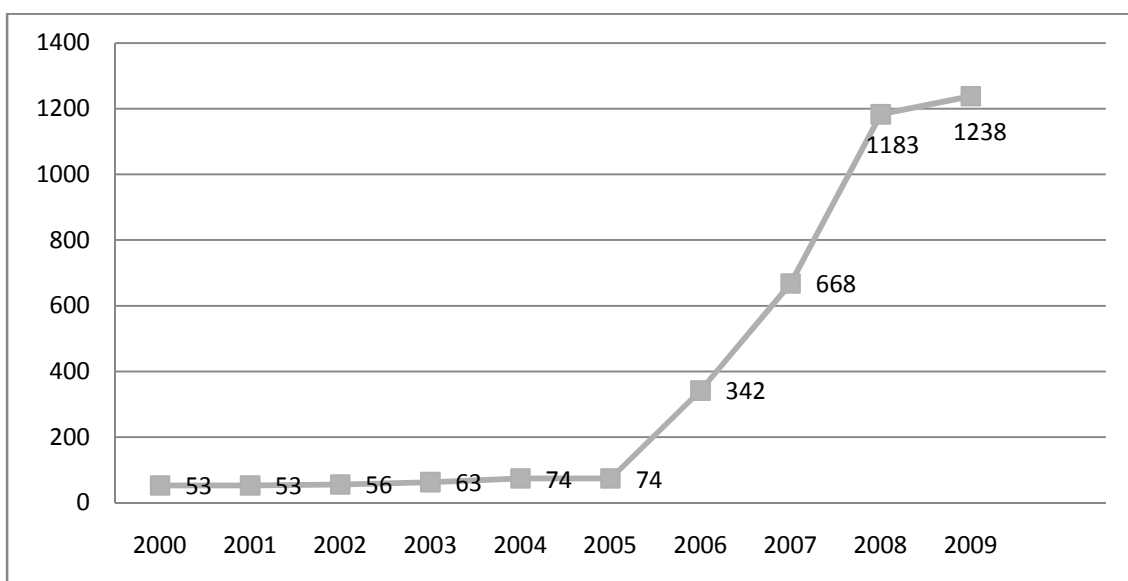


Gráfico 3.4 – Evolução da Geração de Energia Eólica em Gwh (2000 – 2009)

Fonte: Brasil (2010).

Nota: Elaboração própria.

A Tabela 3.6 traz informações sobre a distribuição do potencial eólico pelo território brasileiro. Nota-se que a região Nordeste apresenta o maior potencial com a possibilidade de gerar 144,3 TWh/ano com instalações *on shore* e *off shore*. As outras regiões, mesmo que em menor quantidade, apresentam potencial para implantação da energia eólica, representando uma forma de diversificar a matriz energética brasileira e impulsionar o mercado de autoprodução e produção independente de energias renováveis.

Tabela 3.6 – Potencial Eólico Brasileiro

Região	Potencial Bruto	Capacidade de Geração	Áreas de Maior Potencial
Norte	12,8 GW	26,4 TWh/ano	Faixa litorânea que vai do Amapá ao Pará
Nordeste	75,0 GW	144,3 TWh/ano	Faixa litorânea dos estados do Maranhão, Piauí, Rio Grande do Norte, Ceará e instalações <i>off shore</i> .
Centro-Oeste	3,1 GW	5,4 TWh/ano	Divisa com o Paraguai.
Sudeste	29,7 GW	54,9 TWh/ano	Áreas de maior potencial estão localizadas no norte do Rio de Janeiro, Espírito Santo e nas elevações de São Paulo.
Sul	22,8 GW	41,1 TWh/ano	Áreas de maior potencial se concentram nas regiões litorâneas.
Total	143,4 GW	272,1 TWh/ano	-

Fonte: Brasil (2007).

Nota: Elaboração própria.

c) Solar Fotovoltaico (FV)

O Brasil, além de possuir grande potencial para geração de energia solar FV, também apresenta regiões onde esta tecnologia é a solução mais adequada (técnica e economicamente) para o abastecimento de energia elétrica. Na região Norte e parte da região Nordeste, devido ao baixo consumo local, à grande dispersão dos usuários, dificuldade de acesso e restrições ambientais, a implantação de painéis solares FV é a solução mais indicada (BRASIL, 2007).

No território brasileiro, o fator de capacidade médio da energia solar é de 20%, o que equivale a 5 kWh/m²/dia (BRASIL, 2007). Como se observa nas Figuras 3.1 e 3.2, a região mais ensolarada da Alemanha, detentora de quase metade da produção de energia solar fotovoltaica do mundo, é 40% menor do que a região menos

ensolarada do Brasil (MANOEL, 2010). Portanto, o Brasil apresenta grande potencial para desenvolvimento de um mercado para energia solar FV.

Devido ao problema da intermitência da energia solar e para evitar o uso de baterias, a implantação de painéis solares FV é indicada para a formação de sistemas híbridos, visando economizar óleo diesel. Este sistema é especialmente recomendado para comunidades isoladas, nas quais seria inviável levar as redes de transmissão e distribuição do SIN (BRASIL, 2007)

Apesar de todo potencial existente no Brasil, devido aos custos, até o ano de 2007 havia apenas uma Central Geradora Solar Fotovoltaica, com potência outorgada de 20 kW situada no estado de Rondônia, na região Norte do país (BRASIL, 2008 [1]). Em 2011, registros do Banco de Informação de Geração apontam que no Brasil havia cinco empreendimentos em operação, perfazendo um total de 87 kW de potência instalada e um empreendimento em construção de 5.000 kW no Ceará, região Nordeste (BRASIL, 2011 [3]).

d) Biomassa

A utilização da biomassa tem crescido no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração (pela qual é possível obter energia elétrica e térmica) nos setores industriais e de serviço. A cana-de-açúcar, bem como seu bagaço, e a palha são as fontes de biomassa com maior potencial para geração de eletricidade existente no país. O uso desses recursos é importante não só para diversificar a matriz de eletricidade brasileira, mas também porque a safra de cana-de-açúcar coincide com o período de estiagem na região Sudeste/Centro-Oeste, onde está concentrada a maior potência instalada de hidrelétricas do país. A eletricidade fornecida neste período auxiliaria, portanto, a preservar os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas (BRASIL, 2008 [1])

Vários fatores contribuem para o cenário de expansão. Um deles é o volume já produzido e o potencial de aumento da produção da cana-de-açúcar, que

corresponde pela produção de 37,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo em 2008, um aumento de 14,7% em relação a 2006. (BRASIL, 2008 [1])

Além do bagaço da cana-de-açúcar, novas fontes começam a ser exploradas, como o biogás de aterro sanitário, casca de arroz, capim elefante, resíduo de madeira e há projetos outorgados para aproveitamento de dejetos de animais, provenientes de granjas de porcos e galinhas.

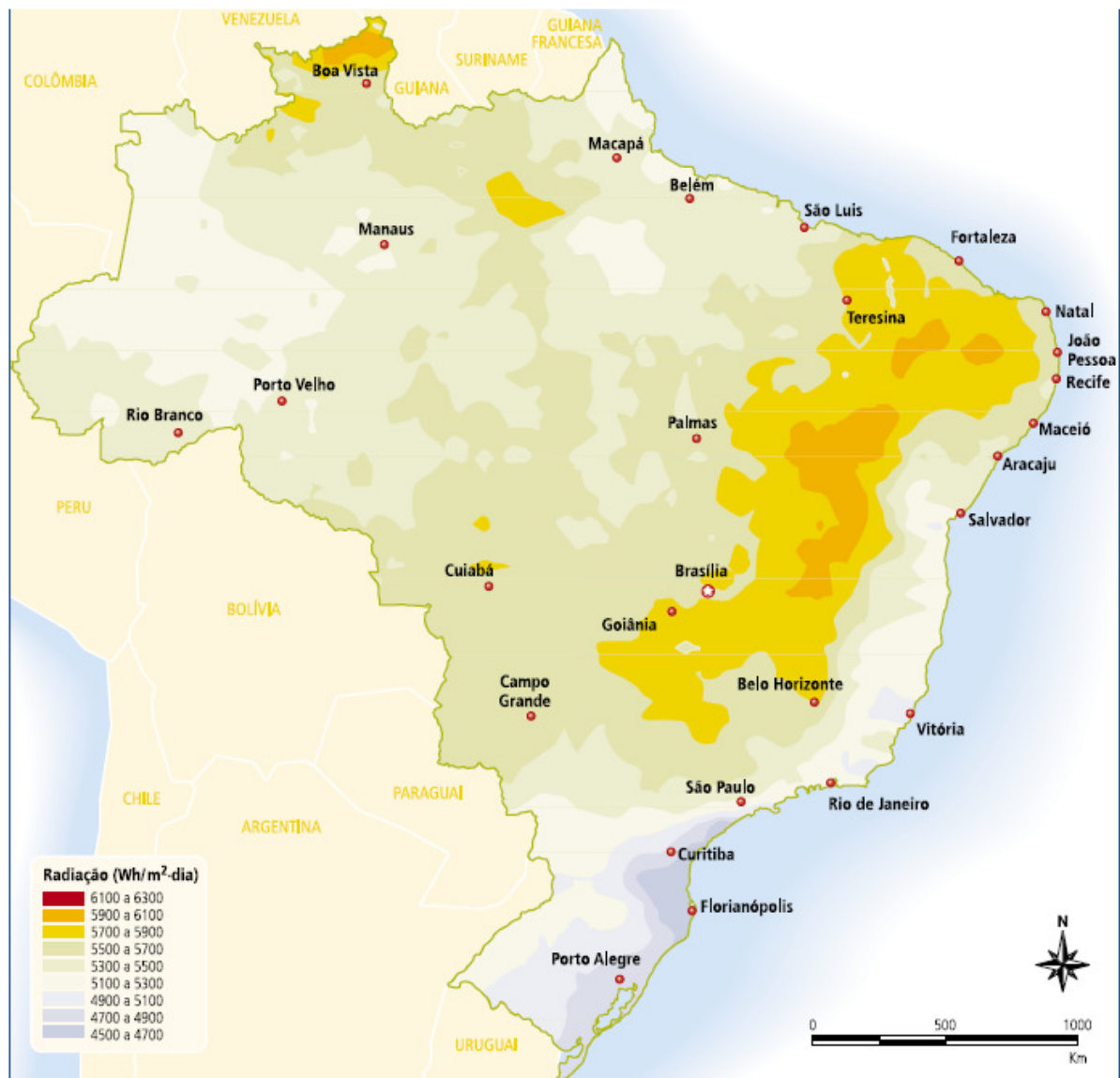


Figura 3.1 – Radiação Solar Diária no Brasil– Média Anual Típica (Wh/m²/dia)
Fonte: Brasil (2005 [1]).

