

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR LARISSA
GONÇALVES NOGUEIRA E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 25.07.2011


ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA

Larissa Gonçalves Nogueira

**Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes
Renováveis Alternativas de Energia e o Caso
Específico da Geração Solar Fotovoltaica no
Brasil e no Chile**

Larissa Gonçalves Nogueira

Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis Alternativas de Energia e o Caso Específico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil e no Chile

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi

Campinas

2011

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

Nogueira, Larissa Gonçalves
Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes
Renováveis Alternativas de Energia e o Caso Específico
da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil e no Chile
/Larissa Gonçalves Nogueira. --Campinas, SP: [s.n.],
2011.

Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi.
Dissertação de Mestrado - Universidade
Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia
Mecânica.

1. Mecanismos. 2. Políticas. 3. Setor elétrico.
4. Fontes Alternativas. 5. Brasil. 6. Chile. I. Jannuzzi,
Gilberto De Martino. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.
Título.

Título em Inglês: Policies and Mechanisms to Incentive Alternative Renewable
Energy Sources and the Specific Case of Photovoltaic Solar
Generation in Brazil and in Chile

Palavras-chave em Inglês: Mechanisms, Policies, Electrical Sector, Alternative
Sources, Brazil, Chile

Área de concentração: -

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Sergio Valdir Bajay, Roberto Zilles

Data da defesa: 25/07/2011

Programa de Pós Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

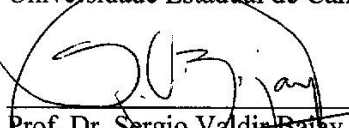
**Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes
Renováveis Alternativas de Energia e o Caso
Específico da Geração Solar Fotovoltaica no
Brasil e no Chile**

Autora: Larissa Gonçalves Nogueira
Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi


A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:



Prof. Dr. Gilberto De Martino Jannuzzi
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Roberto Zilles
Universidade de São Paulo

Campinas, 25 de julho de 2011

Dedico este trabalho a minha mãe, meu porto seguro.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por tudo! Agradeço as dificuldades, que me fizeram mais forte, e as bênçãos, que me motivaram a seguir em frente.

Aos meus pais, Lúcia Gonçalves e Raimundo Nogueira, que alimentaram meus ideais e privaram-se da minha presença, pelo amor.

Aos meus avós, José Viana (*in memorium*) e Alaíde Viana (*in memorium*), pelas belas lembranças que levarei sempre comigo.

A todos meus familiares, em especial à Tia Rosana e à Tia Vani, pelo carinho.

Agradeço ao meu namorado Daniel Hallack, com quem dividi todos os momentos desta dissertação, pelo apoio, pelo incentivo, por fazer parte da minha vida e por me fazer tão feliz ao seu lado.

Agradeço às minhas grandes amigas do curso de Planejamento de Sistemas Energéticos, Maria Sílvia Henriques e Regiane Barros, pelo companheirismo, pelo amparo, pela divisão das alegrias e angústias, e por terem feito minha vida em Barão Geraldo muito melhor.

Ao Prof. Dr. Gilberto De Martino Jannuzzi, pelas oportunidades oferecidas, pela paciência e pela confiança depositada no meu trabalho.

À Prof^a. Dr^a. Carla Kazue Nakao Cavaliero, ao Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay e ao Prof. Dr. Roberto Zilles, pelas sugestões que contribuíram para a melhoria desta dissertação.

Aos professores e aos funcionários do departamento de Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, pelo prazeroso convívio.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo suporte financeiro.

Ao Procobre, pela participação no projeto de pesquisa “Energias Renováveis para Geração de Eletricidade na América Latina: mercado, tecnologias e perspectivas” de grande valia para o desenvolvimento desta dissertação.

Finalmente, agradeço a Deus as tantas pessoas que encontrei no meu caminho dispostas a me ajudar, em especial agradeço ao Daniel Gabriel, a Maira Hallack, a Tia Wilna, a Eda Lúcia e ao Arnaldo Dorna.

*"Comece fazendo o que é necessário,
depois o que é possível, e de repente você
estará fazendo o impossível"*
São Francisco de Assis

Resumo

Apesar da geração de energia elétrica no mundo ainda ser majoritariamente oriunda de combustíveis fósseis e não renováveis, várias políticas de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas de energia têm sido desenvolvidas. Dentre estas fontes, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede se destaca devido à elevada taxa de crescimento dos últimos anos; pelas expressivas reduções de preço e por ser uma das tecnologias-chave para a geração descentralizada de energia elétrica em áreas remotas. Alguns dos benefícios da geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede são: postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e de transmissão; baixo impacto ambiental e tempo reduzido de implantação; redução no carregamento das redes e de perdas; e diversificação da matriz energética. No entanto, observa-se que a fonte tem sido mais bem aproveitada em países com baixos índices de irradiação solar. Chile e Brasil, por exemplo, possuem excelente potencial solar e oportunidades semelhantes de investimento na tecnologia, mas restringiram a utilização da fonte basicamente a sistemas isolados. Neste contexto, algumas iniciativas no Brasil e Chile têm visado o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Esta dissertação tratou de analisar comparativamente as principais barreiras enfrentadas pela geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e, em seguida, sugeriu, através de cenários, quais mecanismos de incentivo seriam mais adequados para a promoção desta tecnologia.

Palavras Chaves: Políticas Públicas, Energia-Fontes alternativas, Geração de energia fotovoltaica, Setor elétrico

Abstract

Despite the generation of electricity in the world is still mainly coming from non-renewable fossil fuels, various policies to encourage the use of alternative renewable energy sources have been developed. Among these sources, electricity generation from photovoltaic systems connected to the grid has shown high rate of growth in recent years, due to the significant price reductions and also for being one of the preferred technologies for decentralized electricity generation in remote areas. Some of the benefits of distributed generation from photovoltaic systems connected to the grid are: postponement of investments needed for expanding distribution and transmission systems, low environmental impact and reduced time to deployment, reduction in network load and losses, improvement of voltage levels during heavy load and electric matrix diversification. Nevertheless, it is observed that the source has been utilized better in countries with low levels of solar radiation. Chile and Brazil, for example, have excellent solar potential and similar opportunities to investment in the technology, but the source use has been basically restricted to isolated systems. However, many initiatives in Brazil and Chile have targeted the development of solar photovoltaic systems in these countries. This thesis has the objective to analyze the major barriers faced by distributed generation from photovoltaic systems connected to the grid and then suggest, through scenarios, which mechanisms would be more appropriate for the promotion of this technology.

Key Words: Public Policies, Energy-Alternative Sources, Photovoltaic energy generation, Electrical sector

Lista de Figuras

Figura 2.1- Geração de Energia Elétrica na Alemanha em 2008	7
Figura 2.2- Capacidade instalada para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis na Alemanha em 2009	8
Figura 2.3- Evolução da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis na Alemanha (GWh).....	12
Figura 2.4- Geração de energia elétrica por fonte em 2009 na Espanha	14
Figura 2.5- Capacidade instalada de fontes renováveis na Espanha (MW)	22
Figura 2.6- Geração de energia elétrica por fonte em 2009 nos Estados Unidos.....	24
Figura 2.7- Políticas Estaduais RPS nos Estados Unidos (Setembro/2010).....	26
Figura 2.8- Capacidade Acumulada e Capacidade Adicional Anual de Fontes Renováveis nos Estados Unidos	27
Figura 2.9- Energia elétrica fornecida no Reino Unido em 2009 por fonte	34
Figura 2.10-ROCs/SROCs/NIROCs emitidos por tipo de tecnologia.....	39
Figura 2.11- Capacidade instalada por tecnologia de 01/04/2010 a 31/03/2011.....	42
Figura 2.12- Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis entre 1990 e 2009	43
Figura 3.1- Tipologia dos instrumentos políticos de incentivo às fontes renováveis.....	48
Figura 3.2- Efeito do progresso tecnológico sobre o mecanismo <i>feed-in tariff</i>	51
Figura 3.3- A redução da tarifa no mecanismo <i>Feed-In tariff</i> e o efeito na renda	52
Figura 3.4- Curva dos custos marginais no Sistema de Leilão.....	54
Figura 3.5- Operação no mercado de certificados verdes (exemplo para dois produtores: A e B).....	55
Figura 3.6- Limitações do desenvolvimento tecnológico na operação do mercado de certificados verdes.....	56
Figura 4.1- Principais Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis na América Latina.....	63
Figura 4.2-Taxas de crescimento médio anual na capacidade instalada de fontes renováveis no mundo	64
Figura 4.3-Posicionamento da oportunidade de investimento em sistemas fotovoltaicos nos países da América Latina	65

Figura 4.4- Capacidade instalada na matriz elétrica brasileira e chilena em 2010.....	67
Figura 4.5- Geração elétrica no Chile para SIC e SING entre 1996 e 2008.....	71
Figura 4.6- Evolução da capacidade instalada no Brasil entre 2001 e 2010	72
Figura 4.7- Evolução da capacidade instalada no Chile entre 1999 e 2008	73
Figura 4.8- Instrumentos aplicados nos diversos estágios de amadurecimento tecnológico de fontes alternativas de energia	74
Figura 4.9- Entrada em operação dos empreendimentos do Proinfa entre 2005 e 2010	79
Figura 4.10- Potência acumulada para biomassa, eólica e PCH prevista pelos leilões específicos realizados até 2010	83
Figura 4.11- Isenção de pagamento pelo uso do sistema de transmissão para MGNC em função da capacidade instalada	91
Figura 4.12- Tarifa final do consumidor residencial com impostos – Atualizado em maio/2011	96
Figura 4.13- Preço médio da eletricidade por setor em alguns países da América Latina (c\$/kWh)	98
Figura 5.1- Cenário 1	123
Figura 5.2- Cenário 2.....	123
Figura 5.3- Cenário 3.....	124
Figura 5.4- Cenário 4.....	125
Figura 5.5- Cenário 5.....	125

Lista de Tabelas

Tabela 2.1- Taxa de redução anual e tarifas para geração com fontes renováveis de energia no EEG	10
Tabela 2.2- Objetivos e trajetória indicativa para a energia produzida a partir de fontes renováveis na Alemanha por atividade/uso final	13
Tabela 2.3- Objetivos do Plano de Fomento às Energias Renováveis 2005-2010 na Espanha.....	16
Tabela 2.4- Remuneração da geração de energia elétrica de origem renovável em vigor para 2010	18
Tabela 2.5- Tarifas e objetivos para as convocatórias de 2009 e 2010	21
Tabela 2.6- Objetivos e trajetória indicativa para a energia gerada a partir de fontes renováveis na Espanha por atividade/uso final.....	23
Tabela 2.7-Síntese das tarifas de remuneração pela eletricidade gerada a partir de fontes renováveis	31
Tabela 2.8- Objetivos e trajetória indicativa para a energia produzida a partir de fontes renováveis na França por atividade/uso final.....	33
Tabela 2.9- Resultado dos leilões na Inglaterra e País de Gales	35
Tabela 2.10- Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NFFO/SRO/NI-NFFO	36
Tabela 2.11-Quotas estipuladas por período	37
Tabela 2.12-Dados sobre o RO na Inglaterra, País de Gales e Escócia	39
Tabela 2.13-Objetivos e trajetória indicativa para a energia produzida a partir de fontes renováveis no Reino Unido por setor	40
Tabela 2.14-Tarifas <i>feed-in</i> e sua duração por tecnologia até 2013	41
Tabela 3.1- Incentivos para a geração distribuída	50
Tabela 4.1- Características avaliadas da geração de energia a partir de SFCR.....	66
Tabela 4.2- Chamadas Públicas para Geração Distribuída.....	69
Tabela 4.3- Capacidade instalada por sistema elétrico e fonte em 30/04/2010 no Chile	69

Tabela 4.4- Valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas da fonte (Base: março de 2004)	78
Tabela 4.5- Resumo dos leilões específicos para fontes alternativas realizados entre 2007 e 2010 no SIN.....	84
Tabela 4.6- Preço final atualizado de acordo com IGP-M no Proinfa e leilões específicos	85
Tabela 4.7- Equipamentos eólicos e solares fotovoltaicos isentos de ICMS.	86
Tabela 4.8- Energia contratada e preço médio por distribuidora entre 2006 e 2009 (indexada em 2009).....	92
Tabela 4.9- Resumo comparativo dos mecanismos no Brasil e no Chile.....	94
Tabela 4.10- Instituições que têm promovido a energia solar fotovoltaica no Brasil	101
Tabela 4.11- Instituições que têm promovido a energia solar fotovoltaica no Chile	107
Tabela 5.1- Tabela de avaliação	114
Tabela 5.2- Pesos da importância relativa dada ao critério	115
Tabela 5.3- País, mecanismo e tecnologia em estudo	118
Tabela 5.4- Critérios propostos, respectivos valores de impacto e escala.....	118
Tabela 5.5- Valoração do impacto dos aspectos de mercado para os países do estudo conforme escala	119
Tabela 5.6- Valoração do impacto dos aspectos regulatórios para os países do estudo conforme escala	119
Tabela 5.7- Valoração do impacto dos aspectos institucionais para os países do estudo conforme escala	120
Tabela 5.8- Valoração do impacto dos aspectos socioambientais para os países do estudo conforme escala	121
Tabela 5.9- Pesos dados às barreiras em cada cenário	122
Tabela 5.10- Critérios e respectivas valorações	122
Tabela 5.11- Compilação dos cinco cenários	126

Lista de Equações

Equação 4.1	109
Equação 5.1	115
Equação 5.2	115
Equação 5.3	116
Equação 5.4	116
Equação 5.5	116
Equação 5.6	116
Equação 5.7	116
Equação 5.8	117
Equação 5.9	117
Equação 5.10	117
Equação 5.11	117

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABINEE: Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADECE: Agência de Desenvolvimento do Ceará
ADEME: *Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie*
AHP: *Analytical Hierarchy Process*
AMD: Apoio Multicritério à Decisão
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
BB: Banco do Brasil
BERR: *Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform*
BNB: Banco do Nordeste do Brasil
CB-SOLAR: Centro Brasileiro para o Desenvolvimento de Energia Solar Fotovoltaica
CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CDEC: Centro de Despacho Econômico de Carga
CEC: *Clean Energy Cashback*
CEF: Caixa Econômica Federal
CORFO: *Corporación de Fomento de la Producción*
CSI: *California Solar Initiative*
CVU: Custo Variável Unitário
DTI: Departamento da Indústria e Comércio
EEG: *Erneuerbare Energien Gesetz* (Lei das Energias Renováveis)
ELECTRE: *Elimination and Choice Translating Reality*
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
ERNC: Energia Renovável Não-Convencional
FDI: Fundo de Desenvolvimento Industrial do Ceará
FFL: *Fossil Fuel Levy*

FIES: Fundo de Incentivo à Energia Solar do Ceará
GD: Geração Distribuída
GEE: Gases de Efeito Estufa
GEF: *Global Environmental Facility*
GT: Grupo de Trabalho
GT-GDSF: Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
ICB: Índice de Custo Benefício
ICE: Índice de Classificação do Empreendimento
ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IFCE: Instituto Federal de Educação Tecnológica do Ceará
Inmetro: Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
IPC: Índice de Preço ao Consumidor
IPI: Imposto sobre Produtos Industrializados
IPT: Instituto de Pesquisas Tecnológicas
LER: Leilão de Energia de Reserva
LES: *Laboratorio de Evaluación Solar*
LFA: Leilão de Fontes Alternativas
LFE: Lei *Feed-in* de Eletricidade
LPT: Luz para Todos
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
NFFO : *Non-Fossil Fuel Obligation*
NIROC: *Northern Ireland Renewables Obligation Certificates*
NSHP: *New Solar Homes Partnership*
OFGEM: *Office for the Gas and Electricity*
PANER-A: Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis da Alemanha
PANER-E: Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis da Espanha
PANER-F: Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis da França
PANER-RU: Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis do Reino Unido
PBE: Programa Brasileiro de Etiquetagem
PBF: *Public Benefits Funds*

PCH: Pequena Central Hidroelétrica
PER: Plano de Energias Renováveis
PIE: Produtores Independentes de Energia
PRODIST: Procedimentos de Distribuição
PROMETHEE: *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation*
PTC: *Production Tax Credit*
PURPA: *Public Utilities Regulatory Policy Act*
RCE: Reduções Certificadas de Emissões
REAP: *Rural Energy for America Program*
REPI: *Renewable Energy Production Incentive*
RO: *Renewables Obligation*
ROC: *Renewable Obligation Certificate*
RPS: *Renewable Portfolio Standard*
SEMACE: Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Ceará
SFCR: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SIC: Sistema Interconectado Central
SIGFI's: Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
SING: Sistema Interconectado do Norte Grande
SROC: *Renewable Obligation Certificates*
SUDENE: Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
TUSD: Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST: Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UE: União Européia
Unicamp: Universidade Estadual de Campinas
UTFSM: *Universidad Técnica Federico Santa María*