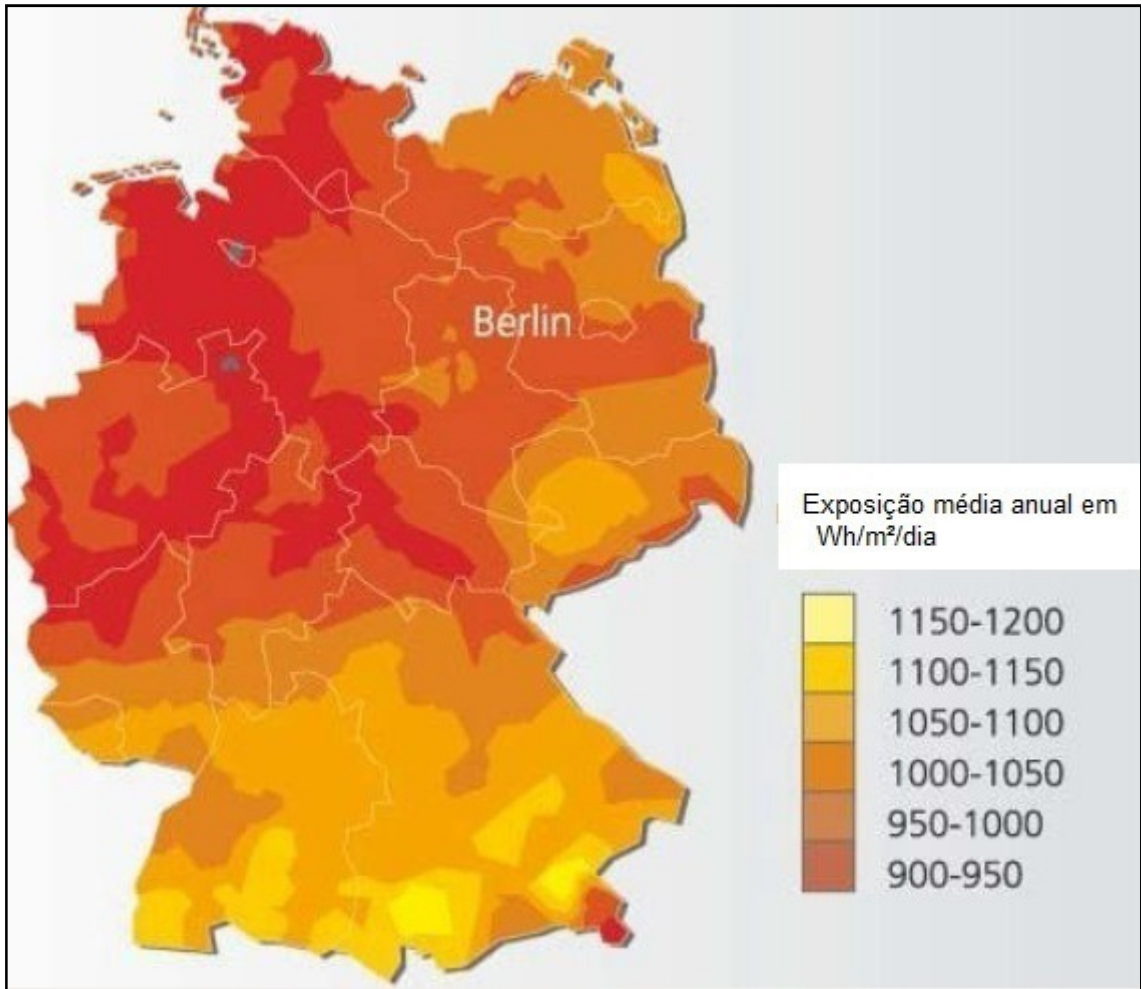


Figura 3.2 – Radiação Solar Diária na Alemanha – Média Anual Típica (Wh/m²/dia)
 Fonte: Manoel (2010).
 Nota: Tradução da Autora.

O Brasil apresenta grande potencial para exploração de energia renováveis, especialmente os potenciais solar, eólico e hidráulico. Contudo, como se observa no Gráfico 3.3, as energias eólica e solar não têm sido bem aproveitadas em virtude de se apresentarem mais caras que as fontes convencionais e pela falta de *know-how* na produção nacional de equipamentos que aproveitem essas fontes.

3.2.2 PROINFA: Um Primeiro Incentivo

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi instituído pelo artigo 3º da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, com a intenção de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de

Produtores Independentes Autônomos (PIA)¹², concebida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN). Foi instituído com o propósito de possibilitar a diversificação e conferir maior confiabilidade e segurança ao abastecimento (VARELLA et. al., 2007). O PROINFA foi dividido em duas partes, o PROINFA I e II.

A primeira etapa do programa (PROINFA I) previa a implantação de 3.300 MW de capacidade em instalações para geração de energia elétrica com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2010, assegurando a compra de energia a ser produzida no prazo de 15 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, celebrado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás). A contratação de energia deveria ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia seria feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor que seria definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. Todos os custos com a contratação seriam rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, proporcionalmente ao consumo individual verificado, excetuando-se os consumidores de baixa renda (BRASIL, 2002; COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006; VARELLA et. al., 2007).

Para o PROINFA I foram contratadas instalações mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, privilegiando as fontes que já tivessem Licença Ambiental de Instalação e posteriormente a Licença Prévia Ambiental. Ainda, seria admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do PIA, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos fosse de, no mínimo, 50% em valor. Os resultados do PROINFA I foram apresentados na Tabela 3.8 e discutidos na seção Resultados do PROINFA

¹² PIA é uma sociedade não controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum (BRASIL, 2002).

O preço de compra da energia produzida seria especificado de acordo com a fonte, assim seria designado um valor econômico (*Premium price*), que é atualizado anualmente pelo IGP-M FGV, como mostrado na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Taxa de Pagamento – PROINFA

Central Geradora de Energia Elétrica	Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (R\$/MWh) Maio de 2004	Valor Corrigido pelo IGP-M de Dezembro de 2010
PCH	117,03	176,19
Energia Eólica	180,18 - 204,36	271,28 – 307,67
Biomassa	-	-
Bagaço de Cana	93,78	141,19
Madeira	103,19	155,40
Casca de Arroz	101,34	152,62
Biogás	169,08	254,72

Fonte: Costa, Rovere, Assmann (2006).

Nota: Tradução da autora – adaptado.

A segunda parte do programa (PROINFA II) instituiu que atingida a meta de 3.300 MW, que deveria ser cumprida até 30 de dezembro de 2010, o desenvolvimento do Programa seria realizado de forma que as fontes eólicas, PCHs e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em 20 anos, incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa. O critério para aquisição da energia elétrica de cada produtor será feito com base em uma programação anual, na qual as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional (BRASIL, 2002; COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006; VARELLA et. al., 2007).

O produtor de energia alternativa terá direito a um crédito complementar da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia de cada fonte, tendo como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final, e o valor recebido da Eletrobrás. A contratação deverá ser distribuída igualmente em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do Programa, ficando a cargo do Poder Executivo, a cada cinco anos de implantação dessa segunda etapa,

transferir para outras fontes o saldo de capacidade de qualquer uma delas não contratada por motivo de falta de oferta (BRASIL, 2002).

a) Resultados do PROINFA

Até 2006 o programa havia contratado 144 projetos de energias renováveis. Contudo, até aquele ano, dois projetos de energia eólica (com um total de 200 MW) e aproximadamente 300 MW de PCH estavam em construção, e apenas um projeto de PCH e dois de biomassa haviam sido concluídos (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006; VARELLA et. al., 2007). Os motivos para avanços tão pequenos podem ser explicados por atrasos iniciais nos processos licitatórios e mostra que os empreendedores estão com dificuldades de ter acesso aos fundos de financiamento para a construção das plantas. O PROINFA I seria concluído com êxito se tivesse cumprir um total de 11,334 GWh/ano, o que representa 3% do total da capacidade de geração de eletricidade do país; contudo, em 2009 dos 3.299 MW contratados apenas 1.825 MW estavam em operação (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006).

Como mostra a Tabela 3.8, de 2006 até agosto de 2009 houve maiores avanços nos resultados do programa. Dentre os 144 projetos contratados 89 (1.825,26 MW) usinas do total contratado estavam em operação, 30 (730,80 MW) em construção e 18 (598,44 MW) ainda não tinham a construção iniciada e 7 delas não foram mencionadas no projeto. Dentre as fontes contratadas, as PCHs foram as que obtiveram maior êxito, com 78% da capacidade de geração contratada finalizada em agosto de 2009. A energia eólica foi a que encontrou maiores dificuldades em cumprir a meta de 1.422,2 MW de potência instalada, pois até 2009, havia conseguido concluir 27% daquilo que foi contratado.

b) Obstáculos para Implantação do PROINFA

O PROINFA I era similar ao modelo adotado na Alemanha com uma capacidade de 3.300 MW, ou seja, a capacidade foi estabelecida pelo governo com um preço *Premium* oferecido aos produtores. Não se tratava, portanto, de uma obrigação para

as companhias distribuidoras ou para os consumidores. Assim, o programa foi aprovado em momento político favorável, logo após a crise da indústria elétrica de 2001, e contava com um cenário internacional oportuno para a implementação de projetos de produção de energia limpa, onde o protocolo de Kyoto desempenhou um papel relevante na elaboração e aprovação do PROINFA (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006). Apesar disso, o crescimento das fontes alternativas no Brasil não encontrou um ambiente favorável fora dos incentivos do PROINFA e de leilões específicos para energias alternativas. Com a adoção do novo marco regulatório para o setor elétrico, a tendência é de que, nas atuais circunstâncias, apenas as fontes alternativas mais desenvolvidas e baratas entrem no *pool*, sendo assim, a energia eólica tende a ser uma das mais prejudicadas no Brasil (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006).

Tabela 3.8 - Resultado das 144 Usinas Contratadas pelo PROINFA I. Resumo Geral (Agosto de 2009)

Fonte	Em Operação			Total Contratado	
	Quantidade	MW	%MW	Quantidade	MW
PCH	46	925,54	78%	63	1.191
Biomassa	20	514,34	75%	27	685
Eólica	23	385,38	27%	54	1.423
Total	89	1.825,26	55%	144	3.299

Fonte	Em Construção			Total Contratado	
	Quantidade	MW	%MW	Quantidade	MW
PCH	15	249	21%	63	1.191
Biomassa	1	36	5%	27	685
Eólica	14	445,8	31%	54	1.423
Total	30	730,80	22%	144	3.299

Fonte	Construção Não Iniciada			Total Contratado	
	Quantidade	MW	%MW	Quantidade	MW
PCH	1	6,7	1%	63	1.191
Biomassa	0	0	0%	27	685
Eólica	17	591,74	42%	54	1.423
Total	18	598,44	18%	144	3.299

Fonte: Brasil (2009).

Nota: Elaboração Própria.

O critério de seleção estabelecido pelo PROINFA I não levou em conta os custos de geração e a eficiência energética dos projetos, que foram selecionados de acordo

com a data de licença ambiental. A definição dada pela lei aos Produtores Independentes Autônomos restringe o acesso das grandes companhias de geração de energia elétrica, que poderiam providenciar investimentos significativos em projetos de energias renováveis, aumentando o requerimento inicial de financiamento para construção das plantas. (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006).

No Brasil cada estado tem sua própria legislação ambiental e os projetos que estão localizados em estados com uma legislação mais restritiva, levam mais tempo para conseguir uma licença ambiental. Esse entrave decorre de falhas de coordenação, geradas pela descentralização da política ambiental.

A Lei 10.438/02 exigiu que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de, no mínimo, 50% em valor; contudo, o Brasil possui um pequeno número de indústrias produtoras de equipamentos para geração de energia eólica, havendo pouquíssimo tempo para que a indústria nacional pudesse se adequar e produzir o que foi estabelecido como meta para o PROINFA I.

O PROINFA I enfrentou vários obstáculos, pondo em risco o contrato e a execução dos projetos, contudo, o programa foi muito benéfico para energia eólica, pois permitiu a redução dos custos e ampliou a produção de energia elétrica a partir de centrais eólicas. O PROINFA II não será executado, sendo substituído por leilões de energias renováveis.

3.3 INSTRUMENTOS POLÍTICOS PARA PROMOÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NA ALEMANHA

A Alemanha, país que lidera os mercados de energias alternativas¹³, concentra quase metade das células fotovoltaicas instaladas no mundo e exporta cerca de um terço dos equipamentos para geração de energia eólica (BRASIL, 2008 [2]). Tais avanços só se tornaram possíveis devido à promoção de instrumentos políticos de promoção das Energias Renováveis (ER). Observou-se que essa

¹³ Neste trabalho o termo energias alternativas e fontes alternativas de energia serão usados para designar energia solar fotovoltaica, energia eólica e geotérmica. (Nota da autora)

política, na Alemanha, apresentou duas fases: a primeira visava incentivar a expansão do mercado de ER, principalmente pela imposição do consumo, com conseqüente aumento da escala de produção, e teve como principal instrumento político a *Feed-in Law*, de 1991. A segunda etapa foi marcada pela promulgação da EEG no ano 2000, que visava aumentar a eficiência do setor, garantindo redução dos custos e melhoramentos na tecnologia disponível.

Neste capítulo é apresentado o quadro institucional alemão inserido no contexto político da União Européia. Partiu-se da análise das orientações políticas adotadas dentro da União Européia e concentrando-se nos instrumentos políticos adotados pela Alemanha que favoreceram o crescimento do mercado de energias renováveis.

3.3.1 Contexto Político Europeu

A União Européia (UE) é particularmente rica em instrumentos políticos para a promoção das energias renováveis (ER). Nos anos 1990 houve forte desenvolvimento de dois desses mecanismos: um sistema de quotas – *Quota Obligation*, predominante no Reino Unido e na França e o pagamento pré-determinado de um preço *Premium – Feed-in Tariffs*, na Alemanha (MITCHELL, BAUKNECHT, CONNOR, 2004).

Garantir a segurança do abastecimento energético foi um dos motivos que levou a UE a desenvolver novas políticas e inovações tecnológicas para o aproveitamento das ER. Com base nas tendências atuais, se a Europa mantiver o mesmo nível de consumo de combustíveis fósseis e com o crescimento das importações desses combustíveis pelos países em desenvolvimento, será muito difícil prever a evolução dos seus preços até 2030, uma vez que para sustentar as matrizes energéticas dos países europeus 90% do petróleo e 80% do gás natural consumidos na região terá que ser importado (COMISSÃO EUROPÉIA, 2005).

Além da dependência das importações outra questão relevante é a ambiental. Segundo o Livro Verde (2005), cerca de 78% do total das emissões de GEE na

UE são de responsabilidade do setor energético (incluindo as matrizes de eletricidade e transporte) (COMISSÃO EUROPÉIA, 2005).

Na Europa as políticas para promoção das ER são baseadas em documentos como o *Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Acção Comunitários*, de 1997, e o *Livro Verde: Sobre a Eficiência Energética ou “Fazer Mais com Menos”*, de 2005, que trazem diretrizes e informações com a finalidade de transformar a matriz energética europeia, calcada na produção de energia a partir de combustíveis fósseis, em uma matriz energética mais limpa e diversificada.

Em 2001, a Comissão Europeia (CE) lançou o diretivo *Promoting Electricity from Renewable Energy Sources in International Electricity Market*, como ferramenta para promoção das ER dentro da UE. O diretivo tinha como objetivo principal fixar metas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, sendo específicas para cada membro da UE, ainda, determinou que a partir de 2003 cada Estado membro deveria emitir certificados que demonstrassem a origem da produção de ER (COMISSÃO EUROPÉIA, 2001). Este certificado deveria ser reconhecido por todos os membros da União Europeia e assegurar, no futuro, a formação de um mercado para sua comercialização. Essa política foi impulsionada pelo Livro Verde (COMISSÃO EUROPÉIA, 2005), que defende o estabelecimento de metas de produção de ER e a adoção de sistemas de certificado verde (*Quota Obligation*).

Existem alguns instrumentos políticos amplamente usados que podem promover o uso de ER. Alguns trazem a vantagem de, além de incentivar o uso das fontes, incorporarem ferramentas que promovem o desenvolvimento de novas tecnologias visando à redução de custos e tornando o sistema mais eficiente. Abaixo, estão descritos os dois principais instrumentos utilizados para promover a utilização das fontes renováveis de energia na Europa, o *Feed-in Tariffs* e o *Quota Obligation*. Em seguida, foi realizada uma comparação entre os dois instrumentos, a fim de analisar a eficiência de cada um deles na redução dos riscos para o produtor e sua contribuição para o crescimento das ER. Posteriormente, a análise centra-se no *Feed-in Tariffs*, pois esse instrumento tem se mostrado o mais eficaz na promoção das ER.

Feed-in Tariffs (FIT): O FIT funciona como uma tarifa de “alimentação”, na qual define-se um preço mínimo (preço *Premium* ou valor de reembolso) acima do preço de mercado, a ser pago aos produtores de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Esses custos, referentes ao pagamento do preço *Premium*, são rateados entre os consumidores finais.

No esquema do FIT, as distribuidoras de energia são obrigadas a comprar parte ou a totalidade da energia elétrica produzida e o governo estabelece o pagamento de um preço mínimo para todos os kWh produzidos. Geralmente o preço *Premium* é maior que a tarifa de energia produzida de forma convencional e é definido de acordo com cada tecnologia de exploração. Dessa forma, tecnologias mais caras, como a solar fotovoltaica, recebem uma taxa de reembolso maior, a fim de cobrir os custos e garantir o desenvolvimento e aprimoramento das tecnologias de exploração das ER.

O preço *Premium* não é pago indefinidamente, dura em média vinte anos e passa por um processo gradual de redução do valor de reembolso. Esse instrumento tem o objetivo de reduzir o risco dos investimentos de longo prazo e melhorar a tecnologia para garantir o aumento da sua eficiência. De acordo com Couture e Gagnon (2009), esse instrumento incentiva grande número e classes de investidores a entrar no mercado das ER, em decorrência da redução dos riscos ao produtor, enquanto estimula o desenvolvimento de maior variedade de tecnologias de exploração desses recursos.