SUMÁRIO

Capítulo 1	1
1 Introdução	1
1.1 Motivação e contexto.....	1
1.2. Objetivos e estruturação da dissertação.....	4
Capítulo 2.....	6
2 Políticas de incentivo às fontes renováveis para geração de energia elétrica	6
2.1 Instrumentos de apoio às fontes renováveis na Alemanha	7
2.2. Instrumentos de apoio às fontes renováveis na Espanha	13
2.3. Instrumentos de apoio às fontes renováveis nos Estados Unidos.....	23
2.4. Instrumentos de apoio às fontes renováveis na França.....	30
2.5. Instrumentos de apoio às fontes renováveis no Reino Unido.....	33
2.6. Considerações finais	43
Capítulo 3.....	46
3 Mecanismos de incentivo às fontes renováveis	46
3.1. Mecanismo <i>feed-in tariff</i>	50
3.2. Mecanismo de leilão	53
3.3. Mecanismo de quotas com certificados verdes	54
3.4. Subsídios econômicos.....	57
3.5. Incentivos fiscais	57
3.6. Outros mecanismos.....	58
Capítulo 4.....	61
4 Políticas de incentivo às fontes renováveis no Brasil e no Chile e o caso específico da geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos.....	61
4.1. Geração renovável de energia elétrica no Brasil e Chile.....	66
4.2. Inserção da geração solar fotovoltaica no mercado elétrico brasileiro	74
4.2.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.....	76

4.2.2. Leilões específicos	81
4.2.3. Incentivos Fiscais	85
4.2.4. Fundo de Incentivo à Energia Solar	86
4.2.5. Programa Luz para Todos	88
4.3. Inserção da geração solar fotovoltaica no mercado elétrico chileno	89
4.3.1. Lei nº 19.940	90
4.3.2. Lei nº 20.018	91
4.3.3. Lei nº 20.257	93
4.4. Barreiras regulatórias para a inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile	94
4.4.1. Procedimentos para conexão à rede e injeção da energia gerada na rede de distribuição do Brasil	94
4.4.2. Procedimentos para conexão à rede e injeção da energia gerada na rede de distribuição do Chile	97
4.4.3. Incentivos para redução dos custos de uso e acesso a linhas de distribuição e transmissão no Brasil	98
4.4.4. Incentivos para a redução dos custos de uso e acesso a linhas de distribuição e transmissão no Chile	100
4.5. Barreiras institucionais para a inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile	100
4.5.1. Instituições brasileiras de fomento	101
4.5.2. Sinalização do governo brasileiro	103
4.5.3. Indústria e pesquisa no Brasil	104
4.5.4. Instituições chilenas de fomento	107
4.5.5. Sinalização do governo chileno	108
4.5.6. Indústria e pesquisa no Chile	109
4.6. Aspectos socioambientais para inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile	110
4.6.1. Aceitação social e o uso da terra associados à geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile	111

4.6.2. Emissões de gases de efeito estufa no Brasil e no Chile.....	112
Capítulo 5	113
5 Análise multicritério.....	113
5.1 O método	114
5.2. Aplicação do método	117
5.3. Resultados.....	122
Capítulo 6.....	128
6 Conclusões	128
Referências Bibliográficas	133

1 Introdução

1.1 Motivação e contexto

A energia elétrica se faz cada vez mais necessária à sociedade moderna. O suprimento regular de eletricidade às residências, fábricas e estabelecimentos comerciais tem garantido melhores índices de conforto e longevidade à população além de avanços no campo econômico. Contudo, o padrão de vida da sociedade atual e o aumento na densidade populacional do planeta repercutem no maior uso de recursos energéticos, que acarretam impactos ambientais e, paradoxalmente, vem diminuindo a qualidade de vida da sociedade.

Neste contexto, paralelamente à evolução do setor energético a importância da questão ambiental passou a crescer de forma inegável aos olhos da sociedade (CAVALIERO, 2003).

Visto que a produção de energia elétrica no mundo é majoritariamente oriunda de combustíveis fósseis e não renováveis, como petróleo, carvão mineral e gás natural, que liberam na atmosfera gases tóxicos e poluentes, material particulado e “gases do efeito estufa”, várias políticas de incentivo ao uso de fontes renováveis¹ alternativas² de energia têm sido desenvolvidas, não somente motivadas por questões ambientais, mas também pela importância de diversificação das opções de suprimento, segurança do abastecimento e diminuição dos riscos de aumento excessivo dos preços de combustíveis fósseis.

Dentre as fontes renováveis alternativas, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVR) se destaca pela elevada taxa de crescimento anual médio dos últimos anos —SFVR cresceram em média 60% ao ano durante a última década— pelas expressivas reduções no preço de equipamentos obtida pela indústria solar fotovoltaica e por ser

¹ As fontes renováveis de energia são aquelas cuja taxa de produção do recurso na natureza é maior ou igual à taxa de consumo desse recurso pelo homem, não havendo, portanto, esgotamento da fonte, como por exemplo a energia hidráulica, a energia solar, a eólica e a biomassa (Lopes, 2009).

² O termo fonte alternativa de energia inclui a fonte que não é competitiva técnica (por fatores tecnológicos ou de escala) ou economicamente (altos custos associados à energia gerada) comparada com as fontes convencionais, tais como grandes hidrelétricas, termelétricas a carvão e termelétricas a gás (Dutra, 2007).

uma das tecnologias-chave para a geração descentralizada de energia elétrica em residências (REN21, 2010).

Contudo, apesar da considerável expansão vista nos últimos anos no uso de sistemas fotovoltaicos (23 GW de capacidade acumulada em 2009 e um crescimento em torno de 13.625 MW apenas em 2010), os países situados no cinturão solar (países localizados a uma latitude entre -35° e $+35^{\circ}$ da linha do Equador) pouco têm contribuído para este crescimento (EPIA, 2010; EPIA e GREENPEACE, 2011).

De acordo com EPIA (2010) o uso de sistemas fotovoltaicos pode contribuir para o desenvolvimento social e econômico destes países através da eletrificação, ao mesmo tempo em que reduz a dependência energética da importação. A mesma fonte ainda cita a vantagem da geração próxima a centros de consumo; possibilidade de combinação da fonte com outras fontes convencionais ou renováveis através de sistemas híbridos; competitividade em relação a geradores diesel em alguns locais com elevados índices de irradiação solar; possibilidade de desenvolvimento de uma indústria local; baixos custos operacionais; baixas emissões de carbono; “energy payback” entre 10 e 20 meses; não necessidade de água para operação e inexistência de impactos adversos na qualidade local do ar.

Para a ANEEL (2010) a presença de pequenos geradores próximos às cargas, situação em que se enquadra a geração distribuída (GD) a partir de SFSCR, proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destaca: postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e de transmissão; baixo impacto ambiental; menor tempo de implantação; redução no carregamento das redes; redução de perdas; melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada; provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa; aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição; e diversificação da matriz energética.

Apesar das vantagens da utilização de sistemas fotovoltaicos e da GD a partir de SFSCR, na América Latina, assim como nos vários países do cinturão solar (com exceção da China), a utilização de sistemas fotovoltaicos ainda é insipiente e basicamente restrita a sistemas isolados, embora muitos países da região possuam elevados níveis de irradiação solar e alto potencial de aproveitamento da fonte.

EPIA (2010) avalia, a partir de combinação das variáveis atração de investimento da região e atratividade da tecnologia fotovoltaica para a região, que Chile e Brasil estão entre os dez países do cinturão solar com maior oportunidade de aproveitamento da tecnologia fotovoltaica³ e que tais países possuem uma oportunidade de aproveitamento desta tecnologia muito similar.

Benedito e Zilles (2010) e Salamoni (2009) mostram que a paridade tarifária, momento em que estarão equiparados o custo da geração por meio de SFCR e o valor da tarifa de energia convencional do consumidor final, poderá ocorrer em menos de uma década para diversas localidades brasileiras.

Tais estudos utilizaram diferentes metodologias de cálculo para o tempo de paridade tarifária e assumiram algumas premissas e variáveis, como, por exemplo, taxa de desconto, percentual de redução no custo da geração a partir de sistemas fotovoltaicos, percentual de aumento da tarifa residencial, custo de operação e manutenção do sistema, entre outros.

Ambos os estudos mostram que nas cidades com maior tarifa e cujos SFCR apresentam maior fator de capacidade (C_F)⁴ a paridade tarifária dar-se-á em menos tempo. Assim, em virtude das elevadas tarifas residenciais de alguns países da América Latina, que incluem geração e transporte de energia e elevados encargos e tributos, e dos elevados índices de irradiação solar em várias localidades da região, é possível que já na próxima década a paridade tarifária seja alcançada também em outros países, inclusive no Chile, que possui locais com excelentes níveis de irradiação solar e cuja tarifa residencial é mais elevada que a brasileira.

Além da possibilidade de alcançar a paridade tarifária na próxima década, Brasil e Chile possuem a peculiaridade de terem desenvolvido políticas de incentivo às fontes alternativas baseadas em mecanismos distintos. O Chile é o único país da América Latina cuja principal política de incentivo às fontes alternativas se baseia no mecanismo de quotas. Já no caso do Brasil, o principal incentivo às fontes alternativas tem como base o mecanismo de leilão, embora

³ Segundo este estudo, dentre os países da América Latina apenas o México possui potencial de aproveitamento da tecnologia fotovoltaica superior ao do Brasil e Chile.

⁴ C_F representa a razão entre a energia entregue pelo sistema, no período considerado, e a energia que ele entregaria se operasse 100% do tempo na sua potência nominal, sendo $C_F = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_N \cdot T}$, onde P(t) representa a potência entregue pelo sistema no instante t, em kW; P_N representa a potência nominal do sistema, em kW; T representa o período de integração (convencionou-se que um ano possui 8.760 horas).

com o Proinfa o País também tenha desenvolvido política baseada no mecanismo *feed-in*, que é mecanismo utilizado na Argentina hoje.

Neste contexto, algumas iniciativas no Brasil e no Chile, como a criação do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) e do Fundo de Incentivo à Energia Solar do Ceará (FIES); o estímulo ao uso de energias renováveis em programas de eletrificação rural; o “Programa InvestChile” e o “Programa ERNC de Promoção de Investimentos”; a realização de consultas públicas e projetos de lei visando regulamentar a conexão à rede de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída; e a disponibilidade de subsídios financeiros, econômicos e fiscais, têm visado o desenvolvimento da energia fotovoltaica.

Por este motivo, este trabalho tratou de apontar e classificar comparativamente entre ambos os países algumas das principais barreiras para colocação da GD a partir de SFCR em suas matrizes elétricas e, em seguida, sugeriu, através de cenários, quais mecanismos de incentivo seriam mais positivos para a promoção desta tecnologia.

1.2. Objetivos e estruturação da dissertação

O objetivo final desta dissertação é apontar e analisar comparativamente entre Brasil e Chile as principais barreiras (de mercado, de regulação, institucionais e socioambientais) para a inserção da GD a partir de SFCR nestes países e finalmente propor, a partir de cenários, os mecanismos que seriam mais adequados para fomentar tal tecnologia em cada país.

Existem também objetivos secundários: revisão dos principais mecanismos de incentivos às fontes renováveis; revisão das políticas desenvolvidas em países com consolidada experiência na promoção destas fontes e revisão de importantes políticas brasileiras e chilenas de incentivo às fontes renováveis, além de apresentar a metodologia de análise multicritério e sua aplicação na definição dos mecanismos mais adequados para inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile.

Para tanto a dissertação foi dividida em seis capítulos.

No Capítulo 2 apresenta-se um breve histórico das principais políticas de apoio às fontes renováveis utilizadas na Alemanha, Estados Unidos, Espanha, França e Reino Unido.

Em seguida, o Capítulo 3 faz uma análise teórica dos principais mecanismos de incentivo utilizados atualmente para fomentar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas, sendo enfatizadas as características duais entre os mecanismos baseados em preço e os mecanismos baseados em quantidade.

Já o Capítulo 4 dá um panorama da geração renovável de eletricidade no Brasil e no Chile, além de apresentar aspectos de mercado, institucionais, regulatórios e sociambientais da geração solar fotovoltaica nestes países em particular.

A partir da revisão bibliográfica feita, foi possível, no Capítulo 5, classificar qualitativamente no Brasil e no Chile as principais barreiras do uso de SFCR para GD e, através da metodologia de análise multicritério, foi possível confeccionar cenários que elencaram dentre os principais mecanismos de incentivo (*feed-in*, leilão e quotas) aqueles que teriam mais vantagens de implementação e em qual dos dois países.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho.

2 Políticas de incentivo às fontes renováveis para geração de energia elétrica

Nos últimos anos houve um crescimento significativo na geração renovável de energia e juntamente com os expressivos progressos tecnológicos tais ganhos de escala conduziram a importantes reduções no custo desta energia gerada. Não obstante, muitas das fontes renováveis de energia ainda são consideradas fontes alternativas de energia, com exceção da energia gerada a partir de grandes hidroelétricas, que já é definida como uma fonte convencional.

Dentre os motivos que levaram à adoção de políticas públicas arrojadas de fomento a estas fontes em diversos países desenvolvidos, a ANEEL (2010) destaca: diversificação da matriz energética; redução da dependência de importação de combustíveis fósseis para usinas térmicas, minimizando o risco de variações abruptas no preço do insumo energético; comprometimento internacional de adotar medidas para combater o aquecimento global, por meio da assinatura do Protocolo de Quioto e outros tratados internacionais; cumprimento de metas de redução na emissão de gases de efeito estufa; liderança no desenvolvimento de tecnologia para produção eficiente de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa, maré motriz, geotérmica e outras.

A substituição das fontes convencionais por fontes alternativas de energia ocorre em quatro mercados distintos — geração de energia elétrica; aquecimento de água e do ambiente; combustível para transporte e serviços rurais de energia (não conectados à rede) —sendo necessária a implementação de políticas específicas para vencer as barreiras que impedem as fontes alternativas de se integrarem ao mercado convencional de energia elétrica.

Este capítulo fornece uma visão geral das políticas que foram implementadas na Alemanha, Espanha, Estados Unidos, França e Reino Unido com enfoque no mercado de geração de energia elétrica. Tais países foram selecionados primeiramente devido à vasta experiência no incentivo ao uso de fontes alternativas de energia e secundariamente em função das diferenças entre as políticas desenvolvidas.

2.1 Instrumentos de apoio às fontes renováveis na Alemanha

O início dos incentivos às fontes renováveis de energia na Alemanha pode ser explicado pelo momento econômico criado pelas sucessivas crises do petróleo nos anos 1970; necessidade de garantir o suprimento energético do país, cuja matriz é fortemente dependente de combustíveis fósseis e da importação; crescimento da consciência ecológica e surgimento de políticas voltadas ao meio ambiente em toda a Europa a partir dos anos 1980; e declínio da geração nuclear após o acidente na estação de geração nuclear de Chernobyl em 1986. A Figura 2.1 apresenta a composição da matriz elétrica alemã em 2008, de onde se obtém que uma parcela de apenas 15% é relativa a fontes renováveis.

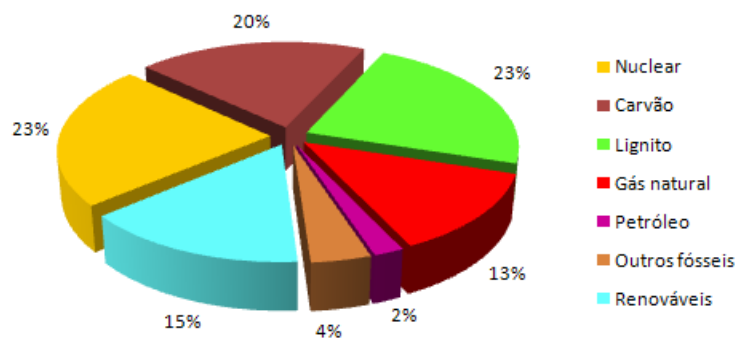


Figura 2.1- Geração de Energia Elétrica na Alemanha em 2008
Fonte: (BMU, 2009a)

A Figura 2.2 apresenta a capacidade instalada para geração de eletricidade a partir de fontes renováveis em 2009, onde se observa a expressiva participação das fontes eólica e solar fotovoltaica na potência instalada de fontes renováveis no país.

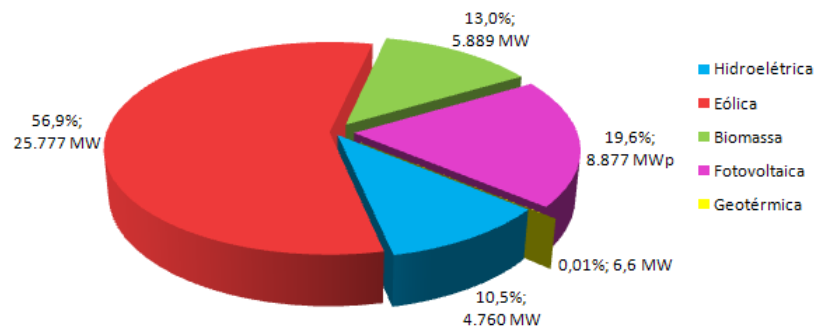


Figura 2.2- Capacidade instalada para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis na Alemanha em 2009

Fonte: Elaboração própria a partir de (BMU, 2010b)

Na Alemanha um importante aspecto das políticas de desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica pode ser visto no desenvolvimento e fortalecimento dos diversos segmentos da indústria local para as diversas fontes de geração de energia elétrica. A indústria alemã, pequena e até vista como obsoleta no final da década de 80, hoje possui uma indústria eólica fortemente orientada à exportação (aproximadamente 80% da produção dos maiores fabricantes alemães é exportada) e que representa em torno de 30% da produção mundial de turbinas (GWEC, 2010, p.42).