Portanto, o pagamento do preço *Premium* é definido pelo custo necessário para desenvolver os projetos das unidades geradoras e o pagamento desse preço é garantido ao longo de todo o ciclo de vida da tecnologia empregada, o que dá ao investidor maior segurança para investimentos de longo prazo, criando condições para o crescimento rápido do mercado de ER (COUTURE, GAGNON, 2009). Em decorrência disso, em dezembro de 2005, a Comissão Européia declarou que o FIT tem se mostrado o instrumento mais efetivo e mais barato para a promoção das ER (COSTA, 2006).

Quota System (Quota Obligation) com Certificado Verde: é um sistema novo, também conhecido como *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ou Meta de Energia Renovável (*Renewable Energy Targets*), mas será referido neste trabalho como *Quota Obligation*, cuja aplicação é incentivada por meio de documentos como o Livro Verde, de 2005, e do diretivo *Promoting Electricity from Renewable Energy Sources in International Electricity Market*, de 2001.

O *Quota Obligation* tem como objetivo promover a geração de energia renovável impondo o consumo dessa energia ao consumidor final. Nesse caso, o governo estabelece a parcela, como meta que deve ser cumprida, de eletricidade produzida pelos geradores a partir de ER, mas não especifica os tipos de tecnologias a serem exploradas, aplicando multa para o não cumprimento das metas (MITCHELL, BAUKNECHT, CONNOR, 2004; COSTA, 2006).

Caso as metas estabelecidas pelo governo sejam cumpridas, haverá a possibilidade da emissão certificados verdes por parte das empresas produtoras de energia elétrica a partir de ER. Uma vez que o sistema de certificados verdes estiver estabelecido, surgirá um mercado de comercialização desses certificados de energia renovável. Esse mecanismo é baseado no mercado, no qual os preços dos certificados variam de acordo com as condições de oferta e demanda. Ademais, os certificados fornecem um sistema de contabilidade para autenticar a fonte de energia e verificar se a demanda foi atendida. Nesse sistema, a demanda pode ser voluntária ou imposta pelo governo (como no caso da *Quota Obligation System*)

3.3.2 Feed-in Tariffs X Quota Obligation

Não há consenso sobre qual é a melhor ferramenta para promoção das ER na Europa, e apesar do FIT apresentar melhores resultados o diretivo *Promoting Electricity from Renewable Energy Sources in International Electricity Market*, de 2001 aponta o *Quota Obligation* como a melhor alternativa, a fim de assegurar um sistema de comércio de certificados verdes no futuro (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006). Apesar disso, os países que adotaram o FIT, a exemplo da Alemanha, justificam a escolha dessa ferramenta pelo fato de apresentar-se mais

barata e efetiva do que o *Quota Obligation*, que é mais caro e exige do investidor que assuma riscos mais altos por causa da prematuridade do mercado de ER.

A Alemanha foi um dos primeiros países a adotar o FIT como principal instrumento político de promoção das ER, e apresenta resultados mais expressivos que países da Europa que adotaram o *Quota Obligation*, como o Reino Unido e a França, por exemplo. Na Tabela 3.9, percebe-se que a proporção de energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis na Alemanha é menor apenas que no Brasil, país que possui um parque gerador composto por 76,90% de energia hidráulica.

Tabela 3.9 - Estrutura da Oferta de Energia Elétrica Segundo a Natureza da Fonte Primária¹⁴ de Geração em 2008

Fonte	Países				
	Alemanha	EUA	França	Reino Unido	Brasil**
Nuclear	11,50%	9,60%	42,30%	6,60%	2,50%
Hidráulica	0,50%	1,00%	2,00%	0,20%	76,90%
Alternativas*	1,30%	0,70%	0,30%	0,30%	0,02%
Carvão/Hulha	24,00%	23,90%	4,80%	17,30%	1,30%
Petróleo	33,00%	37,30%	30,70%	32,60%	2,90%
Gás	22,70%	23,80%	14,70%	40,70%	2,60%
Combustíveis Renováveis e resíduos	6,90%	3,70%	5,20%	2,20%	5,40%

* Geotérmica, Solar e Eólica.

** Cerca de 8,5% da eletricidade utilizada no Brasil, é resultado da importação de energia elétrica (Nota do Autor).

Fonte: International Energy Agency (2011); Balanço Energético Nacional (2010)

Nota: Elaboração própria.

O produtor de energia a partir de fontes renováveis enfrenta basicamente três tipos de risco ao investir, nomeadamente preço, volume e regularidade de abastecimento. O instrumento político escolhido deve contemplar esses riscos, minimizando-os. A redução dos riscos reduz o custo dos financiamentos para o gerador, e sua redução atrai um grande número de projetos, levando ao desenvolvimento do mercado de ER. A mitigação dos riscos é certamente uma alternativa para elevar o nível de competição (MITCHELL, BAUKNECHT, CONNOR, 2004).

¹⁴ Energia primária é o recurso energético que se encontra disponível na natureza, são exemplos o petróleo, gás natural, carvão mineral, energia solar, eólica, hidráulica e biomassa (Nota da autora).

No Quadro 3.3, apresenta-se uma comparação entre as formas de mitigação dos riscos de cada instrumento.

Tipo de Risco	<i>Feed-in Tariffs (FIT)</i>	<i>Quota Obligation</i>
Preço	O preço fixado pelo FIT não depende do mercado, anulando riscos de queda de preço para o produtor, que fica assegurado contra a volatilidade dos preços do mercado, e assim, reduz gastos com operações de <i>hedging</i> nos empréstimos.	O valor do certificado depende das condições de oferta e demanda que são determinadas pela adesão de novos geradores ao sistema de quotas. Se houver aumento no número de produtores, a fim de alcançar as metas do governo, haverá aumento da oferta de certificados, levando à redução do preço.
Volume	Os agentes de distribuição são obrigados a contratar toda energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, dando ao gerador garantia de que não ficará com capacidade ociosa.	O <i>Quota Obligation</i> possui risco de volume não comercializado. Com o alcance da meta estabelecida pelo órgão regulador, o produtor não tem garantias de que comercializará a produção adicional.
Regularidade de Abastecimento	Com o problema da intermitência de algumas fontes, como a solar e eólica, outros sistemas poderiam penalizar os geradores pela interrupção da produção. O FIT remunera pelo número de kWh gerados, o que não penaliza o gerador pela interrupção do fornecimento.	O <i>Quota Obligation</i> estabelece a demanda para as ER, mas não dá outro suporte.

Quadro 3.3 – Comparação entre FIT e Quota Obligation na Redução de Riscos aos Geradores de Energias Renováveis

Fonte: Mitchell, Bauknecht, Connor, (2004).

Nota: Elaboração própria.

Como observado no Quadro 3.3, o *Quota Obligation* não remove os riscos para o produtor, assim, apenas as grandes empresas parecem ser capazes de se firmar nesse mercado. As complicações para pequenos geradores e geradores independentes surgem pela dificuldade em obter financiamentos de baixo custo, mais uma vez em decorrência dos custos envolvidos na produção de energia a partir de fontes renováveis. Assim, empresas de pequeno porte e companhias independentes não encontram incentivos suficientes para habilitar seu envolvimento nesse mercado. Conseqüentemente, o *Quota Obligation* é um mecanismo voltado para os grandes produtores, já estabelecidos no mercado (MITCHELL, BAUKNECHT, CONNOR, 2004).

O FIT assegura ao gerador receber um preço acima do preço de mercado, já que a tecnologia ainda não é competitiva. Porém, possui risco de duas distorções, se for

muito baixo, não compensará os riscos do investimento dos geradores e se for muito alto, gerará lucros adicionais aos geradores enquanto gera custos muito altos para o consumidor final, desproporcional ao nível de investimento gerado. O sucesso do FIT é decorrente da redução dos riscos e aumento da segurança do investimento comparado a outros mecanismos (MITCHELL, BAUKNECHT, CONNOR, 2004).

Embora o FIT seja um mecanismo eficiente no curto prazo, proporciona estabilidade no longo prazo, incentivando a captação de recursos para inovação, levando a melhora da eficiência de longo prazo.

O Gráfico 3.5 mostra como se deu o crescimento da indústria elétrica na Alemanha entre os anos 1972 e 2008.

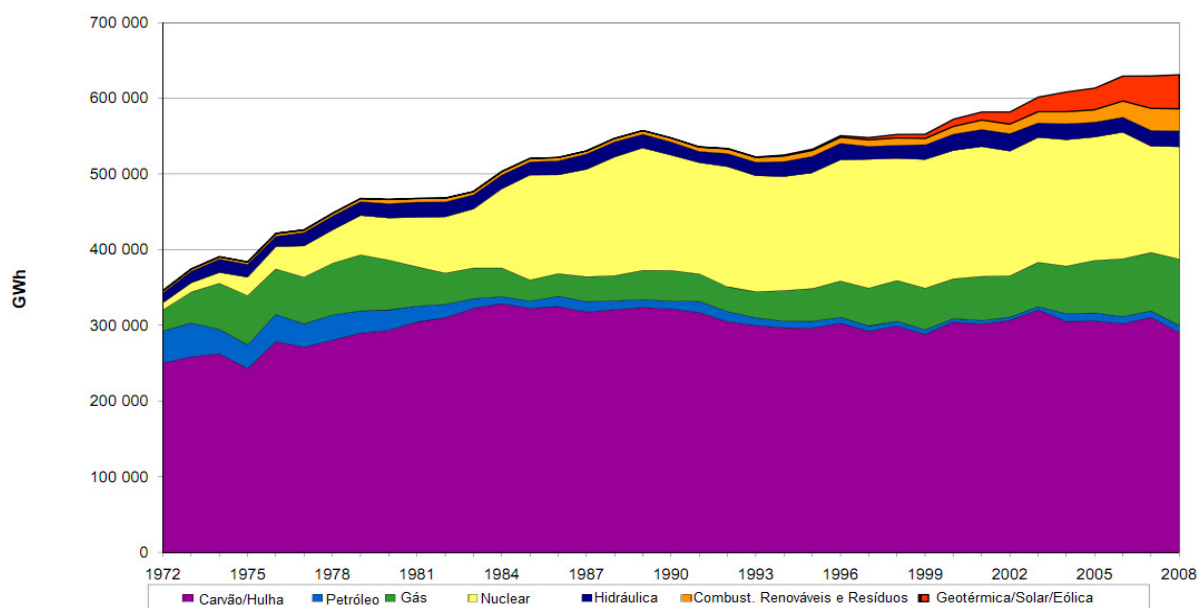


Gráfico 3.5 – Geração de Eletricidade por Fonte – Alemanha (1972 – 2008)

Fonte: International Energy Agency (2011).

Nota: Tradução do autor.

A expansão experimentada pela Alemanha pode ser atribuída à utilização do FIT, como principal instrumento político de promoção das ER. Como mostrado anteriormente, por reduzir os riscos ao produtor, reduz os custos financiamentos, uma vez que tem a comercialização de sua produção assegurada e o pagamento de um preço *Premium* atrai novos investidores para este mercado (BUTLER, NEUHOFF, 2008).

3.3.3 Energias Renováveis na Alemanha

A política descentralizada praticada na Alemanha, cuja governança do setor energético é exercida pelos governos federal, estadual e municipal, com prevalência do nível federal, foi fundamental para o fortalecimento das ER. Na década de 1980, os governos estaduais começaram a investir em projetos na área de fontes renováveis de energia, permitindo a evolução das tecnologias para aproveitamento de energia limpa. A maturação dos investimentos realizados pelos governos estaduais permitiu a elaboração de uma política unificada para as fontes renováveis em nível federal (LAIRD, STEFES, 2009).

A política implantada na Alemanha foi um esquema de *Feed-in Tariffs* (FIT), com rigorosas políticas de suporte às ER (BUTLER, NEUHOFF, 2008). Além de contar com um arcabouço institucional favorável, a Alemanha apresenta um histórico de grandes investimentos em P&D desde a década de 1970, com o intuito de desenvolver as fontes alternativas de energia. Isso permitiu que a Alemanha se tornasse uma liderança mundial no desenvolvimento tecnológico e um dos poucos países a dominar o mercado de exportação de equipamentos. Conjunto de fatores que levou o país a chegar ao final da primeira década do século XXI com um padrão tecnológico muito sofisticado (LAIRD, STEFES, 2009).

Os Choques do Petróleo ocorridos na década de 1970 provocaram fortes questionamentos na Alemanha, grande importadora desse recurso (BRASIL, 2008 [3]). Assim, o governo alemão investiu pesadamente em P&D com a finalidade de desenvolver fontes de energia doméstica, incluindo as fontes renováveis, nuclear e carvão. Entre os anos de 1974 e 1982, os investimentos anuais em ER cresceram de 10 milhões para mais de 300 milhões de dólares (LAIRD, STEFES, 2009). Esses investimentos serviram para atrair a atenção de universidades, centros de pesquisa particulares e de novos agentes (geradores e distribuidores) para esse mercado, criando uma rede de pesquisa e trabalho, que originou “um reservatório de conhecimento tecnológico” (BRASIL, 2008 [3]; LAIRD, STEFES, 2009).

Na Alemanha o uso do carvão e da energia nuclear dificultava o desenvolvimento das ER, cenário que começou a mudar durante a década de 1980. O crescimento da produção de energia a partir de fontes renováveis pode ser explicado pelo momento pós-choque do petróleo (década de 1980); pela onda de comportamento ambientalmente correto, causada pela alta emissão de GEE; e o acidente com o quarto reator da usina nuclear de Chernobyl, em 1986. Fatores que fizeram surgir novas oportunidades para as ER (COSTA, 2006; LAIRD, STEFES, 2009).

No início da década de 1990, o nível federal começou a mudar sua política energética em resposta aos problemas políticos levantados anteriormente. Uma das propostas de reforma incluía a introdução da *Feed-in Tariffs* para impulsionar o mercado das ER (LAIRD, STEFES, 2009). A partir da promulgação da *Feed-in Law*¹⁵ em 1990, a Alemanha passou por um processo de fortalecimento intenso de políticas de longo prazo que visavam desenvolver as fontes alternativas de energia e inseri-las no mercado, relegando a segundo plano questões como promoção de eficiência e competitividade.

A partir de 1998, o mercado para as ER se mostrava bastante desenvolvido em relação ao mercado inicial (1970 – 1980), principalmente em decorrência de mudanças externas (Chernobyl e mudanças climáticas), conscientização da opinião pública, aceitação da necessidade de mudança do sistema energético, que na Alemanha a matriz de eletricidade é intensiva em carvão, e a coalizão política de defesa das fontes renováveis de energia, que permitiu os investimentos iniciais no período de formação do mercado para formar a base de conhecimento necessária para uso das fontes renováveis de energia (BRASIL, 2008 [3]).

Na próxima seção são descritas as duas principais ferramentas políticas utilizadas pela Alemanha, a saber: a *Feed-in Law* e a Lei de Energia Renovável – *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG). São descritos o funcionamento dessas leis e como seu aprimoramento corroborou no desenvolvimento das ER.

¹⁵ Lei promulgada em 1990, exigia que os distribuidores contratassem energia gerada a partir de fontes renováveis, pagando um preço *Premium*. Essa lei será melhor contextualizada nas próximas seções.

3.3.3.1 Instrumentos de política adotados pela Alemanha

a) Electricity Feed Act – Feed-in Law

Em outubro de 1990, sob consenso do parlamento alemão, foi promulgada a *Feed-in Law (Stromeinspeisungsgesetz)*, em resposta às pressões exercidas pelos geradores de energia eólica do norte e geradores de energia hidráulica do sul da Alemanha. A Lei exigia que as distribuidoras conectassem os geradores de ER em suas redes e comprassem a energia produzida, pagando uma taxa fixada entre 65% e 90% (dependendo da fonte de energia) para cada kWh produzido, acima da tarifa para energia elétrica convencional por um período de 20 anos, valor rateado entre os consumidores finais (BRASIL, 2008 [3]).

Como se observa no Gráfico 3.5 o emprego das fontes Geotérmica, Solar, Eólica e de Combustíveis Renováveis e Resíduos cresceu significativamente a partir da segunda metade dos anos 1990, garantidos pela segurança dos investimentos no médio e longo prazos (COSTA, 2006). Observa-se também, queda no emprego de petróleo a partir da segunda metade da década de 1980, reflexo das crises ocorridas na década de 1970.

A Lei excluía plantas com produção acima de 5 MW e plantas de pequenas escalas que pertencessem às grandes empresas de produção de energia, beneficiando um total 3.500 geradores distribuídos entre PCHs no sul e pequenas fazendas eólicas no norte da Alemanha (LAIRD, STEFES, 2009).

Órgãos governamentais dos níveis federal e estadual financiaram programas de pesquisa, despendendo um total de €\$ 2 bilhões em um período de sete anos (1990 – 1997). Bancos de investimento também alocaram milhões de euros em investimentos para a construção de novas plantas de fontes de energia alternativa (LAIRD, STEFES, 2009). Todos esses investimentos foram propiciados pela redução dos riscos ao produtor, em decorrência da aplicação do FIT como principal ferramenta de propulsão das fontes renováveis de energia na Alemanha.

O principal propósito da *Feed-in Law* era nivelar o mercado para as ER, estabelecendo um preço *Premium* que levasse em conta as externalidades da geração convencional (BRASIL, 2008 [3]).

b) Lei de Energia Renovável – *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG)

Em 1998 o governo eleito – uma coalizão do Partido Verde com os Sociais-Democratas – na tentativa de melhorar a *Feed-in Law*, decidiu reformá-la por meio da promulgação da Lei de Energias Renováveis ou *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG), alterada posteriormente em 2004, 2006 e 2008. As reformas da Lei de 1990 aumentaram o *preço Premium* para a maior parte das ER, especialmente a energia solar.

A EEG determinou que o montante total a ser pago pela geração a partir de ER seria distribuído entre todas as concessionárias alemãs, assegurando assim que nenhuma região ficasse sobrecarregada. Estabeleceu ainda, que as tarifas por kWh gerado, específicas para cada fonte renovável de energia, seriam baseadas nos custos reais de geração (BRASIL, 2008 [3]).

A nova lei ainda é um FIT, cuja remuneração é calculada levando-se em conta as especificidades técnicas de cada fonte e outras características. Contudo, a EEG estabelece uma redução gradual desse reembolso, que cai à medida que novas plantas de energia são construídas a cada ano (MITCHELL, BAUKNECHT, CONNOR, 2004; LANGNIB, DIEKMANN, LEHR, 2009). O decréscimo do reembolso pago aos produtores tem a finalidade de torná-los mais competitivos, fazendo-os trabalhar no melhoramento tecnológico e conseqüente redução do preço repassado ao consumidor final.

Desde a implantação da EEG, em abril de 2000, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis mais que duplicou, subindo de 37 TWh em 2000 para aproximadamente 87 TWh em 2007. As energias fotovoltaica e eólica também apresentaram crescimento satisfatório, tornando a Alemanha a maior produtora

mundial de energia eólica e detentora que quase metade do mercado mundial de energia solar fotovoltaica (LANGNIB, DIEKMANN, LEHR, 2009).

O crescimento das fontes renováveis de energia pode ser explicado pela remuneração média paga sobre as tecnologias, que era 0,114 €/kWh produzido, aproximadamente o dobro do que é pago no mercado. No ano de 2007, o reembolso total pago aos produtores de ER atingiu um valor de € 7,9 bilhões, quase cinco vezes maior que em 2001 (LANGNIB, DIEKMANN, LEHR, 2009).