Anteriormente a 1989 a Alemanha vinha investindo elevadas somas no desenvolvimento de máquinas eólicas e em subsídios governamentais, contudo, sem resultados visíveis. Em 1989 houve um crescimento inesperado do setor eólico através do lançamento do programa *100 MW Wind Programme*, estendido para *250 MW Wind Programme* em 1991, que subsidiava a instalação e operação de turbinas eólicas. O programa, que culminou em 2006, previa a doação de até 60% dos custos do investimento com limite de € 46.000 e um subsídio à produção por um período de 10 anos de € 0,041/kWh até 1991 e € 0,031/kWh após 1991 (ZSW, 2006).

Outro programa iniciado em 1991 foi o “Programa 1.000 Telhados”, a partir do qual a energia solar fotovoltaica começou a se inserir no mercado energético alemão. Segundo Salamoni (2009), o programa foi administrado pela Instituição de Crédito Alemã para a Reconstrução e garantia o financiamento de 60-79% das instalações, tendo sido instalados cerca de 2.200 sistemas conectados e 5,3 MWp em 1993.

O “Programa Eólico 250 MW” e o “Programa 1.000 Telhados” ganharam impulso com o lançamento, também em 1991, da Lei *Feed-in* de Eletricidade (LFE) (*Stromeinspeisungsgesetz*), que garantia a compra da eletricidade gerada por fontes renováveis a um preço fixo por um prazo

de 20 anos e conexão dos empreendimentos à rede pelas concessionárias de distribuição da energia⁵.

Os empreendimentos iniciais eram, em maioria, de energia eólica e se encontravam no norte da Alemanha, onde havia os melhores regimes de vento. Assim, algumas empresas locais de eletricidade passaram a ter uma carga financeira significativa uma vez que se situavam em regiões de baixa densidade populacional e consumo relativamente baixo de energia e foram obrigadas a comprar uma importante quantidade de energia devido ao elevado número de projetos no local de concessão. Como forma de resolver esta questão, a primeira reforma da Lei, ocorrida em 1998, definia que se mais de 5% da quantidade de eletricidade fornecida por uma empresa aos seus clientes, dentro de um ano, viesse de fontes renováveis, os custos de reembolso adicional, acima dos 5%, seriam cobertos pela próxima empresa situada um nível acima – ou seja, haveria uma transferência dos encargos das empresas locais para as empresas regionais e dessas para os operadores dos sistemas de transmissão (Costa, 2006).

Em 1999, com o crescimento acelerado da energia eólica, a PreussenElektra, um dos operadores dos sistemas de transmissão, anunciou que sua cota seria alcançada em 2000, o que ocasionou uma resistência maior dessas empresas à LFE.

Embora o “Programa 1.000 Telhados” tenha sido considerado um sucesso, a formação de mercado induzido pelo programa não foi forte o suficiente para justificar investimentos em novas instalações industriais de células solares, o que criou uma expectativa pelas indústrias quanto ao lançamento de um sucessor desse programa. A EUROSOLAR então propôs o “Programa 100.000 Telhados” que, com sua aprovação e perspectiva de entrada em vigor, promoveu a instalação de várias indústrias de células solares no país. Em 1º de Janeiro de 1999, o “Programa 100.000 Telhados” entrou em vigor com o objetivo de alcançar até 2003 uma capacidade instalada adicional de 300 MWp em sistemas fotovoltaicos. O programa foi subsidiado através de empréstimos ao investidor com juros baixos (SALAMONI, 2009). Ao final de 1999, 3.500 novos empréstimos foram concedidos para a instalação de mais 9 MWp (JACOBSSON e LAUBER, 2006).

Neste contexto, o governo alemão decidiu lançar em 2000 a Lei das Energias Renováveis (ou EEG – *Erneuerbare Energien Gesetz*), garantindo assim a continuidade do suprimento de

⁵ O preço de pagamento pela geração de origem renovável determinado pela LFE não exclui o subsídio à produção garantido pelo “Programa Eólico 250 MW”, sendo esta a razão da redução do subsídio após 1991.

energia limpa no mercado de energia elétrica. A EEG estipulou um novo sistema de divisão dos custos entre as empresas distribuidoras de forma a equalizá-los; aumentou a meta de participação de fontes renováveis para produção de energia elétrica renovável, passando de 5% para 10% em 2010; incluiu um sistema de tarifas decrescentes diferenciadas para cada fonte renovável de energia elétrica, que deveria ser revisado a cada dois anos para realização dos ajustes necessários (MARTINS, 2010).

O “Programa 100.000 Telhados” e o EEG tornaram pela primeira vez o mercado de células solares atrativo ao investimento. A Alemanha em 2000 já havia se tornado líder mundial em telhados solares, outras indústrias locais já haviam sido instaladas e em menos de 3 anos (na metade de 2003) o limite de 350 MWp do programa foi atingido (Jacobsson et Lauber, 2006). Embora o limite de 350 MWp tenha sido expandido para 1.000 MWp em 2002, os investimentos foram drasticamente reduzidos a partir da metade de 2003 porque os preços pagos pela energia não estavam sendo suficientes sem os empréstimos a juros baixos garantidos pelo “Programa 100.000 Telhados”.

A Tabela 2.1 apresenta as tarifas iniciais e as taxas de redução anual diferenciadas para cada fonte renovável contemplada pela EEG, em sua primeira versão, em 2000.

Tabela 2.1- Taxa de redução anual e tarifas para geração com fontes renováveis de energia no EEG

	Redução anual*	2000 c€/kWh	2001 c€/kWh	2002 c€/kWh	2003 c€/kWh
Hidrelétricas (<500 kW)	0%	7,67	7,67	7,67	7,67
Hidrelétricas (>500 kW)	0%	6,55	6,55	6,55	6,55
Biomassa (<500 kW)	1%	10,23	10,23	10,13	10,03
Biomassa (<5 MW)	1%	9,21	9,21	9,12	9,03
Biomassa (>5 MW)	1%	8,7	8,7	8,61	8,53
Geotérmica (<20 MW)	0%	8,95	8,95	8,95	8,95
Geotérmica (>20 MW)	0%	7,16	7,16	7,16	7,16
Eólica (Primeiros 5 anos)	1,5%	9,19	9,10	8,96	8,83
Eólica (Após os 5 anos)	1,5%	6,19	6,19	6,10	6,01
Solar Fotovoltaica	5%	50,62	50,62	48,09	45,68

*As reduções anuais das tarifas serão aplicadas para instalações comissionadas a partir de 1º Janeiro de 2002 e nos anos subsequentes.

Fonte: (BMU, 2003)

Em 21 de julho de 2004 a EEG foi reformulada e passou a incluir novas fontes de energias renováveis, passando a vigorar a partir de 1º de Agosto de 2004. A partir dessa reforma, a meta de participação das fontes renováveis passou de 10% para 12,5% em 2010 e 20% em 2020. A

reformulação da EEG também se deve às diretivas da União Europeia (UE) para promoção das fontes renováveis no setor elétrico, razão pela qual passou-se a contemplar todas as fontes renováveis no âmbito da EEG (BMU, 2004).

Após sua reformulação, a EEG passou a contemplar as seguintes fontes renováveis: hidroelétricas com até 150 MW de potência; plantas de biogás com capacidade de até 5 MW; gás de minas; térmicas a biomassa com capacidade de até 20 MW; usinas eólicas *on-shore* e *off-shore* e instalações solares fotovoltaicas (DUTRA, 2007).

Em 2008, a EEG passou por uma segunda reformulação, que entrou em vigor em 1º de Janeiro de 2009, a partir da qual foram estabelecidos valores mais alinhados ao mercado para as tarifas de remuneração pela energia gerada, modificou-se para 30% a meta de participação das energias renováveis na geração de eletricidade em 2020 e estabeleceu-se que 50% do consumo total de energia do país devem ser fornecidos a partir de fontes renováveis em 2050 (BMU, 2009b).

A Alemanha também utiliza, desde a promulgação da lei chamada *Initiating the Ecological Tax Reform*, em 01 de abril de 1999, “eco-taxas” aplicadas à eletricidade e aos óleos minerais com o intuito de internalizar os custos ambientais das atividades (CAVALIERO, 2003).

Existe também a chamada eletricidade verde, introduzida no setor elétrico desde 1999, cuja filosofia remete ao envolvimento dos consumidores para estimular a penetração da energia elétrica proveniente de fontes renováveis no mercado a partir da cobrança de uma sobretaxa pela eletricidade verde consumida (CAVALIERO, 2003).

A aplicação de todos os mecanismos citados tem aumentado continuamente a participação das fontes renováveis na matriz elétrica alemã. Enquanto em 1998 a participação era de 4,7%, em 2009 as fontes renováveis respondiam por 16,1% da geração de energia elétrica no País – 6,5% de geração eólica, 5,2% de termoelétricas baseadas em biomassa, 3,3% de geração hidroelétrica e 1,1% de geração solar fotovoltaica. Assim, a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis em 2009 totalizou 93,5 TWh, sendo 77% dessa geração remunerada de acordo com a EEG (BMU, 2010b).

A Figura 2.3 apresenta a evolução das fontes renováveis na matriz elétrica alemã no período entre 1990 e 2009. A taxa média de crescimento anual da geração de energia elétrica no

período foi de 58%, 39%, 17% e 1%, respectivamente, a partir da fonte solar fotovoltaica, eólica, biomassa e hidroelétrica.

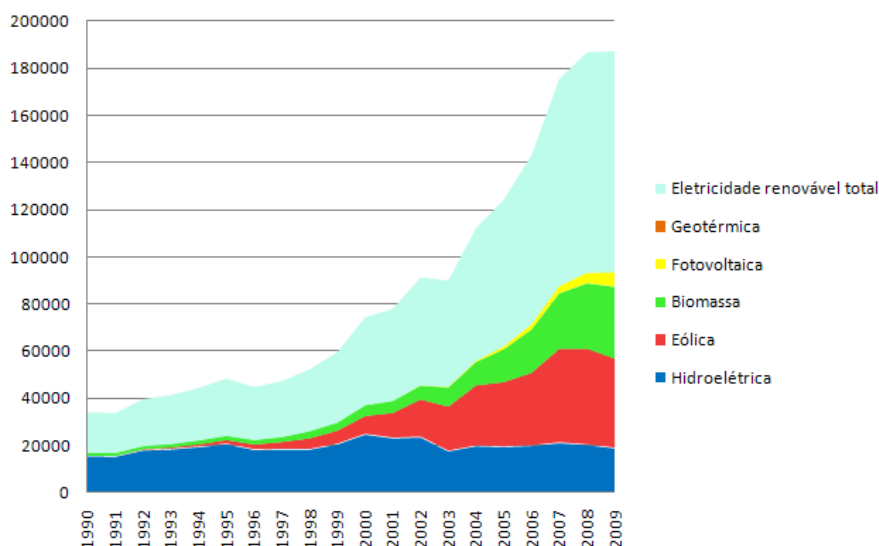


Figura 2.3- Evolução da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis na Alemanha (GWh)

Fonte: Elaboração própria a partir de (BMU, 2010b)

A Diretiva 2009/28/EC, publicada em junho de 2009, reafirma a meta adotada em março de 2007, pelos chefes de Estado e de governo dos países membros da UE, de que, até 2020, 20% do consumo final de energia da UE seja proveniente de fontes renováveis.

A Diretiva também estabelece, para cada país membro da EU, metas nacionais de participação das fontes renováveis no consumo final de energia e a elaboração de um plano nacional para promoção das fontes renováveis, sendo definida a meta de 18% para a Alemanha (EREC, 2008; EU, 2009).

Conforme exigido na Diretiva, foi elaborado o Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis da Alemanha (PANER-A – Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie) para o período 2010-2020, que tem como objetivo final alcançar 18% de fontes renováveis no consumo final de energia do País. No PANER-A 2010-2020 definiu-se objetivos e uma trajetória estimada de participação de fontes renováveis em atividades de aquecimento e refrigeração, geração de eletricidade e transporte, conforme apresenta a Tabela 2.2.

Tabela 2.2- Objetivos e trajetória indicativa para a energia produzida a partir de fontes renováveis na Alemanha por atividade/uso final

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aquecimento e Refrigeração (%)	9,0	9,4	10,0	10,5	11,1	11,7	12,4	13,1	13,9	14,7	15,5
Geração de eletricidade (%)	17,4	19,3	20,9	22,7	24,7	26,8	28,8	31,0	33,3	35,9	38,6
Transporte (%)	7,3	7,5	7,6	7,0	7,0	7,0	7,1	9,3	9,4	9,7	13,2
Consumo final bruto de energia (%)	10,1	10,8	11,4	12,0	12,8	13,5	14,4	15,7	16,7	17,7	19,6

Fonte: (BMU, 2010a)

2.2. Instrumentos de apoio às fontes renováveis na Espanha

O início dos incentivos às fontes renováveis de energia na Espanha foi impulsionado por três objetivos políticos principais: redução das emissões de gases de efeito estufa, diminuição da dependência de combustíveis importados e promoção de uma indústria nacional capaz de gerar empregos.

De acordo com Barroso et al. (2010), as fontes renováveis de eletricidade têm reduzido as emissões de gases de efeito estufa na Espanha em 5% e as emissões do setor de energia em 20%. A redução nas importações de energia é de 8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) ou 7% do total da energia importada. Finalmente, as fontes renováveis promoveram em torno de 90 mil e 110 mil empregos no país (0,5% do total) e são responsáveis por 0,6% do PIB espanhol.

O mecanismo de incentivo implantado na Espanha foi o *feed-in tariff*, modificado algumas vezes a fim de acomodar interesses de diferentes agentes, particularmente o governo (em relação ao impacto financeiro sobre os consumidores de energia elétrica de uma geração crescente a partir de fontes renováveis) e geradores renováveis de energia elétrica (em relação à continuidade do apoio e a adequação dos níveis de apoio).

A Figura 2.4 apresenta a geração de energia elétrica na Espanha em 2009, onde se destaca, entre as fontes renováveis, a participação de 12,4% da fonte eólica e 2,03% da fonte solar e, entre

as fontes fósseis, a participação de 37,2% do gás natural, 17,8% de térmicas nucleares e 12,6% de térmicas a carvão.

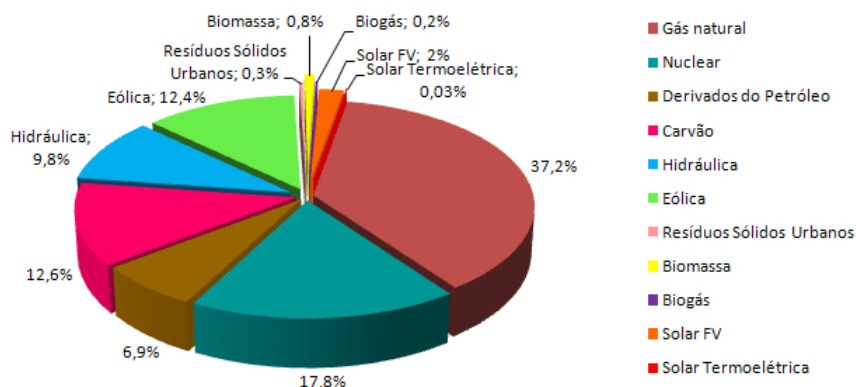


Figura 2.4- Geração de energia elétrica por fonte em 2009 na Espanha
Fonte: Elaboração própria a partir de (MITC e IDAE, 2010)

Os incentivos às fontes renováveis de energia na Espanha começaram por volta dos anos 1980 e, desde então, ainda que tenham ocorrido mudanças na legislação, tem havido continuidade e estabilidade no quadro de promoção de fontes renováveis de energia elétrica.

A Lei 82/1980 de Conservação de Energia, primeiro documento político que justificou o suporte à eficiência energética e às fontes renováveis de energia, foi motivada pela redução da dependência de importação de energia. Foi garantido um preço pela eletricidade injetada na rede a partir de fontes renováveis de energia para instalações de até 5 MW, além da implementação de subsídios ao investimento (GONZÁLEZ, 2008).

A partir do Decreto Real 2.366/1994 os geradores de energia elétrica com base em hidroeletricidade, cogeração ou fonte renovável, com capacidade instalada menor que 100 MW, adquiriram o direito de vender seu excedente de energia elétrica a empresas distribuidoras, que ficaram obrigadas a comprar este excedente a um preço que variava em função das tarifas elétricas, da potência instalada e do tipo de instalação da planta (CNE, 2010b; GONZÁLEZ, 2008).

Com a publicação da Lei 54/1997 diferenciou-se os geradores de energia elétrica em Regime Ordinário dos geradores em Regime Especial⁶, garantiu-se o acesso à rede de

⁶ Na Espanha, os produtores de energia elétrica em Regime Especial (relativo à geração através de cogeração, energias renováveis e de resíduos em instalações de potência não superior a 50 MW) podem vender sua

distribuição dos geradores em Regime Especial e estabeleceu-se que as fontes renováveis devem alcançar 12 % da demanda energética na Espanha em 2010 (CNE, 2010b).