Os custos com o reembolso dos produtores de ER continuam a ser repassados para o consumidor final. Assim, uma típica família alemã de três pessoas, com um consumo médio anual de 3500 kWh paga, aproximadamente €\$ 3,00 por mês pela incorporação de energia elétrica proveniente de fontes renováveis (LANGNIB, DIEKMANN, LEHR, 2009).

Em 2006, quase metade do reembolso pago pela EEG foi destinada à energia eólica com remuneração de € 0,09/kWh e 20% para energia fotovoltaica, que era de apenas 2% no ano 2000. Essa diferença se deve às altas tarifas da energia solar fotovoltaica que até 2006 era de € 0,53/kWh. Até 2013 estima-se que as ER receberão até € 12,6 bilhões em reembolsos anuais por meio da EEG (LANGNIB, DIEKMANN, LEHR, 2009).

A intensificação do uso de fontes renováveis na Alemanha corroborou para a queda das emissões de dióxido de carbono (CO₂), aproximadamente 60 milhões de toneladas equivalentes de carbono deixaram de ser lançadas na atmosfera, o que correspondeu a mais de 7% do total de emissões de CO₂ na Alemanha no ano de 2007.

c) Resultados

A *Feed-in Law* e a EEG fizeram a Alemanha alcançar resultados muito expressivos na implantação de energias renováveis. No início de 1990, de toda energia elétrica produzida na Alemanha, apenas 4% era de ER, em 2003 esse número subiu para

cerca de 8%, em 2004, para 9,3% atingindo a marca de 15,88% em 2008, como pode ser observado na Tabela 3.10 (B) (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006). As previsões são de que o número de empregos gerados continue aumentando, pois a indústria de equipamentos alemã é bastante desenvolvida e detém grandes parcelas do mercado internacional, com previsão de crescimento das exportações, devido ao elevado grau de desenvolvimento tecnológico de sua indústria (LEHR, et al., 2007).

Tabela 3.10 (A) - Eletricidade Gerada em 2008 (GWh)

Fonte	Países				
	Alemanha	EUA	França	Reino Unido	Brasil
Nuclear	148495	837804	439468	52486	13969
Hidráulica	26963	281995	68325	9257	369556
Combustíveis Renováveis e Resíduos	29219	72391	5892	10961	19827
Alternativas*	45012	75160	6243	7114	637
Carvão/Hulha	290645	2132596	27231	126699	12556
Petróleo	9244	57776	5825	6101	17554
Gás	87654	910589	21884	176748	29021
Outras Fontes	0	788	0	0	249
TOTAL	637232	4369099	574868	389366	463369

* Geotérmica, Solar e Eólica.

Fonte: International Energy Agency (2011).

Nota: Elaboração própria.

Tabela 3.10 (B) - Eletricidade Gerada em 2008 (%)

Fonte	Países				
	Alemanha	EUA	França	Reino Unido	Brasil
Nuclear	23,30%	19,18%	76,45%	13,48%	3,01%
Hidráulica	4,23%	6,45%	11,89%	2,38%	79,75%
Combustíveis Renováveis e Resíduos	4,59%	1,66%	1,02%	2,82%	4,28%
Alternativas*	7,06%	1,72%	1,09%	1,83%	0,14%
Carvão/Hulha	45,61%	48,81%	4,74%	32,54%	2,71%
Petróleo	1,45%	1,32%	1,01%	1,57%	3,79%
Gás	13,76%	20,84%	3,81%	45,39%	6,26%
Outras Fontes	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,05%

* Geotérmica, Solar e Eólica.

Fonte: International Energy Agency (2011).

Nota: Elaboração própria.

A maior barreira encontrada para promover as ER na Alemanha foi a resistência das companhias elétricas em pagar o preço *Premium*. A partir de 1995, quando o número de projetos de ER dobrou em relação ao ano anterior, as empresas de energia regionais e locais do norte da Alemanha, representadas pela *Germany Electricity Association*, ficaram sobrecarregadas pelos custos de reembolso e logo questionaram a legalidade da Lei de 1991. Apesar disso, a Corte Federal da

Alemanha confirmou a constitucionalidade da Lei e em março de 2001, a Corte de Justiça Européia, situada em Luxemburgo, declarou que o instrumento adotado pela Alemanha, o *Feed-in Tariffs*, não interferia nos regulamentos da competição européia. Em dezembro de 2005, a CE, apesar de apoiar outro instrumento, o *Quota Obligation*, declarou o *Feed-in Tariffs* o instrumento mais efetivo e barato para promover fontes de ER (COSTA, ROVERE, ASSMANN, 2006).

O reembolso pago para cada fonte é ajustado todo ano, com a finalidade de incorporar “novas informações” sobre o custo de novos projetos e especificidades sobre novas tecnologias. Quando um novo projeto é iniciado, o reembolso fixado cobre todo o seu ciclo de vida, o que permite maior segurança para a realização de investimentos de longo prazo, com juros menores (BUTLER, NEUHOFF, 2008).

Dentre os países apresentados na Tabela 3.10 (A), os Estados Unidos da América (EUA) lideram a produção de energia elétrica em todas as fontes (perde apenas para o Brasil na produção de energia hidráulica), isso devido à grande quantidade de energia produzida, 4.369.099 GWh, a Alemanha fica em segundo lugar, com 637.232 GWh produzidos. Não obstante, produz, proporcionalmente, mais energia elétrica a partir de fontes renováveis que os demais países listados na Tabela 3.10 (B) exceto o Brasil, país rico em recursos hídricos. Inegavelmente, a Alemanha se destacou por conta de sua política de incentivo às fontes renováveis de energia, como dito anteriormente, o FIT reduz os riscos de investimento ao produtor, facilitando a obtenção de crédito e o desenvolvimento de novas tecnologias que tornam as ER competitivas a longo prazo (BUTLER, NEUHOFF, 2008).

3.3.4 Considerações Finais

As crises do petróleo ocorridas na década de 1970 levaram a Alemanha, importadora de grandes quantidades desse recurso energético, a realizar investimentos em P&D para o desenvolvimento das fontes nativas como energias renováveis, energia nuclear e carvão. Como se observa no Gráfico 3.5, em reação aos choques do petróleo ocorreu incrementos da produção de energia nuclear,

mais perceptível a partir do início dos anos 1980 e a partir do início da década de 2000, o crescimento das fontes alternativas de energia.

A posição da UE é contrária à adoção de subsídios para a promoção das energias renováveis, isso fica claro com a análise de documentos como o Livro Verde (COMISSÃO EUROPEIA, 2005) e do diretivo *Promoting Electricity from Renewable Energy Sources in International Electricity Market*, de 2001, que designam o *Quota Obligation* como ferramenta de promoção das energias renováveis. Esses documentos trazem diretrizes segundo as quais, a adoção de subsídios nem sempre mobilizam as forças de mercado necessárias para soluções economicamente mais viáveis. Assim, a UE prioriza a criação de um mercado de certificados verdes como melhor alternativa para promoção das ER, propiciada pela comercialização futura desses certificados.

Países como o Reino Unido e a França, que implantaram parcialmente o *Quota Obligation* tiveram resultados menos robustos que a Alemanha. Como mostra a Tabela 3.10 (B), a produção de energias renováveis é de 7,03% no Reino Unido e 14% na França; contudo a produção de energias alternativas (eólica, solar e geotérmica) desses países é de apenas 1,83% e 1,09%, respectivamente; enquanto a Alemanha, que adotou como política de subsídios o FIT, produz 7,06% a partir de fontes alternativas, destaca-se ainda o aumento da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis de 4% em 2003 para 15,88% em 2008.

Em decorrência da prematuridade tecnológica e da ausência de preços que possam fazer frente às fontes convencionais, o principal atrativo de uma política de incentivo as fontes renováveis de energia é a redução dos riscos ao investimento. Neste trabalho observou-se a mitigação dos riscos entre FIT e *Quota Obligation*. O primeiro instrumento possui como atrativos a garantia de estabilidade dos preços, de comercialização de toda a produção e de não impor limitações às fontes intermitentes. No segundo, o valor dos certificados depende das condições de oferta e demanda e não há garantia de comercialização de volumes que ultrapassem a meta estabelecida, contudo, a comercialização de

certificados significaria uma receita complementar para os geradores de energias renováveis.

A importância da mitigação dos riscos consiste no fato de estimular o investimento e diversificar o setor de geração com a introdução de fontes de energia diversas e permitir a entrada de unidades geradoras de baixa potência instalada. Como o FIT reduz de forma mais abrangente de riscos, estimula a entrada de novos geradores e por portar mecanismos de redução gradual do preço *Premium*, promove o melhoramento tecnológico dos equipamentos, ao estimular P&D.

Um dos motivos para o atual estágio de desenvolvimento da geração de energia a partir de fontes renováveis na Alemanha justifica-se pelos investimentos em P&D ocorridos desde a década de 1970 e intensificados nos períodos pós-choque do petróleo, conferindo à Alemanha conhecimento processual na área de construção de equipamentos, inclusão de geradores de baixa potência na rede de distribuição de energia elétrica e maturidade institucional para administrar conflitos de interesse e estimular o desenvolvimento tecnológico por parte dos geradores.

CONCLUSÃO

A transição do modelo de monopólio estatal para o modelo de mercado da indústria de eletricidade brasileira foi um processo gradual, tendo três fases: até 1995 vigorou o Modelo Antigo, de 1995 até 2004, Modelo de Mercado, que representou a transição para o Novo Modelo estabelecido a partir de 2004. Esse processo apresentou como principais características a desverticalização do setor de eletricidade, a penetração de investimentos privados e quebra do monopólio estatal. Este último deu lugar a uma organização de estrutura competitiva, propiciada pelo desenvolvimento tecnológico. Assim, as reformas realizadas após o ano de 1995 e intensificadas em 2004, levaram a abertura do mercado nos segmentos de geração e comercialização, que passaram a contar com regulação mínima, abrindo espaço para a atuação de produtores independentes, consumidores livres e para a comercialização dos excedentes de autoprodutores. Os segmentos de transmissão e distribuição, dadas as suas características físicas, permaneceram como monopólios naturais, sendo submetidos à regulação forte.