O Decreto Real 2818/1998 definiu os procedimentos administrativos e as condições das plantas para que acessem o Regime Especial. A partir de então os geradores de fontes renováveis de energia elétrica passam a ter duas alternativas para a venda de sua energia: através do preço de mercado, acrescido de uma tarifa-prêmio, ou através de um preço fixo total (preço *feed-in*), sendo ambos os preços (*premium* e *feed-in*) repassados para o consumidor final, corrigidos anualmente e revisados a cada quatro anos (GONZÁLEZ, 2008; BARROSO et al., 2010).

Em 1999 foi criado o Plano de Fomento às Energias Renováveis, que estabeleceu os objetivos de crescimento necessários a cada uma das tecnologias renováveis para alcançar 12% da demanda energética a partir de fontes renováveis em 2010. O plano foi atualizado em 2005 pelo Plano de Fomento às Energias Renováveis 2005-2010, cujos objetivos são alcançar 12,1% do consumo de energia primária e 30,3% do consumo de eletricidade a partir de fontes renováveis em 2010 e um consumo de biocombustíveis de 5,83% sobre o consumo de gasolina e gásóleo previstos para o transporte também em 2010. A Tabela 2.3 apresenta os objetivos previstos pelo Plano para o setor elétrico, onde a biomassa e a energia solar fotovoltaica se destacam por possuírem as maiores taxas médias de crescimento anual no período (respectivamente de 43% e 61%).

energia excedente ou sua geração à tarifa regulada, no caso de venda ao distribuidor, ou ao próprio mercado, seja diretamente ou através de um representante (CNE, 2011).

Tabela 2.3- Objetivos do Plano de Fomento às Energias Renováveis 2005-2010 na Espanha

Geração de eletricidade	Situação em 2004			Objetivo de Incremento			Situação Objetivo em 2010		
	Potência (MW)	Geração (GWh)	Geração de Energia Primária (ktep)	Potência (MW)	Geração (GWh)	Geração de Energia Primária (ktep)	Potência (MW)	Geração (GWh)	Geração de Energia Primária (ktep)
Hidráulica (> 50 MW)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (entre 10 MW e 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.481	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomassa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.016	5.138
Resíduos Sólidos Urbanos	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	53
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeletrica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
Total Setor Elétrico	27.032	60.096	5.973	15.462	42.163	7.602	42.494	102.259	13.575

Fonte: (MITC e IDAE 2005, p.16)

Em 2004, através do Decreto Real 436, foram incorporadas modificações no Decreto Real 2818. Os geradores a partir de fontes renováveis passaram a poder vender a energia elétrica gerada no mercado livre ou às distribuidoras, sendo, em ambos os casos, o preço atrelado à tarifa média anual de eletricidade.

No caso de venda às distribuidoras, a tarifa regulada de pagamento pela eletricidade gerada é definida como uma porcentagem da média anual da tarifa de energia elétrica. No caso de venda no mercado livre é pago o preço de mercado acrescido de um incentivo à participação no mercado livre e um *premium*, sendo o *premium* e o incentivo calculados a partir da média anual da tarifa de energia elétrica. A revisão de tarifas, *premiums* e incentivos é feita a cada quatro anos a partir de 2006 e somente afeta às novas instalações, ou é feita no caso das tecnologias terem

alcançado as metas estipuladas para potência instalada⁷ (150 MW para instalações de até 100 kW para energia solar fotovoltaica, 200 MW para as instalações restantes de energia solar fotovoltaica, 13.000 MW para energia eólica, 3.200 MW para biomassa, etc).

As tarifas, *premiums* e incentivos são garantidos durante toda a vida-útil da planta, contudo as tarifas são reduzidas (em alguns casos também se reduz o *premium* e/ou o incentivo) após um determinado período (25 anos no caso da energia solar, entre 5 a 15 anos no caso da energia eólica, 20 anos para energia geotérmica, 25 anos para energia gerada a partir de uma pequena central hidroelétrica (PCH), 15 anos para resíduo sólido urbano, 20 anos para biomassa, etc).

Em 26 de maio de 2007 foi aprovado o Decreto Real 661, que regulamentou a atividade de geração de energia elétrica em Regime Especial. Assim, foi substituído o Decreto Real 436/2004 e se estabeleceu um regime de transição (exceto para energia solar). As plantas comissionadas até 1/1/2008 que vendiam sua eletricidade para as distribuidoras poderiam escolher estar sujeitas à tarifa regulada pelo Decreto Real 436 ou pelo Decreto Real 661 e aquelas que vendiam sua eletricidade no mercado livre poderiam optar por continuar recebendo até 31/12/2012 o *premium* e incentivo garantido pelo Decreto Real 436.

Com o Decreto Real 661 a venda de energia elétrica à distribuidora continua sendo remunerada a partir de uma tarifa regulada, mas a venda de energia elétrica no mercado livre deixa de receber o incentivo anteriormente previsto pelo Decreto Real 436, passando a ser estipulado um *premium* de referência, preços teto e piso⁸. A remuneração em ambos os casos deixa de estar atrelada à média anual da tarifa de energia elétrica e passa a estar vinculada ao índice de preço ao consumidor (IPC) e ao preço do gás natural. O estabelecimento de remunerações piso e teto e a desvinculação da remuneração em relação à tarifa média anual foram motivadas pela tentativa de redução dos custos aos consumidores finais.

Além disso, o Decreto Real 661/2007 define um *premium* para as instalações com potência superior a 50 MW que utilizem energias renováveis (com exceção da energia hidráulica), centrais de co-geração e instalações de co-combustão a biomassa e/ou biogás e prevê ainda o início da elaboração do Plano de Energias Renováveis (PER) 2011-2020.

⁷ O Decreto Real 436/2004 não determina uma meta para a capacidade instalada de energia solar térmica.

⁸ No caso de venda no mercado livre a remuneração passa a resultar do preço do mercado complementado por um *premium*, o qual varia de modo a garantir uma remuneração mínima, em caso de baixos preços de mercado, e uma remuneração máxima, em caso de preços de mercado elevados.

Assim como no Decreto Real 436, cada tecnologia possui uma potência instalada objetivo. Uma vez que se alcance 85% da potência objetivo será estabelecido um prazo máximo para recebimento do *premium* e tarifa *feed-in* pelas instalações, sendo definido o recebimento de uma remuneração diferenciada posteriormente a essa dada.

A Tabela 2.4 indica os níveis de remuneração para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis para o ano de 2010 em função das tecnologias e da alternativa de remuneração escolhida pelo proprietário do empreendimento.

Tabela 2.4- Remuneração da geração de energia elétrica de origem renovável em vigor para 2010

2010	Opções de venda de eletricidade			Opção (a)		Opção (b)	
				Mercado Regulado		Mercado Livre	
Grupo	Subgrupo	Potência	Prazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Premium de referência (c€/kWh)	Limite superior (c€/kWh)	Limite inferior (c€/kWh)
b.1 Solar	b.1.1. fotovoltaica	P ≤ 100 kW	Primeiros 25 anos	46,5897			
			A partir de então	37,2718			
		100 kW < P ≤ 10 MW	Primeiros 25 anos	44,169			
			A partir de então	35,3352			
		10 < P ≤ 50 MW	Primeiros 25 anos	24,3077			
			A partir de então	19,4462			
	b.1.2. solar térmica	Primeiros 25 anos	28,4983	26,8717	36,3906	26,8757	
		A partir de então	22,7984	21,4973			
b.2 Eólica	b.2.1. (em terra)	Primeiros 25 anos	7,7471	3,0988	8,9866	7,5405	
		A partir de então	6,4746				
	b.2.2. (no mar)	Primeiros 25 anos		8,9184	17,3502		
		A partir de então					
b.3	(geotérmica, ondas, marés, correntes marinhas, oceanotérmica)	Primeiros 25 anos	7,2892	4,0672			
		A partir de então	6,8872	3,2373			
b.4 hidroelétrica		P ≤ 10MW	Primeiros 25 anos	8,2519	2,6495	9,0137	6,8978
			A partir de então	7,4268	1,4223		
b.5 hidroelétrica		10MW < P ≤ 50MW	Primeiros 25 anos	*	2,2263	8,4635	6,4746
			A partir de então		1,4223		

2010	Opções de venda de eletricidade			Opção a) Mercado Regulado	Opção b) Mercado Livre		
Grupo	Subgrupo	Potência	Prazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Premium de referência (c€/kWh)	Limite superior (c€/kWh)	Limite inferior (c€/kWh)
b.6 biomassa	b.6.1. culturas energéticas	P≤ 2MW	Primeiros 25 anos	16,8096	12,6723	17,5936	16,3029
			A partir de então	12,4764			
		P> 2MW	Primeiros 25 anos	15,5084	11,1562	15,9643	15,0968
			A partir de então	13,0624			
	b.6.2. resíduos agrícolas ou de jardinagem	P≤ 2MW	Primeiros 25 anos	13,2994	9,162	14,0812	12,7905
			A partir de então	8,9663			
		P> 2MW	Primeiros 25 anos	11,3771	7,0249	11,8384	10,9804
			A partir de então	8,5334			
	b.6.3. resíduos florestais	P≤ 2MW	Primeiros 25 anos	13,2994	9,162	14,0812	12,7905
			A partir de então	8,9663			
		P> 2MW	Primeiros 25 anos	12,5148	8,1633	12,9704	12,1028
			A partir de então	8,5334			
b.7 estrume, biocombustíveis ou biogás	b.7.1. biogás de aterros sanitários		Primeiros 25 anos	8,4551	4,4721	9,4792	7,8711
			A partir de então	6,8872			
	b.7.2. biogás de biodigestores	P≤500kW	Primeiros 25 anos	13,8262	10,8104	16,2182	13,0656
			A partir de então	6,8872			
		P>500kW	Primeiros 25 anos	10,2409	6,587	11,6691	10,1033
			A partir de então	6,8872			
	b.7.3. estrume		Primeiros 25 anos	5,6706	3,738	8,8126	5,3955
			A partir de então	5,6706			

2010	Opções de venda de eletricidade			Opção a) Mercado Regulado	Opção b) Mercado Livre		
Grupo	Subgrupo	Potência	Prazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Premium de referência (c€/kWh)	Limite superior (c€/kWh)	Limite inferior (c€/kWh)
b.8 biomassa de instalações industriais	b.8.1. biomassa de aterro	P ≤ 2MW	Primeiros 25 anos	13,2994	9,162	14,0812	12,7905
			A partir de então	8,9663			
		P > 2MW	Primeiros 25 anos	11,3771	7,0249	11,8384	10,9804
			A partir de então	8,5334			
	b.8.2. biomassa – instalações florestais	P ≤ 2MW	Primeiros 25 anos	9,8177	5,6814	10,6006	9,2993
			A partir de então	6,8872			
		P > 2MW	Primeiros 25 anos	6,8851	2,5329	7,3421	6,4746
			A partir de então	6,8851			
	b.8.3. biomassa – licor negro	P ≤ 2MW	Primeiros 25 anos	9,8177	5,9439	10,6006	9,2993
			A partir de então	6,8872			
		P > 2MW	Primeiros 25 anos	8,4635	3,8813	9,5215	7,9346
			A partir de então	6,8851			

Nota: * A tarifa regulada para as instalações do grupo b.5 para os primeiros 25 anos desde a entrada em operação será: $(6,6+1,2x((50-P)/40))x1,0605$ sendo P a potência da instalação.

** A tarifa regulada para as instalações do grupo b.5 para o vigésimo sexto ano e seus sucessivos desde a entrada em operação será: $(5,94+1,080x((50-P)/40))x1,0605$ sendo P a potência da instalação.

Fonte: (MITC e IDAE, 2010)

Contudo, o crescimento da potência instalada experimentado pela tecnologia solar fotovoltaica foi muito superior ao esperado. No fim de 2007 as instalações solares fotovoltaicas tinham superado a meta do governo (400 MW em 2010) com antecedência de três anos.

Assim, foi instituído em setembro de 2008 o Decreto Real 1578, que tratou da remuneração da geração de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos para instalações posteriores à data limite de permanência da remuneração definida pelo Decreto Real 661, com o objetivo de estimular a aplicação de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações.

O Decreto Real 1578 classifica as novas instalações em dois tipos: as localizadas em telhados (tipo I) e as localizadas no solo (tipo II). Para as instalações localizadas em telhados existem dois subtipos: instalações com potência inferior ou igual a 20 kW (subtipo I.1) e as que

possuem potência entre 20 kW e 2 MW (subtipo I.2). No tipo II estão as instalações não situadas em edificações urbanas, com potência máxima de 10 MW. Definiu-se, também, a realização de convocatórias anuais com quotas de potência para cada tipo e subtipo com o objetivo de contratar uma potência em torno de 500 MW ao ano. Para contribuir ao alcance das quotas, o Decreto Real 1578 cria um registro de inscrição, no qual os projetos interessados em receber as tarifas estabelecidas deverão se inscrever.

As tarifas são ajustadas anualmente a partir de uma fórmula de ajuste. Para cada tecnologia (I.1, I.2 e II), caso seja inscrita uma potência inferior a 75% do objetivo fixado para convocatória, mantém-se a tarifa na convocatória na seguinte. Caso seja cumprido 75% ou mais do objetivo fixado, a tarifa se reduz proporcionalmente à potência inscrita (redução de 0% no caso de se inscrever exatamente 75% do objetivo e redução de 2,6% no caso de se inscrever exatamente 100% do objetivo) (MITC e IDAE, 2010). A Tabela 2.5 apresenta as tarifas e os objetivos definidos por tecnologia durante as convocatórias de 2009 e 2010.

Tabela 2.5- Tarifas e objetivos para as convocatórias de 2009 e 2010

2009									
	Tipo	1ª Convocatória		2ª Convocatória		3ª Convocatória		4ª Convocatória	
Tarifa (c€/kWh)	I.1	34,0000		34,0000		34,0000		34,0000	
	I.2	32,0000		32,0000		32,0000		32,0000	
	II	32,0000		30,7189		29,9113		29,0857	
		Objetivo	Inscrito	Objetivo	Inscrito	Objetivo	Inscrito	Objetivo	Inscrito
Objetivo (MW)	I.1	6,675	1,669	6,675	3,631	6,675	2,786	6,675	4,670
	I.2	60,075	20,916	60,075	31,691	60,075	35,601	60,075	60,104
	II	58,250	66,113	94,552	94,718	89,512	90,411	85,620	89,955
2010*									
	Tipo	1ª Convocatória		2ª Convocatória		3ª Convocatória			
Tarifa (c€/kWh)	I.1	34,0000		33,4652		33,0597			
	I.2	31,1665		30,3099		29,5200			
	II	28,1045		27,3307		26,5509			
		Objetivo	Inscrito	Objetivo	Inscrito	Objetivo	Inscrito		
Objetivo (MW)	I.1	6,675	6,016	6,653	6,675	4,670			
	I.2	61,640	62,522	61,439	60,075	60,104			
	II	50,033	50,894	51,339	85,620	89,955			

Nota: *Até a data de publicação da referida fonte a terceira convocatória de 2010 tinha sido provisoriamente fixada.

Fonte: (MITC e IDAE, 2010, p.122)

A capacidade instalada objetivada para energia solar fotovoltaica em 2010 pelo Plano de Fomento às Energias Renováveis 2005-2010 era de 400 MW, cujo objetivo foi bastante antecipado. Em 2009 a potência instalada no regime especial para tecnologia solar era de 3.479

MW (REE, 2010) e em 2010 a potência instalada termosolar alcançou 432 MW, tornando a Espanha o país com maior potência termosolar do mundo (JORNAL DA ENERGIA, 2010a).

A Espanha também concede apoio financeiro para investimentos com base em fontes renováveis através de subvenções ou empréstimos a baixas taxas de juros. Algumas tecnologias recebem um apoio adicional fiscal através de isenções e reduções fiscais ou reembolso de impostos (MITC e IDAE, 2010, p.124).

Ainda que o País tenha se tornado um dos líderes mundiais em capacidade instalada de fontes renováveis, principalmente para energia eólica e solar, outras fontes potenciais, como a biomassa, não apresentaram o desenvolvimento esperado. As razões apontadas para isso se referem a questões não técnicas, tais como problemas de logística e questões contratuais, e não ao nível de apoio econômico dado (BARROSO et al., 2010).

A Tabela 2.5 mostra a evolução da capacidade instalada na Espanha no período entre 1990 e 2009, onde se observa o grande incremento das fontes eólica e solar.