Com a abertura dos segmentos de geração e comercialização, foram criados, dentro do Novo Modelo, dois ambientes de contratação: o ambiente regulado (ACR), que fornece energia para consumidores cativos e procura garantir o menor preço; e o ambiente livre (ACL), com a finalidade de atender aos consumidores livres e, principalmente, promover competição nos segmentos de geração e comercialização, levando à diversificação do parque gerador.

A reforma institucional realizada na indústria de eletricidade brasileira não foi suficiente para definir um ambiente institucional distinto, disciplinado por um marco regulatório claro, com a presença de agências e órgãos governamentais de atuação bem definida. Assim, a falta de estruturação das normas legais atinentes à regência jurídica do setor de eletricidade, a falta de clareza do marco regulatório e a indefinição do papel das diversas agências governamentais, causada pela falta de delimitação institucional da atuação das agências regulamentadoras, tornam o ambiente de geração e comercialização de energia elétrica extremamente complexo, encarecendo os custos envolvidos nos processos de obtenção de empréstimos e

comercialização de energia elétrica. É importante que o ambiente de comercialização seja disciplinado por regras claras que ajudem a diminuir a incerteza e a complexidade, reduzindo os custos envolvidos na celebração dos contratos.

Como se observa, na descrição do marco regulatório para Autoprodutores e Produtores Independentes de energias renováveis feita no Capítulo 3, as diretrizes que regulamentam a autoprodução e produção independente de energia elétrica a partir de fontes renováveis determinam apenas normas para a produção e comercialização da energia com leilões específicos por fonte, mas não trazem mecanismos de promoção que desenvolvam essa modalidade de produção. Observa-se ainda, o foco nas PCHs e térmicas, e recente abertura do mercado de eletricidade para energia eólica, mas os empreendimentos solares fotovoltaicos permanecem negligenciados. Portanto, não basta contemplar os tipos de licenças necessárias para o produtor, é preciso especificar mecanismos de crédito, isenção de impostos, garantias de comercialização da produção no caso dos PIE e facilitar mecanismos de comercialização para os APE-COM. No caso brasileiro, há também o problema da falta de *know-how* na fabricação de equipamentos voltados para a energia eólica e solar fotovoltaica, dificultando a execução de empreendimentos voltados para o aproveitamento dos potenciais eólico e solar, uma vez que essa tecnologia precisa ser importada; contudo essa realidade está mudando no caso da energia eólica, devido aos incentivos do PROINFA, atualmente apenas a solar está sendo negligenciada.

Além do marco regulatório, as tarifas cobradas dos consumidores finais não possuem definição coerente. Tributos como a Conta de Desenvolvimento Energético, que foi criado para garantir investimentos no desenvolvimento das fontes alternativas de energia, é destinada também a subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda, representando um *trade-off* entre garantir a modicidade tarifária, uma das metas do Novo Modelo, e promover o desenvolvimento das energias renováveis. Portanto, é importante que a aplicação de cada tarifa esteja bem especificada, a fim de evitar conflitos sobre o destino da verba arrecadada.

A conta criada para financiar o PROINFA também não cumpriu adequadamente suas especificações. O PROINFA é um programa similar ao modelo adotado na Alemanha, no qual o governo determinou uma capacidade de 3.300 MW a ser produzida, estabelecendo um preço *Premium* oferecido aos produtores. Assim, a Conta PROINFA foi criada para cobrir os custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos (PIA), concebida com base em fonte eólica, PCH e biomassa, a serem implementadas no PROINFA II. Contudo, em 2009, dentre os projetos contratados, apenas 27% da capacidade contratada de usinas eólicas havia entrado em operação. As PCHs e termelétricas de biomassa obtiveram resultados mais expressivos, com 78% e 75%, respectivamente, dos projetos concluídos. Esse programa deveria ter sido uma experiência a ser amadurecida, como ocorreu na Alemanha com a *Feed-in Law*, de 1991, melhorada posteriormente pela EEG, de 2000, não obstante, a segunda parte do programa deu lugar aos leilões de energias renováveis.

Cerca de 33,45% do valor da conta de energia elétrica paga pelo consumidor é de encargos e tributos. Implantar um novo subsídio para estimular APE e PIE de energias renováveis seria muito oneroso para o consumidor final, uma vez que todos os incentivos dados aos produtores são rateados entre os consumidores finais. Essa questão representa mais um *trade-off* entre redução de custos para o consumidor final e incentivos para autoprodução e produção independente de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Portanto, tarifas e encargos criados pelo governo precisam estar bem especificados, a fim de evitar conflitos quanto ao destino da arrecadação e garantir a aplicação da verba arrecadada, para cumprir os projetos implementados pelo governo.

Como se verifica no Capítulo 3, entre os Autoprodutores há uma predominância na produção de energia a partir de fontes hidráulicas e térmicas abastecidas por bagaço de cana. Isso ocorre devido ao menor custo da produção de energia a partir de fontes hidráulica e da biomassa e por conta do problema da intermitência das fontes alternativas (eólica e solar, por exemplo) e falta de tecnologia nacional para isso. Como mais de 70% da autoprodução de energia elétrica se concentra no setor industrial, a fonte de energia precisa ser competitiva e garantir continuidade de fornecimento ao autoprodutor, por isso a predominância de PCHs e termelétricas. O

agente interessado em autoprodução recorrerá à esta modalidade de geração, apenas se for mais vantajoso do que recorrer à rede. Daí, a importância de um ambiente institucional regido por normas claras.

O Brasil possui grande disponibilidade e variedade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, destacam-se os recursos hídricos, o grande potencial eólico e de energia solar. O país concentra-se na produção de energia hidrelétrica; contudo, os estudos publicados no Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007 [4]) apontam que os outros usos dos potenciais hídricos, tais como abastecimento e saneamento, agropecuário, industrial, transporte, pesca, lazer e turismo, podem causar eventual redução na oferta do recurso hídrico para geração de energia. Ainda, é preciso resolver as limitações impostas pelo relevo de planície, que impõe limitações à extensão dos reservatórios a serem formados nas regiões Norte e Centro-Oeste, que concentram os maiores potenciais não aproveitados; a questão das reservas indígenas, na região Norte; e as distâncias a serem vencidas pelos sistemas de transmissão, elementos ambientais e técnicos que precisam ser resolvidos.

Como foi observado no caso da Alemanha, as energias renováveis devem ser no primeiro momento impostas, por meio de mecanismos de incentivo financeiro, visando a redução dos riscos ao produtor, contudo esses mecanismos não devem ser permanentes a fim de dar aos produtores incentivos para o desenvolvimento de equipamentos mais eficientes, tornando as energias renováveis competitivas.

O mundo busca o aprimoramento tecnológico das energias renováveis por meio de investimentos em P&D, pela concessão de subsídios e outros incentivos financeiros. A cada ano, o mercado de energias renováveis experimenta inovações que tornam a exploração de recursos renováveis cada vez mais viável economicamente.

Constituído ao final dos anos 1990, o mercado de energias alternativas está em expansão em todo o mundo, especialmente na Europa. Este mercado conta com mais de 4 milhões de consumidores em todo o mundo. A crescente demanda por energia limpa é explicada por programas governamentais, pela participação da iniciativa privada, por projetos desenvolvidos pelas companhias de energia e pelo

amplo investimento em P&D, que proporcionaram ao longo do tempo redução dos custos e melhoramento da eficiência técnica das usinas. Portanto, a importância de investir no desenvolvimento tecnológico das energias renováveis, especialmente solar e eólica, justifica-se pelas vantagens da primeira empresa a se mover: aqueles que vencem as ofertas iniciais terão vantagens não-triviais sobre seus concorrentes potenciais, baseados em conhecimento acumulado (learning by doing) sobre seus clientes. Por conseguinte, ficar fora desse mercado, em franco desenvolvimento, implicaria no futuro perder a oportunidade de entrar como agente exportador de equipamentos e conhecimento, fazendo frente à tecnologia de outros países para se tornar importador de tecnologia, capital humano e conhecimento.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, João Lizardo de. A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA DA ANPEC, 29, Salvador, 2001. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2001/artigos/200104187.pdf>>. Acesso em: 19 de fevereiro de 2011.
- ARAÚJO JUNIOR, José Tavares de. Conduas Anticompetitivas em Indústrias de Rede: O Caso do Porto de Santos. **Ecostrat Consultores**, 26 p. 2004.
- BAUMOL, William J. Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure. **American Economic Review**, vol. 72, n. 1, p. 1 – 15, mar. 1982. Disponível em: <www.jstor.org/stable/1808571>. Acesso em: 15/02/2011.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed., 2005 [1].
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed., 2008 [1].
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BEN – Balanço Energético Nacional 2007**. Brasília: ANEEL, 2007 [2]. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 07 fev. 2011.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BEN – Balanço Energético Nacional 2008**. Brasília: ANEEL, 2008 [2]. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 28 setembro 2010.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BEN – Balanço Energético Nacional 2009**. Brasília: ANEEL, 2009. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 28 setembro 2010
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BEN – Balanço Energético Nacional 2010**. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 07 fev. 2011.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG – Banco de Informação de Geração**. Brasília: ANEEL, 2011 [3]. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 07 fev. 2011.
- _____. Audiência Pública nº 047, de 2004. Aperfeiçoamento na Metodologia de Cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição e da Tarifa de Energia. Disponível em:< www.aneel.gov.br>. Acesso em: 15 de Nov. 2010.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL n. 4. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília, 2005. 30 p. [2]

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **A Evolução do Mercado de Livre Comercialização de Energia**. Brasília, 2007 [3].