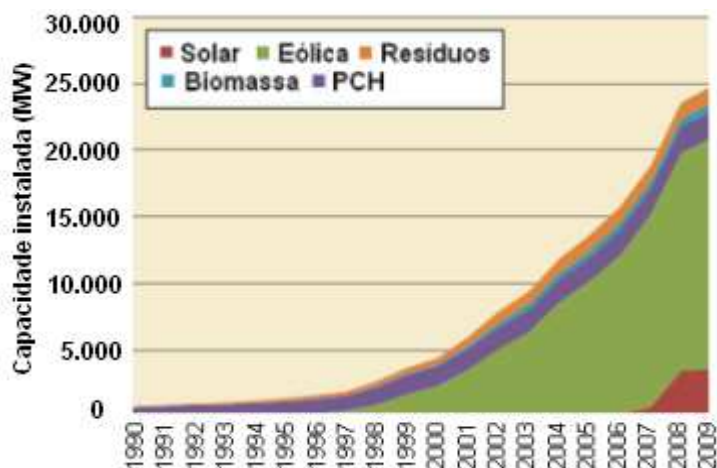


Figura 2.5- Capacidade instalada de fontes renováveis na Espanha (MW)
Fonte: (BARROSO et al., 2010)

Barroso et al. (2010) ressaltam que não apenas o mecanismo *feed-in* aplicado no país promoveu o desenvolvimento do setor de fontes renováveis. De acordo com o autor, a obrigação das distribuidoras de adquirir toda a geração de energia elétrica de origem renovável, exceto em condições de limitação técnica, e, às vezes mais importante, o papel ativo de governos regionais,

que ajudaram na criação de um ambiente favorável ao investimento e obtenção de licenciamento ambiental, foram decisivos para esse desenvolvimento.

Conforme determinação da Diretiva 2009/28/CE do Parlamento e Conselho Europeu de 23 de abril de 2009, foi elaborado o Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis da Espanha (PANER-E – Plan de Acción Nacional de Energias Renovables de España) 2011-2020. O PANER-E tem como objetivos gerais alcançar 20% de fontes renováveis no consumo final de energia em 2020 e, no mesmo ano, alcançar 10% do consumo de energia no setor de transporte proveniente de fontes renováveis.

No PANER-E foram definidos objetivos e uma geração estimada de energia a partir de fontes renováveis em atividades de aquecimento e refrigeração, geração de eletricidade e transporte, conforme a Tabela 2.6.

Tabela 2.6- Objetivos e trajetória indicativa para a energia gerada a partir de fontes renováveis na Espanha por atividade/uso final

%	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aquecimento e Refrigeração	11,3	11,7	12	12,5	13,2	14	14,9	15,9	17	18,1	18,9
Geração de eletricidade	28,8	29,8	31,2	31,9	32,9	33,8	34,3	35,7	36,9	38,2	40,0
Transporte	6	6,1	6,5	6,5	8,2	9,3	10,4	11,1	12	12,7	13,6
Consumo final bruto de energia	13,6	14,2	14,8	15,4	16,5	17,4	18,3	19,4	20,4	21,5	22,7

Fonte: (MITC e IDAE, 2010)

2.3. Instrumentos de apoio às fontes renováveis nos Estados Unidos

Os Estados Unidos possuem uma matriz elétrica fortemente baseada em fontes fósseis, principalmente carvão (44,6%) e gás natural (23,28%). As fontes renováveis representam apenas 10,3% do parque gerador elétrico, sendo 6,8% referente à hidroeletricidade e 1,79% à fonte eólicoelétrica. Ou seja, desconsiderando a participação hidroelétrica, obtém-se que as fontes renováveis alternativas representaram apenas 3,6% da geração de eletricidade nos Estados Unidos em 2009, conforme apresenta a Figura 2.6.

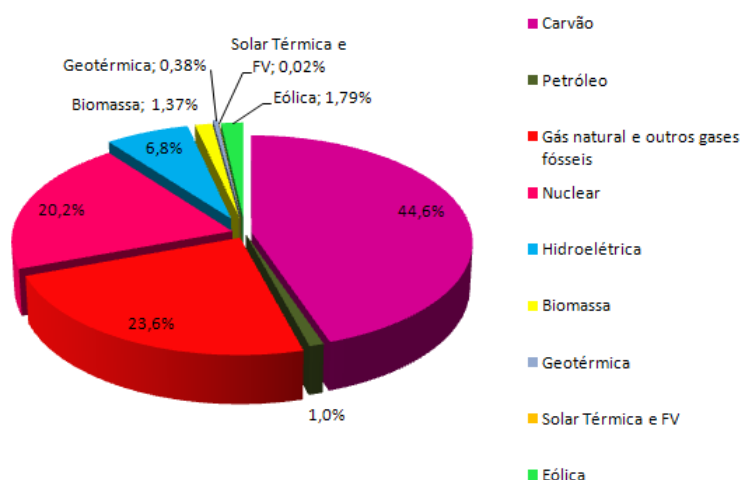


Figura 2.6- Geração de energia elétrica por fonte em 2009 nos Estados Unidos
 Fonte: Elaboração própria a partir de (EIA, 2010)

O primeiro programa federal de incentivo à geração a partir de fontes renováveis nos Estados Unidos foi o *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA). Introduzido em 1978, o PURPA determinava que as empresas concessionárias deveriam conectar e comprar a eletricidade gerada por produtores independentes e autoprodutores cuja geração fosse de origem renovável ou co-geração qualificada quando seus preços fossem menores que os custos evitados das empresas concessionárias.

A Califórnia foi precursora do mecanismo *feed-in* ao implementar o PURPA, que envolveu a realização de contratos de longo prazo prevendo pagamentos a preços fixos (e em alguns casos crescentes) pela eletricidade gerada durante todo ou parte do período do contrato, sendo os custos dos contratos cobertos através de tarifas mais elevadas de eletricidade para os consumidores. A realização de contratos de longo prazo combinado com o pagamento de tarifas fixas pela eletricidade gerada garantiu aos geradores um mercado para compra de sua produção e facilitou a obtenção de financiamento bancário. Assim, nos anos 1980 a Califórnia se tornou líder mundial no uso de fontes renováveis de energia (SAWIN, 2004).

No início dos anos 1990 começou um período de estagnação no mercado de energia renovável em virtude de fatores como: entrada em operação de algumas usinas nucleares; baixos preços praticados do gás natural; retirada de alguns incentivos estaduais às fontes renováveis e reestruturação do setor energético de vários estados, motivando o surgimento de um clima de incertezas pelos investidores (MARTINS, 2010).

Atualmente nos Estados Unidos vários mecanismos têm sido utilizados, seja na esfera estadual ou federal, para promover o uso de fontes alternativas para geração renovável de eletricidade. Um dos mecanismos mais aplicados é o *Renewable Portfolio Standard* (RPS), que está entre os maiores condutores de adições na capacidade instalada de fontes renováveis.

O RPS determina que certa quantidade (kWh ou kW), ou uma porcentagem da energia elétrica fornecida, seja oriunda de fontes renováveis. Uma importante característica do RPS está no fato da política definir a quantidade de energia que deverá ser proveniente de fontes renováveis. Contudo, é o mercado que define quais fontes atenderão a essa quantidade.

Os fornecedores de energia elétrica são obrigados a comprovar o cumprimento anual das metas, sendo as exigências muitas vezes apoiadas por algum tipo de penalidade em caso de não cumprimento. É possível cumprir a meta através do fornecimento de energia elétrica de origem renovável ou indiretamente através da compra de créditos em energia renovável⁹, que são certificados negociáveis que atestam que a eletricidade gerada em determinado local provém de fontes renováveis.

A formatação das políticas RPS varia significativamente entre os estados americanos. Não existe concordância sobre quais fontes renováveis poderão ser utilizadas para cumprimento da meta. Algumas políticas permitem que uma fonte não renovável selecionada ou mesmo ações não relacionadas à geração, como eficiência energética, possam ajudar no cumprimento de uma parcela da meta. A elegibilidade de empreendimentos já existentes de fontes renováveis e a localização dos geradores são aspectos que também variam entre as políticas.

Conforme mostra a Figura 2.7, já foram aplicadas políticas baseadas no mecanismo RPS em 29 estados americanos, além de Washington e Porto Rico, e em oito estados foram definidas metas não obrigatórias. Alguns estados definiram metas mais agressivas, como Califórnia (33% em 2020), Nevada (25% em 2025) e Maine (22,1% em 2020 e 15% de novas fontes em 2020), enquanto outros foram mais cautelosos, como Pensilvânia (18% em 2021) e Arizona (15% em 2015). Atualmente, em 16 estados americanos, além de Washington, também existem metas no RPS específicas para uma fonte renovável (normalmente energia solar) ou para geração distribuída (DSIRE, 2011).

⁹ Os créditos de geração renovável de energia elétrica são instrumentos de mercado criados para separar o atributo da geração de energia elétrica da eletricidade fisicamente produzida.

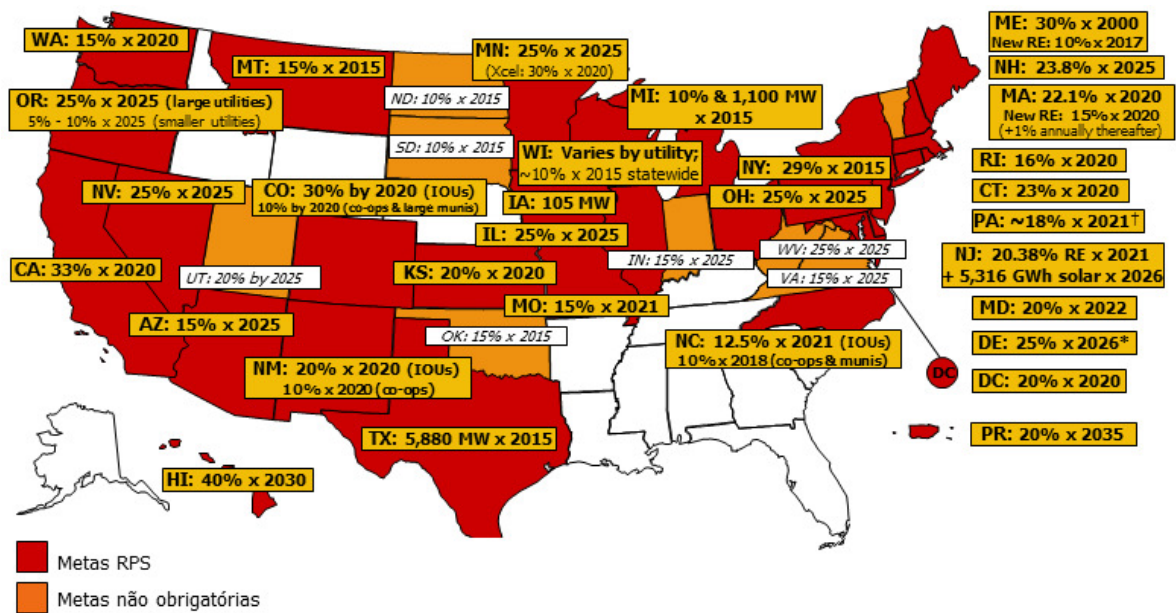


Figura 2.7- Políticas Estaduais RPS nos Estados Unidos (Setembro/2011)
 Fonte: (DSIRE, 2011)

O RPS tem dado uma importante contribuição para a expansão no uso de fontes renováveis nos Estados Unidos. A Figura 2.8 mostra a capacidade acumulada e a capacidade adicional anual de fontes renováveis nos Estados Unidos no período entre 1998 e 2008 diferenciando entre os programas que utilizam e não utilizam RPS. Na Figura 2.8 observa-se uma ligeira estabilização entre 2005 e 2007 e um acréscimo em 2008 na capacidade adicional instalada nos estados sem adoção de RPS, bem como a evolução contínua na capacidade acumulada e adicional nos estados que adotaram RPS.

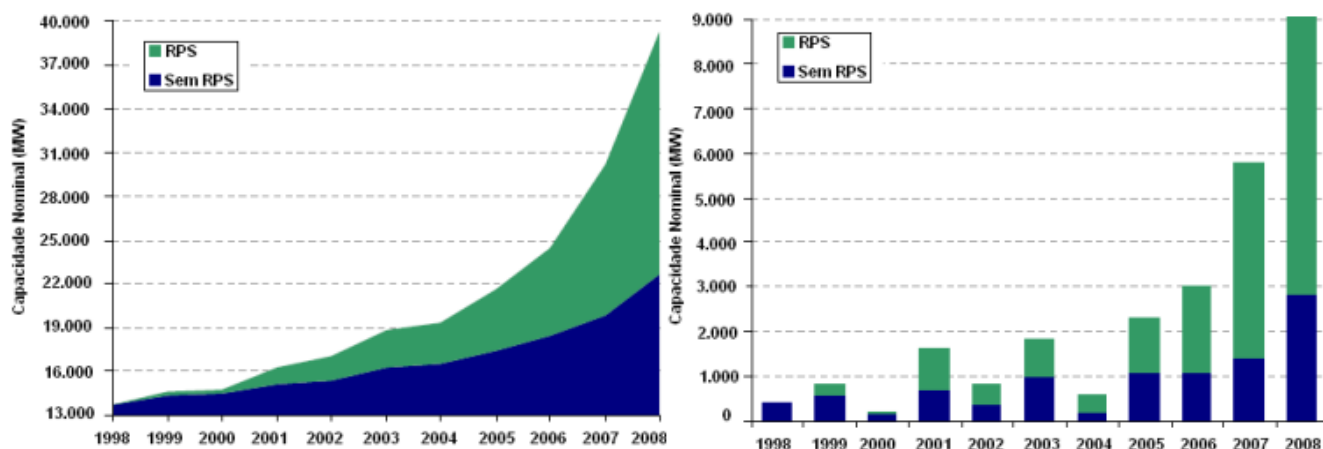


Figura 2.8- Capacidade Acumulada e Capacidade Adicional Anual de Fontes Renováveis nos Estados Unidos
 Fonte: (DEYETTE, 2009)

Embora as políticas baseadas no RPS já tenham tido um impacto considerável no desenvolvimento das fontes renováveis, a capacidade adicional contratada ainda não capta plenamente o impacto das políticas RPS existentes, uma vez que muitas políticas foram recentemente promulgadas e apenas recentemente começaram as contratações de fontes renováveis. Na Califórnia a capacidade renovável contratada desde a promulgação em 2002 da RPS foi de 7.000 MW, sendo 1.100 MW contratados apenas em 2007 (WISER e BARBOSE, 2008).

O RPS da Califórnia, criado por meio do *Senate Bill* 1078, determina que, a partir de um acréscimo anual de 1%, até 2017 20% da eletricidade comercializada no Estado seja proveniente de fontes renováveis de energia. Assim, em 2003 foi lançado o 1º Plano de Ação de Energia da Califórnia, determinando que, em 2010, 20% da energia elétrica comercializada seja proveniente de fontes renováveis. Em 2005 foi adotado o 2º Plano de Ação de Energia, definindo a meta de que, em 2020, 33% da energia elétrica comercializada seja proveniente de fontes renováveis. Finalmente, em 2008, o Plano anterior foi atualizado, conforme as mudanças no panorama político, incluindo descrições das ações destinadas ao cumprimento das metas anteriores (STATE OF CALIFORNIA, 2008).

Outro mecanismo que vem sendo utilizado nos Estados Unidos é o *Public Benefits Funds* (PBF), que dá suporte a programas de caráter público, como ações de eficiência energética, assistência energética a consumidores de baixa renda, pesquisa e desenvolvimento e energias

renováveis, cuja coleta de fundos se dá a partir da adição de uma taxa à tarifa de eletricidade do consumidor. Hoje existem 18 estados, além de Washington, que utilizam o PBF. Juntos estes estados deverão arrecadar cerca de U\$ 7,2 bilhões destinados à geração a partir de fontes renováveis até 2017.

Na Califórnia, o orçamento previsto pelo fundo para investimento em fontes renováveis englobou, mais recentemente, a campanha “Go Solar California!” (2007-2016), que envolve vários programas: o “California Solar Initiative” (CSI), que remunera a energia solar gerada, o “New Solar Homes Partnership” (NSHP), que oferece incentivos financeiros aos construtores para a aplicação de sistemas solares eficientes em novas construções, além de apoio a programas de concessionárias. O CSI tem um orçamento de U\$ 2.167 milhões, o NSHP tem um orçamento de U\$ 400 milhões e os programas das concessionárias têm um orçamento de U\$ 700 milhões, resultando em um orçamento para os próximos 10 anos de U\$ 3.267 milhões (California et al., 2010; DSIRE, 2010).

O objetivo do “Go Solar California!” é instalar 3.000 MW de sistemas solares fotovoltaicos em residências e empresas até o final de 2016 e gerar aproximadamente $585 \cdot 10^6$ *therms* (o equivalente a $61,72 \cdot 10^6$ GJ) a partir de sistemas para aquecimento solar de água até 2017 (CALIFORNIA et al, 2010).

Nos estados americanos também existe o *Green Marketing*, que consiste na compra voluntária de energia elétrica de origem renovável pelos consumidores através de um acréscimo na tarifa por este serviço.

Outro incentivo é proporcionado pelos programas de empréstimos que financiam a compra de sistemas ou equipamentos baseados em fontes renováveis ou que resultem em ganhos de eficiência energética. Governos estaduais e o governo federal oferecem empréstimos a juros baixos para uma ampla gama de fontes renováveis e medidas de eficiência energética. Estes programas, em geral, contemplam os setores residencial, comercial, de transporte, industrial, público e/ou atividades sem fins lucrativos. As taxas e condições do empréstimo variam em função do programa. Ao todo 37 estados americanos apresentam algum tipo de programa de empréstimos para fontes renováveis (DSIRE, 2011).

O *net metering*, mecanismo utilizado em 43 estados americanos (além de Washington e Porto Rico), incentiva aos clientes de concessionárias que gerem sua própria eletricidade. Através

da utilização do sistema de compensação de energia, quando a geração for superior à energia consumida é possível utilizar esse crédito no abatimento da fatura nos meses posteriores.

O mecanismo *net metering* é exigido por lei na maioria dos estados americanos, mas as políticas aplicadas variam amplamente entre os estados.

No âmbito do governo federal norte-americano criou-se o *Production Tax Credit* (PTC). O incentivo consiste na obtenção de créditos fiscais pela eletricidade gerada de origem renovável. O PTC, promulgado em 1992 pela *Energy Policy Act*, foi concedido e expirado várias vezes até chegar ao seu formato atual com o *American Recovery and Reinvestment Act* de 2009, que definiu, em função da tecnologia, o prazo de vigência do crédito em 31 de Dezembro de 2012 ou 31 de Dezembro de 2013. O crédito, geralmente fornecido por 10 anos e corrigido pela inflação, é aplicável somente nos setores industrial e comercial (DSIRE, 2010).

Estabelecido pelo *Federal Energy Policy Act* de 1992 o *Renewable Energy Production Incentive* (REPI) foi concebido para complementar o PTC, que concede incentivos fiscais apenas a empresas que pagam impostos federais. O REPI é um programa federal com vigência entre 2006 e 2026 que oferece incentivos financeiros durante os dez primeiros anos de funcionamento para empreendimentos de diversos setores, como governos estaduais, municipais, cooperativas de eletricidade rurais, entre outros, cuja eletricidade gerada seja renovável (DSIRE, 2010).

Já no âmbito do *Renewable Energy Systems and Energy Efficiency Improvements Program* o Departamento da Agricultura norte-americano financiava projetos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e projetos de eficiência energética ambos direcionados unicamente aos pequenos e médios produtores agrícolas. Com o *Food, Conservation, and Energy Act* de 2008 o Congresso promulgou a substituição do programa pelo *Rural Energy for America Program* (REAP). Similar ao seu predecessor, o REAP promove eficiência energética e fontes renováveis para produtores agrícolas e pequenos negócios rurais através de subsídios e garantias de empréstimo para melhorias em eficiência energética e sistemas de energias renováveis, além de subsídios para auditorias energéticas e assistência ao desenvolvimento de energias renováveis.

2.4. Instrumentos de apoio às fontes renováveis na França

A França possui uma elevada dependência quanto à importação de recursos energéticos, principalmente petróleo e gás. A geração de energia elétrica no país é basicamente nuclear (78%), em seguida a hidroeletricidade (11%) e a termoeletricidade (10% – 6% referente ao carvão, gás e óleo diesel e 4% referente à co-geração) são as fontes com maior participação na matriz elétrica francesa (MEEDDM, 2009).

O País está desenvolvendo várias políticas na tentativa de diversificar e aumentar a participação de fontes renováveis em sua matriz energética, principalmente das fontes eólicoelétrica, solar (elétrica e térmica) e biocombustíveis. Segundo EREC (2009)(EREC, 2009), o País possui o segundo maior potencial eólico da UE e elevado potencial em termos de energia solar e geotérmica.

A principal ferramenta francesa de apoio à geração renovável de eletricidade (associada ao artigo nº10 da lei nº 108/2000, decreto nº410/2001, decreto nº1196/2000 além de regulamentações específicas para cada fonte) se baseia no mecanismo *feed-in*.

A obrigação de compra da eletricidade de origem renovável cabe aos distribuidores de energia elétrica (*Electricité de France* ou distribuidoras locais) sendo os custos adicionais de aquisição desta energia repassados aos consumidores de eletricidade. Algumas tarifas são ajustadas a partir de critérios de desempenho. No caso particular da biomassa pode ser dado um *premium* pela eficiência energética e pelo tipo utilizado de biomassa. No caso particular da energia solar fotovoltaica poderão ser concedidos *premiums* pela integração do sistema à construção. Os contratos são garantidos por um período de 15 a 20 anos de acordo com a tecnologia e o grau de maturidade, sendo previstas periodicamente revisões no valor das tarifas de remuneração. A Tabela 2.7 resume as tarifas de remuneração pela eletricidade gerada e a duração dos contratos por fonte.

Tabela 2.7-Síntese das tarifas de remuneração pela eletricidade gerada a partir de fontes renováveis

Fonte	Duração do contrato	Tarifas
Hidráulica	20 anos	- 6,07 c€/kWh + <i>premium</i> entre 0 e 1,68 c€/kWh no inverno em função da regularidade da geração - 15 c€/kWh para energia hidráulica do mar (ondas, marés, hidrocínética)
Geotérmica	15 anos	- Metrópole: 12 c€/kWh + <i>premium</i> pela eficiência energética entre 0 e 3 c€/kWh - DROM*: 10 c€/kWh + <i>premium</i> pela eficiência energética entre 0 e 3 c€/kWh
Eólica	15 anos (eólica em terra)	- eólica em terra: 8,2 c€/kWh durante 10 anos e posteriormente entre 2,8 e 8,2 c€/kWh durante 5 anos em função do local
	20 anos (eólica no mar)	- eólica no mar: 13 c€/kWh durante 10 anos e posteriormente entre 3 e 13 c€/kWh durante 10 anos em função do local
Fotovoltaica	20 anos	- instalação integrada à construção: 58 c€/kWh ou 50 c€/kWh conforme utilização do edifício - instalação simplificada integrada à instalação: 42 c€/kWh - outras instalações: DOM*, Mayette: 40 c€/kWh; Metrópole: 31,4 c€/kWh ajustado de +0% a + 20% de acordo com a radiação média da área de implantação
Cogeração	12 anos	- 6,1 a 9,15 c€/kWh em função do preço do gás, tempo de funcionamento e da potência
Resíduos residenciais	15 anos	- 4,5 a 5 c€/kWh + <i>premium</i> pela eficiência energética entre 0 e 0,3 c€/kWh
Combustão de matérias vegetais não-fósseis (biomassa)	20 anos	- 4,5 a 5 c€/kWh + <i>premium</i> facultativo entre 8 e 13 c€/kWh em função da potência, recursos utilizados e da eficiência
Resíduos de origem animal	20 anos	- 4,5 a 5 c€/kWh + <i>premium</i> facultativo entre 8 e 13 c€/kWh em função da potência, recursos utilizados e da eficiência
Biogás¹⁰	15 anos	- entre 7,5 e 9 c€/kWh em função da potência + <i>premium</i> pela eficiência entre 0 e 3 c€/kWh
Metanização	15 anos	- entre 7,5 e 9 c€/kWh em função da potência + <i>premium</i> pela eficiência entre 0 e 3 c€/kWh + <i>premium</i> pela metanização de 2 c€/kWh
Outras instalações de potência inferior a 36 kVA	15 anos	- 7,87 a 9,60 c€/kWh conforme tarifa azul aos clientes residenciais

*DOM (*Département d'outre-mer*) e DROM (*Département et Région d'outre-mer*) são territórios franceses fora do continente europeu, como, por exemplo, Guadalupe, Martinica e Guiana Francesa, sendo DROM uma nomenclatura ainda pouco utilizada.

Fonte: (MEEDDM, 2010, p.54,55,56)

¹⁰ Está em estudo a revisão da tarifa de remuneração pela eletricidade gerada a partir de biogás (MEEDDM, 2010).

Juntamente ao mecanismo *feed-in*, outro mecanismo utilizado pela França são leilões de energias renováveis. A França também incentiva o desenvolvimento de fontes renováveis através de créditos fiscais. Criado em 2005 e com duração prevista para até 2012, o *Crédit d'impôt Développement durable* concede créditos em impostos sobre a renda em função dos gastos com equipamentos eficientes que utilizem energias renováveis. O benefício é dado aos contribuintes (locatários, proprietários e ocupantes) que pagam as despesas dos equipamentos para uso em sua residência principal. A gama de equipamentos e despesa teto elegíveis assim como as especificações técnicas exigidas são regularmente revisadas.

Desde a criação deste incentivo, vários equipamentos apresentaram um expressivo aumento de vendas. Em 2004 foram vendidos 8.000 sistemas solares térmicos para aquecimento de água e em 2008 mais de 30.000 unidades foram vendidas. Em 2004 foram vendidos 600 sistemas solares combinados (calor e aquecimento de água) e em 2008 mais de 5.000 unidades foram vendidas. Outro mercado em pleno crescimento é o fotovoltaico, que teve mais de 4.000 instalações vendidas em 2007 e mais de 30.000 em 2009. Apesar da crise econômica mundial em 2009 e do declínio na venda de equipamentos em diversos setores, quase 800.000 imóveis investiram na aquisição de equipamentos a base de fontes renováveis em 2009 na França (MEEDDM, 2010, p.115).

Um incentivo financeiro iniciado em abril de 2009 na França é o “éco-prêt à taux zero”, que consiste na atribuição de empréstimos sem juros para projetos que permitam uma redução no consumo de energia ou que incorporem dispositivos com base em energias renováveis. Através de uma convenção assinada pelo Ministério encarregado pelo setor energético (*Ministère de l'Écologie, de L'Énergie, du Développement Durable et de La Mer*), pela *Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie* (ADEME) e por um conjunto de bancos parceiros, a pessoa física interessada se dirige ao banco com um projeto que deverá ser realizado em até 2 anos e, após concluído o prazo, retorna ao banco para comprovar a realização do projeto de acordo com as especificações detalhadas apresentando o pagamento das faturas. O Estado compensa a redução de juros aplicada pelo banco com a concessão de um crédito de imposto.

Em paralelo com os créditos fiscais também podem ser concedidos, sob certas condições, subsídios e exonerações fiscais para os sistemas de energia renovável. Por exemplo, os proprietários de instalações fotovoltaicas de potência inferior a 3 kW são exonerados de

procedimentos fiscais relativos à venda da eletricidade gerada e não têm que pagar impostos sobre a renda obtida pela eletricidade gerada.

O Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis da França (PANER-F – *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables*) 2009-2020 apresenta a trajetória traçada para as atividades de aquecimento e refrigeração, transporte e eletricidade, de modo a alcançar em 2020 o objetivo de 23% de participação de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, em conformidade com o artigo 4º da Diretiva 2009/28/CE da UE (ver Tabela 2.8).

Tabela 2.8- Objetivos e trajetória indicativa para a energia produzida a partir de fontes renováveis na França por atividade/uso final

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aquecimento e Refrigeração	17%	18%	19%	20,5%	22%	24%	25,5%	27,5%	29%	31%	33%
Eletricidade	15,5%	16%	17%	18%	19%	20,5%	21,5%	23%	24%	25,5%	27%
Transporte	6,9%	6,9%	7,2%	7,5%	7,6%	7,7%	8,4%	8,8%	9,4%	10%	10,5%
Consumo final bruto de energia	12,5%	13,5%	14%	15%	16%	17%	18%	19,5%	20,5%	22%	23%

Fonte: (MEEDDM, 2010, p.12)

2.5. Instrumentos de apoio às fontes renováveis no Reino Unido

O Reino Unido é compreendido pela Inglaterra, País de Gales, Escócia e Irlanda do Norte. Para atender o mercado de energia elétrica, existem três sistemas: um que cobre a Inglaterra e o País de Gales, responsável por cerca de 90% do mercado total, outro que atende a Escócia e um terceiro que serve a Irlanda do Norte (CAVALIERO, 2003).

A geração de energia elétrica no Reino Unido é fortemente baseada no consumo de fontes fósseis, principalmente gás natural e carvão mineral, como mostra a Figura 2.9. Em 2009 a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade no Reino Unido era apenas de 6,7% – 2,5% da fonte eólica; 1,4% hidroelétrica; 1,3% de gás de aterro e 1,5% de outras biomassas (DECC, 2010a).

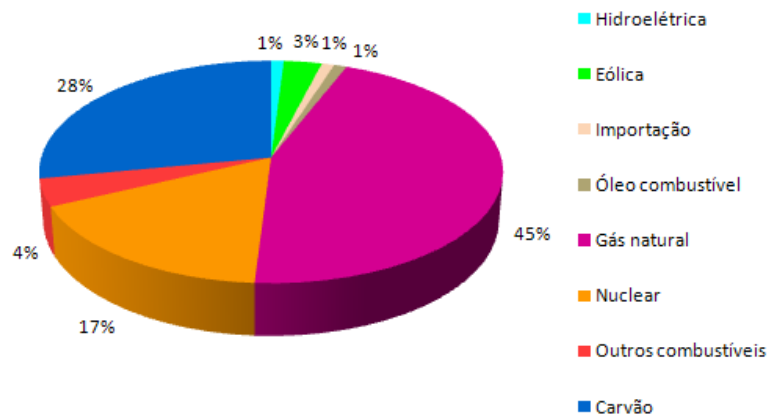


Figura 2.9- Energia elétrica fornecida no Reino Unido em 2009 por fonte
Fonte: (DECC, 2010a)

Em 1990 iniciaram-se grandes mudanças na estrutura institucional e operacional do setor elétrico, dentre as quais se introduziu um maciço processo de privatização das empresas de energia. Diante do mercado competitivo que se instalava, as usinas nucleares enfrentavam dificuldades na sua privatização e, nesse contexto, foi criado o *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO), baseado no mecanismo de leilão de energia, para dar suporte econômico para a geração nuclear de energia elétrica.

Desta forma, o *Electricity Act* de 1990 permitiu que se elevasse o imposto sobre combustíveis fósseis para pagar o NFFO, que acabou sendo estendido para fomentar o uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica em todo o Reino Unido.

O Departamento da Indústria e Comércio (DTI)¹¹ era o órgão responsável pela regulação da indústria de energia e, assim sendo, era também responsável pela definição do preço máximo a ser pago em cada leilão. Os geradores interessados em produzir energia proveniente de fontes renováveis forneciam o preço de produção da energia e a quantidade que pretendiam gerar. Após esta fase, o DTI graduava as ofertas e selecionava as de menores valores até preencher a capacidade requerida no leilão. Posteriormente, os contratos eram firmados com prazo de vigência de oito anos nos dois primeiros leilões e de quinze anos nos demais (MARTINS, 2010, p.20).

As distribuidoras regionais eram obrigadas a comprar uma determinada quantidade de energia renovável e os geradores eram remunerados de acordo com o preço estipulado no leilão.

¹¹ O DTI foi substituído pelo *Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform* (BERR), em 28 de junho de 2007.

A diferença entre os preços da energia convencional e da energia renovável era subsidiada com recursos do imposto *Fossil Fuel Levy* (FFL), pago pelos consumidores de energia elétrica através da conta de energia. Com a inclusão das fontes renováveis o FFL teve a sua destinação redefinida e em 1998 o subsídio à energia nuclear foi cancelado. Cabe destacar que nos leilões as diferentes tecnologias de energias renováveis não competiam entre sim.

No período entre 1990 e 1999 foram realizados cinco leilões de energia renovável na Inglaterra e País de Gales, três na Escócia e dois na Irlanda do Norte. As duas primeiras chamadas na Inglaterra e País de Gales (NFFO-1 e NFFO-2) apresentavam contratos de oito anos com as companhias regionais de eletricidade e as demais apresentavam contratos por um período de quinze anos.

A Tabela 2.9 mostra que houve uma redução considerável do preço médio entre o primeiro e o último leilão, justificada por pesquisadores pelos prazos dos contratos da NFFO, nos quais os geradores conseguiam amortizar o custo do capital num período relativamente longo, e pela redução no custo de financiamento dos projetos a partir da familiaridade das tecnologias e do conhecimento dos riscos do negócio (CAVALIERO, 2003). O ligeiro aumento no preço médio entre o primeiro e o segundo leilão se deve ao período menor para o encerramento do imposto FFL, que pagaria a diferença entre os preços da tecnologia renovável e aquele praticado no pool de energia elétrica (DUTRA, 2007).

Tabela 2.9- Resultado dos leilões na Inglaterra e País de Gales

Leilão	Projetos Contratados		
	Número	Capacidade (MW)	Preço médio final (p/kWh)
NFFO-1	75	152,1	7,0
NFFO-2	122	472,33	7,2
NFFO-3	141	626,9	4,35
NFFO-4	195	842,72	3,46
NFFO-5	261	1177,15	2,71

Fonte:(MITCHELL, 2000)

Na medida em que se tornavam competitivas no mercado aberto de energia elétrica algumas tecnologias foram excluídas do NFFO devido à redução no custo de geração, como foi o caso dos projetos a partir de gás de biodigestão de esgoto (CAVALIERO, 2003).

Contudo, considerando o alcance do objetivo da política como critério para análise da eficácia do NFFO, pode-se concluir que o mesmo não conseguiu ser efetivo no cumprimento da potência contratada uma vez que o resultado das chamadas públicas na Inglaterra e País de Gales (NFFO), na Escócia (SRO) e na Irlanda no Norte (NI-NFFO) apresentou grande número de projetos não implementados, conforme mostra a Tabela 2.10. A razão apontada para o número significativo de abandono de projetos está no fato de não existir nenhuma penalidade pela não implementação dos projetos.