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Comercialização de Energia**. Brasília, 2011 [1].

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Comercialização de Energia Incentivada**. Brasília, 2008 [4].

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **O Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, 2011 [2].

_____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Procedimento de Comercialização – Controle de Alterações: PdC Glossário de Termos Técnicos da CCEE**. Brasília, 200? [2].

_____. Decreto n. 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regula a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm>. Acesso em: 23 de fev. de 2011.

_____. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004 [3]. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/CebNovo/arquivos/Pdf/decreto5163.pdf>>. Acesso em 23 de fev. de 2011.

_____. Decreto-Lei n. 1.872, de 21 de maio de 1981 (Revogado pela Lei n. 9.648, de 1998). Dispõe sobre a aquisição, pelos concessionários, de energia elétrica gerada por autoprodutores, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/Decreto-Lei/1965-1988/Del1872.htm>>. Acesso em 23 de fev. de 2011.

_____. Eletrobrás. **Diretrizes para Projetos de PCHs: Anexo 4 – Legislação Pertinente**. Brasília, 200?.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: 2007 [4].

_____. Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 [1]. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <www.planalto.gov.br>. Acesso em: 14 de dezembro de 2010.

_____. Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995 [2]. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras

providências. Disponível em:

<<http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9074cons.htm>>. Acesso em 23 de fev. de 2011.

_____. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime de concessões de Serviço Público de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19969427.pdf>>. Acesso em 23 de fev. 2011.

_____. Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/LEIS/L9648compilada.htm>>. Acesso em: 23 de fev. de 2011.

_____. Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n o 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n o 9.648, de 27 de maio de 1998, n o 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n o 5.655, de 20 de maio de 1971, n o 5.899, de 5 de julho de 1973, n o 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/legislacao/lei200410848.pdf>>. Acesso em: 27 de fev. de 2011.

_____. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004 [1]. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

_____. Ministério de Minas e Energias. **Energias Renováveis**. São Paulo, 2007.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Estudo e Propostas de Utilização de Geração Fotovoltaica Conectada à Rede, em Particular em Edificações Urbanas**. Brasília: MME, 2008 [3].

_____. Ministério de Minas e Energia. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, 2003.

_____. Ministério de Minas e Energia. **PROINFA – Situação das Usinas do Proinfa em agosto de 2009**. Brasília, 2009.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria n. 555, de 31 de maio de 2010 [2]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 07 de abril de 2011.

_____. Resolução Normativa n. 77, de 18 de agosto de 2004 [2]. Estabelece os procedimentos de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em: 6 de abr. de 2011.

_____. Resolução Normativa n. 247, de 21 de dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf>>. Acesso em: 23 de fev. de 2011.

BUTLER, Lucy; NEUHOFF, Karsten. Comparison of Feed-in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development. **Renewable Energy**, v. 33, p. 1854 – 1867, fev. 2008.

COMISSÃO EUROPÉIA. Europa. Domínio. Ambiente. Disponível em: <http://europa.eu/pol/env/index_pt.htm>. Acesso em: 01 maio 2011.

_____. Energia para o Futuro: Fontes de Energia Renováveis. Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Acção Comunitários, Comissão Européia, Bruxelas, COM (97) 599, 1997.

_____. Livro Verde: Sobre a Eficiência Energética ou “Fazer mais com Menos”, Comissão Européia, Bruxelas, COM (2005) 265 final, 2005.

_____. Promotion of Electricity from Renewable Energy Source in the International Electricity Market, European Commission, Brussels, Directive 2001/77/EC, 2001.

COSTA, Claudia do Valle. **Política de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Européia para o Caso Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2006. 249f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.ppe.ufrj.br>>. Acesso em: 27 agosto 2010.

COSTA, Claudia do Valle; ROVERE, Emilio La; ASSMANN, Dirk. Technological Innovation Policies to Promote Renewable Energies: Lessons from the European Experience for de Brazilian Case. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 65 – 90, mai. 2006.

COUTURE, Toby; GAGNON, Yves. An Analysis of Feed-in Tariff Remuneration Models: Implications for Renewable Energy Investment. **Energy Policy**, n. 38, p. 955 – 965, nov. 2009.

DIAS, Danilo de Souza; RODRIGES, Adriano Pires. A Regulação das Indústrias de Rede: O Caso dos Setores de Infra-Estrutura Energética. **Revista de Economia Política**, v. 17, p. 71 – 84, jul. – set. 1997.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BOROTNI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, n. 2, v. 11, 2005.

FAGUNDES, Jorge; PONDÉ, João Luiz. **Barreiras à Entrada e Defesa da Concorrência: Notas Introdutórias**. Texto para Discussão n. 1. Cadernos de Estudos. Universidade Cândido Mendes. Rio de Janeiro, 1998. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/grc/publicacoes.php>>. Acesso em: 14 de março de 2011.

FARINA, Elizabeth Maria Mercier Querido. A Teoria dos Mercados Contestáveis e a Teoria da Organização Industrial: Um Artigo-Resenha. **Estudos Econômicos**, São Paulo, v. 20, n. 1, p. 5 – 28, jan. – abr, 1990.

FIANI, Ronaldo. Teoria dos Custos de Transação. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (orgs.). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. P. 269 – 286.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e Crise do Setor Elétrico no Período FHC. **Tempo Social**, São Paulo, v. 15, n. 2, nov. 2003.

IEA. International Energy Agency. By Country. IEA Member Countries. Statistics. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 13 de fev. de 2011.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. 1º Leilão de Fontes Alternativas. São Paulo / Brasília: 2007. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br>>. Acesso em: 07 de abril de 2011.

KUPFER, David. Barreiras Estruturais à Entrada. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (orgs.). **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. P. 109 – 128.

LAIRD, Frank N.; STEFES, Christoph. The Diverging Paths of German and United States Policies for Renewable Energy: Sources or Difference. **Energy Policy**, n. 37, p. 2619 – 2629, abr. 2009.

LANGNIB, Ole; DIEKMANN, Jochen; LEHR, Ulrike. Advanced Mechanisms for the Promoting of Renewable Energy – Models for the Future Evolution of the Germany Renewable Energy Act. **Energy Policy**, n. 37, p. 1289 – 1297, nov. 2009.

LEHR, Ulrike, et. al. Renewable Energy and Employment in Germany. **Energy Policy**, n. 36, p. 108 – 117, nov. 2007.

LORENZO, Helena Carvalho de. O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro. **Perspectivas**, São Paulo, v. 24-25, p. 147 – 170, 2001/2000. Disponível em: <<http://seer.fclar.unesp.br/perspectivas/article/view/406>>. Acesso em: 09 de novembro de 2010.

MANOEL, Paula Scheidt. **Solar Fotovoltaica: Porque Já Investir na Tecnologia do Futuro**. Federal Republic of Germany. Encontro Catarinense da Indústria. Florianópolis, 2010.

MITCHELL, C.; BAUKNECHT, D.; CONNOR, P. M. Effectiveness Through Risk Reduction: a Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the Feed-in System in Germany. **Energy Policy**, n. 34, p. 297 – 305, out. 2004.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia**. 6. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2006.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org.). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2.ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 343 p.

POSSAS, Mario; FAGUNDES, Jorge; PONDÉ, João Luiz. **Defesa da Concorrência e Regulação de Setores de Infra-Estrutura em Transição**. Rio de Janeiro, 1998. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/grc/publicacoes.php>>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2011.

SHEPHERD, William G. Contestability vs. Competition. **American Economic Review**, vol. 74, n. 4, p. 572 – 587, set. 1984.

VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins, et. al. Impacto do PROINFA Sobre a Indústria de Equipamentos: O Caso da Energia Eólica. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, n. 1, 2007, Fortaleza. Disponível em <www.infohab.org.br>. Acesso em: fev. 2011.

VILLELA, Annibal V.; MACIEL, Cláudio S.. **A Regulação do Setor de Infra-Estrutura Econômica: Uma Comparação Internacional**. Texto para Discussão – IPEA, n. 684. Brasília, 1999. Disponível em <<http://www.ipea.gov.br/pub/td/td.html>>. Acesso em 16 de março de 2011.

VINHAES, Elbia; SANTANA, Edvaldo. Mercados Contestáveis e Competição no Novo Modelo Elétrico Brasileiro. **Análise Econômica**, Porto Alegre, ano 18, n. 33, p. 53 – 68, mar. 2000.

APÊNDICE

Entrevista

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E ECONOMIA
MESTRADO EM ECONOMIA

Instituição; Nome do Entrevistado e Cargo.

1. Como o modelo de mercado do setor elétrico tem influenciado no desenvolvimento da produção independente de energia a partir de fontes renováveis (incluindo a autoprodução) no Brasil?
2. Em sua opinião, quais são os principais entraves para o crescimento do número de produtores independentes e autoprodutores no Brasil? (Ou crescimento da geração de energia elétrica por autoprodução?)
3. Os produtores independentes e autoprodutores de baixa potência instalada poderiam ter contribuição significativa no mercado brasileiro?
4. Você tem sugestões para o desenvolvimento da produção independente e autoprodução a partir de energias renováveis? E de energias alternativas como eólica e fotovoltaica?
5. Você poderia avaliar o *trade-off* entre o incentivo a produção de energia a partir de fontes renováveis alternativas e a meta da modicidade tarifária?
6. Em sua opinião, como a questão ambiental interfere no desenvolvimento da produção de energia a partir de fontes renováveis e alternativas?
7. Como você avalia o papel da produção descentralizada de energia elétrica para o atendimento da demanda dos sistemas isolados?