Tabela 2.10- Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NFFO/SRO/NI-NFFO

Chamadas Públicas	Projetos Contratados		Projetos em operação em 2005		% da Potência Instalada
	Número de Projetos	Potência	Número de Projetos	Potência	
NFFO-1 (1990)	75	152,11	42	128,16	84
NFFO-2 (1991)	122	472,23	72	159,60	34
NFFO-3 (1995)	141	626,90	87	340,43	54
NFFO-4 (1997)	195	842,72	88	241,57	29
NFFO-5 (1998)	261	1.177,15	89	177,86	15
SRO-1 (1994)	30	76,43	20	49,46	65
SRO-2 (1997)	26	114,04	13	50,40	44
SRO-3 (1999)	53	145,40	17	35,13	24
NI-NFFO-1 (1994)	20	15,6	15	15,03	96
NI-NFFO-2 (1996)	10	16,27	5	2,95	18
Total	930	3.638,85	448	1.200,59	33

Fonte: Elaboração própria a partir de (DUTRA, 2007)

Até 1997 o NFFO não havia conseguido aumentar expressivamente a capacidade instalada das fontes renováveis e nem estabelecer um mercado competitivo para as fontes renováveis. Além disso, aumentava a visibilidade das questões ambientais no cenário internacional com a estipulação de metas de geração de energia renovável pela UE para cada país membro e com os debates sobre as mudanças climáticas ocorridos em Quioto. Tudo isso contribuiu positivamente para que o governo declarasse uma meta ambiciosa de redução de gases de efeito estufa e promovesse a motivação necessária para a realização de uma reforma na política de promoção das fontes renováveis de energia (MARTINS, 2010)

Assim, a *Renewables Obligation* (RO) entrou em operação em abril de 2002 na Inglaterra e País de Gales, sendo posteriormente implantado na Irlanda em 2005, como um mecanismo que

substituiria o NFFO, além de criar um ambiente mais favorável para participação dos geradores renováveis de energia elétrica renovável no mercado. Tal mudança resultou de um processo de descrença, por parte dos agentes de energia elétrica, de que o NFFO seria um mecanismo que traria estímulo suficiente para o crescimento da capacidade de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (DUTRA, 2007).

O RO, criado com base no mecanismo regulatório de quotas com certificados verdes, impõe a todas as empresas de distribuição que uma determinada parcela do seu mercado seja atendido com eletricidade gerada a partir de fontes renováveis. A porcentagem exigida para o período 2002/2003 era de 3% e deverá alcançar 15,4% no período 2015/2016, sendo mantido este percentual até o período 2026/2027, conforme mostra a Tabela 2.11.

Tabela 2.11-Quotas estipuladas por período

Período	Percentual exigido de participação da geração a partir de fontes renováveis
De 1º de Abril de 2002 a 31 de março de 2003	3%
De 1º de Abril de 2003 a 31 de março de 2004	4,3%
De 1º de Abril de 2004 a 31 de março de 2005	4,9%
De 1º de Abril de 2005 a 31 de março de 2006	5,5%
De 1º de Abril de 2006 a 31 de março de 2007	6,7%
De 1º de Abril de 2007 a 31 de março de 2008	7,9%
De 1º de Abril de 2008 a 31 de março de 2009	9,1%
De 1º de Abril de 2009 a 31 de março de 2010	9,7%
De 1º de Abril de 2010 a 31 de março de 2011	10,4%
De 1º de Abril de 2011 a 31 de março de 2012	11,4%
De 1º de Abril de 2012 a 31 de março de 2013	12,4%
De 1º de Abril de 2013 a 31 de março de 2014	13,4%
De 1º de Abril de 2014 a 31 de março de 2015	14,4%
De 1º de Abril de 2015 a 31 de março de 2016	15,4%
Para cada período de doze meses até 31 de Março de 2027	15,4%

Fonte: (BERR, 2006; CORNWALL CONSULTING, 2004)

Os geradores de energia renovável que desejarem se candidatar aos certificados verdes podem solicitar ao *Office for the Gas and Electricity* (OFGEM), órgão responsável em promover a concorrência entre as empresas de gás e de eletricidade e que exerce o papel de regulador, seu registro. Com o registro, os geradores podem se candidatar para receber os certificados verdes chamados de *Renewable Obligation Certificate* (ROC) na Inglaterra e País de Gales, de *Scottish Renewable Obligation Certificates* (SROC) na Escócia e de *Northern Ireland Renewables Obligation Certificates* (NIROC) na Irlanda do Norte. Cada concessionária de distribuição deverá apresentar ao OFGEM um número de certificados correspondente a sua meta no ano. Deste

modo, as metas obrigatórias podem ser compradas fisicamente pela produção de energia elétrica através de fontes renováveis (juntamente com os certificados de geração), ou através da compra de certificados em um mercado alternativo de comercialização de certificados.

Em caso de não cumprimento da quota, será pago uma multa chamada *buy-out price*, que será direcionada para um fundo chamado *buy-out fund*. Posteriormente, o dinheiro arrecadado no fundo é repassado às distribuidoras na proporção dos certificados apresentados ao órgão responsável. A fração do fundo de *buy-out* que retorna à distribuidora de energia elétrica também é entregue proporcionalmente ao gerador de fonte renovável elegível participante da venda de certificados (o valor que retorna ao gerador de fonte renovável também é especificado nos contratos). Esta fração que retorna ao gerador renovável também é denominada como *Green Premium* (DUTRA, 2007).

No caso de não cumprimento da meta estipulada, as concessionárias são obrigadas a comprar um montante de energia pelo preço *buy-out* até alcançar suas metas obrigatórias.

A estrutura de funcionamento da RO conta com a participação de cinco agentes: as distribuidoras, os geradores de energias renováveis, a BERR (antigo DTI), a OFGEM e os mercados de certificados verdes. Os relacionamentos entre os agentes podem ser quantificados, de forma simplificada, pela compra e venda de energia elétrica, compra e venda de certificados verdes, pagamentos do fundo de *buy-out* e as metas que cada distribuidora deve cumprir com a geração de energia renovável (DUTRA, 2007).

Inicialmente houve uma melhoria no cumprimento da meta de fornecimento de energia renovável pelas distribuidoras, chegando a alcançar, no período 2005/2006, 76% na Inglaterra e País de Gales e 86% na Escócia, o que conseqüentemente promoveu uma diminuição nos montantes pagos com multas e arrecadados para o *buy-out fund*. Uma razão apontada para a diminuição no cumprimento da meta observada no período 2006/2007 foi a limitação da porcentagem de certificados que poderiam ser emitidos a partir de co-geração para o cumprimento das metas estabelecidas (OFGEM, 2008).

Observa-se também que na Inglaterra e País de Gales houve um ligeiro aumento no cumprimento das metas de 64%, no período 2007/2008, para 65%, no período 2008/2009, e um ligeiro decréscimo no cumprimento das metas de 76%, no período 2007/2008, para 75%, no

período 2008/2009, como mostra a Tabela 2.12. Projeções recentes sugerem um aumento no cumprimento das metas nos próximos anos (OFGEM, 2010).

Tabela 2.12-Dados sobre o RO na Inglaterra, País de Gales e Escócia

Inglaterra & Gales (I&G) Escócia (E)		2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009
Total da Obrigação (MWh)	(I&G)	12.387.720	14.387.720	16.175.906	19.390.016	22.857.584	25.944.763
	(E)	1.239.692	1.445.283	1.648.679	2.022.791	2.456.391	2.774.881
Quantidade de ROCs/SROCs emitidos	(I&G)	6.914.524	9.971.851	12.232.153	12.868.408	14.562.876	16.813.731
	(E)	695.620	883.997	1.425.869	1.725.781	1.864.676	2.094.125
Total de Pagamento Buy-out (£)	(I&G)	157.960.978	135.657.001	126.704.565	216.778.249	278.789.611	320.568.079
	(E)	16.436.835	17.602.787	7.086.897	9.613.938	19.976.934	23.935.455
Pagamento Buy-out não efetuado (£)	(I&G)	9.026.232	699.055	796.935	0	46.712	260.027
	(E)	162.801	15.067	1,972	0	276.335	329.021
Porcentagem da obrigação que foi atendida (%)	(I&G)	56	70	76	66	64	65
	(E)	56	61	86	85	76	75
Buy-out redistribuído (£)	(I&G)	158.466.502	136.169.914	127.167.900	217.888.311	280.171.493	320.673.766
	(E)	16.488.755	17.668.392	7.112.617	9.662.865	20.072.617	23.943.338
Pagamento recebido do Buy-out Fund para cada ROC/SROC apresentado (£/ROC)	(I&G)	22,92	13,66	10,21	16,04	18,65	18,61
	(E)	23,70	19,99	10,21	16,04	18,65	18,61
Quanto vale cada ROC/SROC para o distribuidor (£/ROC)	(I&G)	53,43	45,05	42,54	49,28	52,95	54,37
	(E)	54,21	51,38	42,54	49,28	52,95	54,37

Fonte: (OFGEM, 2008; 2010)

A Figura 2.10 apresenta a parcela de cada tecnologia no número de ROCs, SROCs e NIROCs emitidos no período 2008/2009, a partir da qual se observa uma importante participação das fontes eólica e biogás (gás de aterro e gás de esgoto).

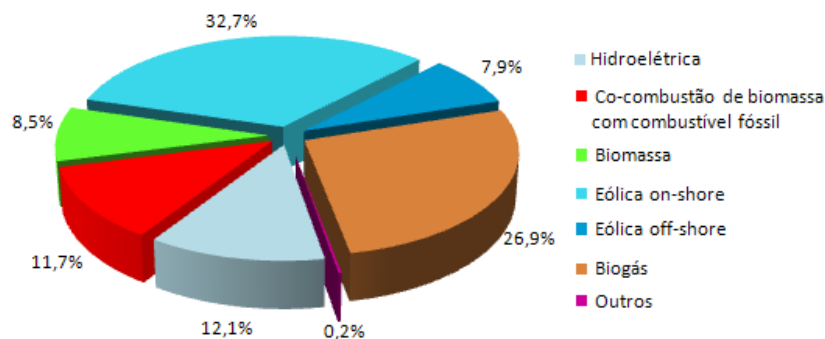


Figura 2.10-ROCs/SROCs/NIROCs emitidos por tipo de tecnologia

Fonte: Elaboração própria a partir de (OFGEM, 2010)

A Diretiva 2009/28/EC determina uma parcela de 15% de fontes renováveis no consumo final de energia para o Reino Unido em 2020 (EREC, 2008; EU, 2009). Conforme definido pelo artigo 4º da mesma diretiva, foi elaborado o Plano Nacional de Ação em Energias Renováveis do Reino Unido (PANER-RU – National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom). No PANER-RU definiu-se objetivos e uma trajetória estimada de participação de fontes renováveis nas atividades de aquecimento e refrigeração, geração de eletricidade e transporte, conforme apresenta a Tabela 2.13.

Tabela 2.13-Objetivos e trajetória indicativa para a energia produzida a partir de fontes renováveis no Reino Unido por setor

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aquecimento e Refrigeração (%)	1	1	1	2	2	3	4	5	7	9	-
Geração de eletricidade (%)	9	10	11	13	14	16	19	22	25	28	-
Transporte (%)	2,6	3,4	4,0	4,5	5,3	6,2	7,0	7,8	8,6	9,5	-
Consumo final bruto de energia (%)	3	4	4	5	6	7	8	9	11	13	15

Fonte: (UK GOVERNMENT, 2010, p.12)

Conforme mostra a Tabela 2.13, para alcançar a meta de 15% o Reino Unido deverá aumentar consideravelmente a participação de fontes renováveis nas três atividades citadas, mas principalmente na geração de eletricidade, que deverá superar 28% de participação de fontes renováveis em 2020, mas que em 2009 possuía uma participação de apenas 6,7%.

Neste contexto, em 1º de Abril de 2010 entrou em vigor um novo mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia. O *Clean Energy Cashback* (CEC), baseado no mecanismo *feed-in tariff*, atuará juntamente com o RO, que continuará a ser o principal mecanismo de incentivo à geração renovável de eletricidade de grande porte no Reino Unido. O CEC incentiva a geração renovável de eletricidade de pequeno porte (potência inferior a 5 MW) e descentralizada por organizações, empresas, comunidades e indivíduos a partir da garantia de remuneração pela eletricidade de baixo carbono gerada. A Tabela 2.14 apresenta as tarifas de remuneração pela geração e o período de duração por tecnologia até 2013, quando os valores das tarifas deverão ser revisados.

Tabela 2.14-Tarifas *feed-in* e sua duração por tecnologia até 2013

Tecnologia	Potência	Valor da tarifa (p/kWh) ¹²			Duração da remuneração (anos)
		1º Ano: 1/4/10-31/3/11	2º Ano: 1/4/11-31/3/12	3º Ano: 1/4/12-31/3/13	
Digestão Anaeróbica	≤ 500 kW	11,5	11,5	11,5	20
	> 500 kW	9,0	9,0	9,0	20
Hidroelétrica	≤ 15 kW	19,9	19,9	19,9	20
	> 15-100 kW	17,8	17,8	17,8	20
	> 100 kW-2MW	11,0	11,0	11,0	20
	> 2MW-5MW	4,5	4,5	4,5	20
Micro CHP ¹³	≤ 2 KW	10*	10*	10*	10
FV	≤ 4 KW (nova instalação)	36,1	36,1	33,0	25
	≤ 4 KW (retrofit)	41,3	41,3	37,8	25
	>4-10 kW	36,1	36,1	33,0	25
	>10-100 kW	31,4	31,4	28,7	25
	>100 kW- 5 MW	29,3	29,3	26,8	25
	Sistema autônomo	29,3	29,3	26,8	25
Eólica	≤ 1,5 kW	34,5	34,5	32,6	20
	>1,5-15 kW	26,7	26,7	25,5	20
	>15-100 kW	24,1	24,1	23,0	20
	>100-500 kW	18,8	18,8	18,8	20
	>500kW-1,5MW	9,4	9,4	9,4	20
	>1,5 MW-%MW	4,5	4,5	4,5	20
Microgeradores existentes transferidos do RO		9	9,0	9,0	Até 2027

Nota: * Micro CHP terá suporte para 30.000 instalações e será revisado quando a 12.000ª instalação for concluída.

Fonte: (DECC, 2010b)

Porém, estima-se que os gastos com vinte usinas de 5 MW seriam suficientes para viabilizar instalações fotovoltaicas menores para mais de vinte e cinco mil residências. Deste modo, em 1º de agosto de 2011, com o objetivo de proteger os empreendimentos de menor escala, garantir um crescimento sustentável para a indústria solar e, ao mesmo tempo, proteger o dinheiro dos consumidores, reduziu-se entre 40% e 70% a ajuda financeira prevista

¹² As tarifas serão atualizadas de acordo com a inflação anualmente.

¹³ Micro CHP (combined heat and power) é a extensão da idéia de cogeração de pequeno porte para uso doméstico.

pela CEC para novos empreendimentos (sem afetar as usinas já em operação) com potência instalada a partir de 50 kW (JORNAL DA ENERGIA, 2011a; RAMALHO, 2011).

A Figura 2.11 apresenta a capacidade instalada obtida no primeiro ano de atuação da CEC, a partir da qual se obtém a expressiva participação da tecnologia fotovoltaica. A partir de OFGEM (2011) obtém-se que 78% da capacidade instalada neste primeiro ano se refere à aplicação doméstica e 18% se refere à aplicação comercial.

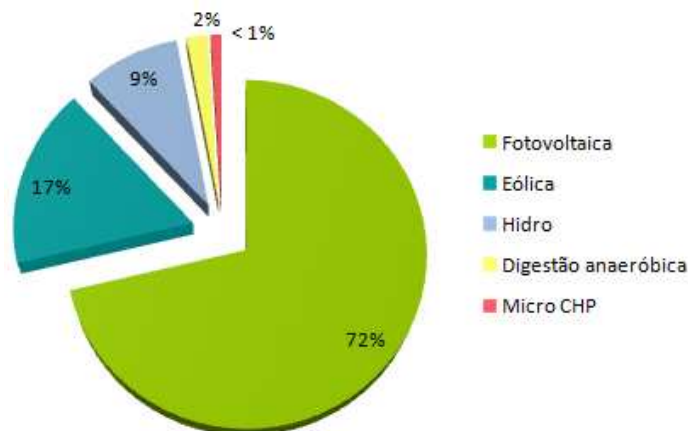


Figura 2.11- Capacidade instalada por tecnologia de 01/04/2010 a 31/03/2011
Fonte: (OFGEM, 2011)

De acordo com UK Government (2010, p.15), o governo planeja implementar uma política *feed-in*, que atuará juntamente ao RO, para incentivar a geração de eletricidade também a partir de plantas de grande porte com base em fontes renováveis.

A Figura 2.12 representa a evolução de fontes renováveis na geração de eletricidade do Reino Unido de 1990 a 2009, onde se observa uma estabilização da hidroeletricidade.

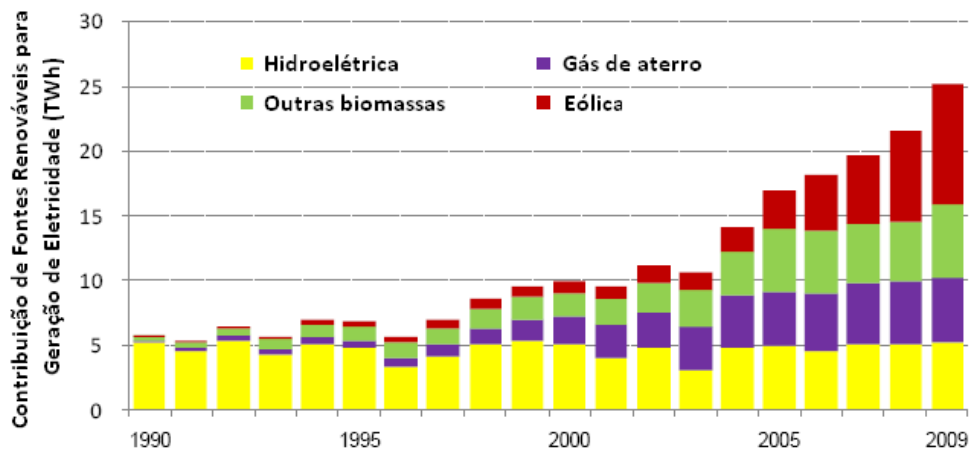


Figura 2.12- Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis entre 1990 e 2009
 Fonte: (DECC, 2010c)

2.6. Considerações finais

As políticas para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e alternativas implantadas na Alemanha, Espanha, Estados Unidos, França e Reino Unido foram baseadas, principalmente, nos mecanismos *feed-in*, de quotas e leilão. Com a entrada em vigor do CEC no Reino Unido tornou-se comum a todos estes países a experiência com políticas baseadas no mecanismo *feed-in*.

Na Alemanha a presença de metas arrojadas de longo prazo pode ser observada, por exemplo, no programa 100 MW Eólico de 1989, no Programa 1.000 Telhados de 1991 e, mais recentemente, na reformulação da EEG em 2008, que definiu em 30% a participação das energias renováveis na geração de eletricidade em 2020 e 50% a participação de fontes renováveis no consumo de energia em 2050. O país investiu fortemente no desenvolvimento de uma indústria nacional e por meio de remunerações e taxas de redução diferenciadas pelo nível de maturidade de cada tecnologia também estimulou fontes renováveis diversas. O aprimoramento contínuo das políticas de incentivo também é marcante no país.

Na Espanha a reformulação das políticas foi motivada pela busca de redução do impacto financeiro sobre os consumidores finais, pela importância de adequação do nível de apoio aos

consumidores finais e pela necessidade de se garantir a continuidade deste apoio. Em 2004 a energia solar fotovoltaica foi favorecida pelo Decreto Real 436, que ampliou para instalações com potência de até 100 kW¹⁴ a remuneração de sistemas solares fotovoltaicos. Em 2007, com o Decreto Real 661, a Espanha, na tentativa de limitar os custos aos consumidores finais, estabeleceu remunerações piso e teto pela energia renovável comercializada no mercado livre. Com o Decreto Real 1578 de 2008, diferenciou-se remuneração e metas em função da potência instalada do sistema solar fotovoltaico.

Nos Estados Unidos são observadas importantes diferenças nas políticas dos estados. Além disso, há uma intensa gama de incentivos financeiros, políticos, regulatórios, bem como normas de conexão à rede, exigências para construções verdes e certificação de equipamentos, entre outras regras, que têm incentivado o desenvolvimento das fontes renováveis no País. Esses incentivos têm sido definidos a nível federal, estadual, local, ou por concessionárias, e, devido a essa autonomia entre instituições, se observa em vários estados uma concomitância de mecanismos utilizados. Dentre os estados que implementaram uma combinação de mecanismos destaca-se a Califórnia que, desde o PURPA, tem incentivado e promovido as fontes renováveis de energia com notáveis avanços.

A França, embora tenha dado nos últimos anos uma importância crescente aos leilões, mantém sua principal ferramenta de apoio à geração renovável de eletricidade baseada no mecanismo *feed-in*. No país remarca-se a presença de políticas baseadas em incentivos financeiro, econômico e fiscal.

No Reino Unido se destaca a implementação dos três principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis, visto que a NFFO, RO e CEC (três principais políticas de incentivo do país) se basearam, respectivamente, nos mecanismos de leilão, quotas e *feed-in*.

Finalmente é possível ressaltar algumas características recorrentes às políticas dos países estudados: presença de incentivos financeiros e econômicos; desenvolvimento de uma indústria nacional; definição de metas de longo prazo; remunerações decrescentes, diferenciadas por tecnologia e capacidade do empreendimento; revisões periódicas do nível de remuneração; e

¹⁴ A partir do Decreto Real 2818 de 1998 as instalações de sistemas solares fotovoltaicos com capacidade instalada de até 5 kW passam a ter direito ao *premium* de 0,360607 €/kWh, desde que a potência instalada nacional deste tipo de instalação não supere a potência de 50 MW.

repasse aos consumidores de energia elétrica dos preços mais elevados da energia proveniente de fontes alternativas.

3 Mecanismos de incentivo às fontes renováveis

Após os dois grandes choques do petróleo e o acidente na usina nuclear de Chernobyl o desenvolvimento de fontes renováveis alternativas experimentou um grande impulso.

Nas décadas de 1980 e 1990 o desenvolvimento de políticas específicas no setor energético foi determinante para o sucesso ou fracasso da aplicação dessas fontes. Vários países estipularam metas e definiram programas com a finalidade de criação de um ambiente mais favorável para que as fontes renováveis alternativas pudessem ter uma participação mais efetiva na matriz de geração de energia elétrica reduzindo também a dependência de combustíveis fósseis (DUTRA, 2007).

De acordo com Lamy et al. (2002) as fontes renováveis de energia enfrentam dois principais obstáculos que justificam a intervenção pública. O primeiro refere-se ao preço da eletricidade no mercado, que não representa o custo real de produção da eletricidade, uma vez que não considera os custos inerentes ao controle da poluição provocada por combustíveis fósseis e os benefícios ambientais da geração a partir de fontes renováveis, eliminando assim qualquer vantagem comparativa das mesmas¹⁵. O segundo remarca o estágio ainda imaturo de desenvolvimento tecnológico das fontes alternativas, o que impossibilita uma competição direta no mercado com a tecnologia de fontes convencionais e reforça a necessidade de se incentivar de forma apropriada o processo de aprendizagem tecnológico através de políticas específicas para que a barreira dos elevados custos iniciais (uma das principais características das inovações tecnológicas) seja superada.

Para Dutra (2007) os dois mais importantes mecanismos de incentivo às inovações atuam em fases distintas do desenvolvimento tecnológico.

O primeiro mecanismo atua na fase de desenvolvimento, utilizando o mercado competitivo para que a tecnologia possa ser absorvida e as novas quantidades de sistemas instalados e em operação possam, ao longo do tempo, agir de forma a reduzir os preços. Neste caso, a curva de

¹⁵ Para Chevalier (2004, p.368) a conscientização sobre a realidade das mudanças climáticas e da importância do desenvolvimento sustentável reforçou a necessidade de se conhecer precisamente os custos sociais e ambientais associados à produção e ao consumo de energia, chamados de custos externos ou externalidades.

aprendizagem de cada tecnologia fornece aos tomadores de decisão o subsídio necessário sobre quais tecnologias deverão ser favorecidas com políticas de desenvolvimento, podendo ser aplicada uma política de reserva de mercado exclusivamente para uma determinada tecnologia, através da qual seu custo inicial é arcado pelo governo, sendo este mecanismo denominado *buy down* (DUTRA, 2007).

O segundo mecanismo de incentivo às inovações está nas políticas de pesquisa e desenvolvimento. O nível de investimento destinado a pesquisas pode acelerar o desenvolvimento de novos materiais e processos utilizados nos equipamentos de geração renovável de energia elétrica (DUTRA, 2007).

De acordo com a IEA (1999), existe uma sutil diferença entre mecanismos e programas, que dificulta distingui-los. Mecanismos são iniciativas que objetivam superar barreiras de políticas e programas e alcançar as metas nacionais de política energética, sendo estabelecidos através de legislação e regulação definidas por órgãos governamentais, ou através de ações voluntárias resultantes de condições econômicas específicas, metas e objetivos individuais e reações a políticas públicas de estímulo. Os programas distinguem-se dos mecanismos porque são direcionados aos usuários finais, ao passo que os mecanismos são direcionados aos agentes que desenvolvem e implementam esses programas.

Enzensberger et al. (2002) elaborou um organograma dos mecanismos que têm impulsionado o crescimento de participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica, conforme ilustra a Figura 3.1.

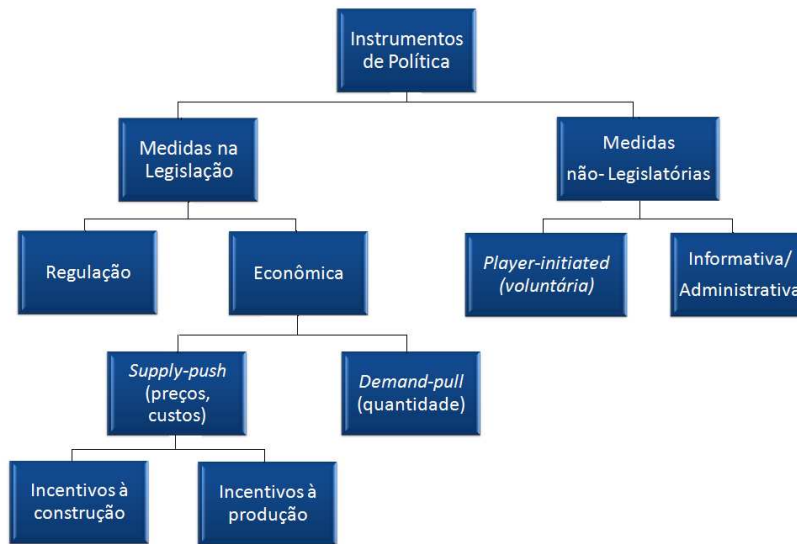


Figura 3.1- Tipologia dos instrumentos políticos de incentivo às fontes renováveis
 Fonte: (Enzensberger et al., 2002)

A partir de Enzensberger et al. (2002) são apresentados, neste capítulo, os tipos e subtipos de mecanismos utilizados para fomentar as fontes renováveis, que se dividem em mecanismos legislatórios, implementados por autoridades do governo, e não-legislatórios, implementados por qualquer parte interessada.

Os mecanismos não-legislatórios podem ser voluntários ou informativo-administrativos. O *green power pricing*¹⁶ está entre os mecanismos voluntários e as medidas informativas e administrativas incluem o aconselhamento de investidores interessados, mapeamento de recursos energéticos, campanhas publicitárias e melhorias administrativas para aprovação de projetos de fontes renováveis.

Os mecanismos legislatórios se dividem em regulatórios e econômicos. Os mecanismos regulatórios definem por lei um conjunto de ações aceitáveis como, por exemplo, limite de emissões de poluentes no setor convencional de geração, normas de segurança, ou, até mesmo, a determinação de parada de geração (como no caso de plantas nucleares). Já os mecanismos econômicos buscam alterar o quadro econômico para agentes relevantes do mercado, de forma a tornar mais atrativo economicamente o comportamento desejado.

¹⁶ *Green Power Pricing* é um serviço opcional oferecido por concessionárias de distribuição de energia elétrica que permite aos seus clientes garantir um maior nível de investimento por parte da distribuidora em tecnologias renováveis de energia através do pagamento de um determinado valor adicional na conta de energia para cobrir o custo extra da concessionária com a aquisição da energia renovável (DOE, 2010).

São divididos em *supply-push* e *demand-pull* os mecanismos econômicos. No primeiro caso os mecanismos influenciam o preço de mercado para eletricidade renovável ou os custos de geração, como por exemplo através de tarifas *feed-in*, subsídios ao investimento e vantagens fiscais. Uma característica básica de mecanismos *supply-push* reside na impossibilidade de se prever *ex-ante* a quantidade de nova capacidade instalada ou eletricidade gerada, sendo o mercado quem as determina. Um exemplo de mecanismos *demand-pull* é o sistema de quotas concebido juntamente com certificados de energia verde, uma vez que se determina que certa porcentagem da eletricidade gerada ou consumida seja de origem renovável, assim como os leilões de energia renovável com contratos de longo prazo, onde se determina um montante de energia a ser contratada. Uma característica básica de mecanismos *demand-pull* reside na impossibilidade de se prever *ex-ante* o preço de mercado da eletricidade renovável, sendo o mercado quem o determina.

Finalmente, os mecanismos *supply-push* podem ser divididos em incentivos à construção e incentivos à produção. Depreciação acelerada, reduções fiscais, empréstimos com taxas de juros abaixo do valor de mercado, ou subsídios diretos podem ser classificados como incentivos à construção ou ao investimento. No entanto, devido à forte ênfase na capacidade instalada, pode-se resultar na construção de projetos de baixa eficiência. Ao contrário, incentivos à produção, como tarifas *feed-in* e isenção de impostos, estimulam o desenvolvimento de projetos eficientes.

Ao longo deste capítulo são apresentados mecanismos de incentivo às fontes renováveis. Com base em Dutra (2007), é feito um estudo mais aprofundado dos mecanismos *feed-in*, de quotas e leilão, considerados por vários autores como os principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis, e, a partir de revisão bibliográfica, é dado um enfoque às características duais existentes entre os mecanismos baseados no preço e os mecanismos baseados em quantidade. As características duais¹⁷ identificadas nos mecanismos *feed-in*, de quotas e leilão são posteriormente utilizadas na análise multicritério.

¹⁷ Como exemplo, Menanteau et al. (2003) considera que os mecanismos *feed-in*, de quotas e leilão possuem características diferentes em relação à obtenção de benefícios extra por parte dos empreendedores. No caso do mecanismo *feed-in* a evolução tecnológica permite aumentar a geração excedente dos produtores, o que gera um incentivo à inovação. Já no caso de mecanismos baseados em quantidade, embora tenham que se beneficiar do progresso técnico para se manterem competitivos, a obtenção de renda extra pelos geradores é limitada, a exemplo do mecanismo de quotas, ou é atribuída aos consumidores, como ocorre nos leilões.

A Tabela 3.1 ilustra a aplicação dos principais mecanismos de incentivo utilizados em diversos países.

Tabela 3.1 - Incentivos para a geração distribuída

País	Mecanismo					
	<i>Feed-in</i>	Quota	<i>Net metering</i>	Certificados energia renovável	Investimentos público/financiamento	Leilões públicos de energia
Alemanha	X		X		X	
Austrália	X	X		X	X	
Brasil					X	X
Canadá	**	**	X		X	X
China	X	X			X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X
Espanha	X			X	X	
Estados Unidos	**	**	**	**	**	**
Itália	X	X	X	X	X	
Japão	X	X	X	X	X	
Portugal	X				X	X
Reino Unido	X	X		X	X	

** Nem todos Estados/Províncias desse país adotaram esse sistema.

Fonte: (ANEEL, 2011)

3.1. Mecanismo *feed-in tariff*

O mecanismo *feed-in tariff* é apontado de maneira recorrente na literatura internacional como responsável pela grande expansão no uso de fontes renováveis, principalmente devido aos resultados positivos observados em países como Alemanha, Espanha e Dinamarca, cujas principais políticas de incentivo às fontes renováveis se basearam no *feed-in tariff*.

No mecanismo *feed-in tariff*, as concessionárias de energia são obrigadas a comprar a energia elétrica renovável gerada, conectar os respectivos projetos à rede elétrica e remunerar o produtor independente através da compra da energia elétrica gerada a um preço mínimo estipulado pelo governo. Em alguns casos a remuneração pela eletricidade gerada possui um valor absoluto, chamado tarifa fixa de alimentação, e em outros casos a remuneração possui uma parcela variável definida em função do preço de mercado da eletricidade e uma remuneração adicional, também chamada de preço *premium*. Em ambos os casos a remuneração total muitas

vezes é diferenciada de acordo com a tecnologia, localização e tamanho do empreendimento, sendo garantida a contratação da energia por um período específico de tempo, em geral de 15 anos a 20 anos.

Os preços mais elevados da energia proveniente de fontes alternativas são custeados por todos os consumidores de energia elétrica. Em alguns casos são previstas reduções na remuneração pela eletricidade de forma a incentivar o desenvolvimento tecnológico e diminuir o ônus aos consumidores.

A Figura 3.2 mostra a dilatação na curva dos custos marginais decorrente do progresso tecnológico. Ou seja, para uma mesma tarifa p_0 o produtor deixa de produzir q_0^* e passa a produzir uma quantidade maior q_t^* . Assim, no caso de uma tarifa fixa de alimentação o produtor pode garantir uma renda extra, representada pela área (ADBC), que somada à renda inicial do produtor, representada pela área (cAp₀), garante um benefício total maior, representado pela área (cDp₀).

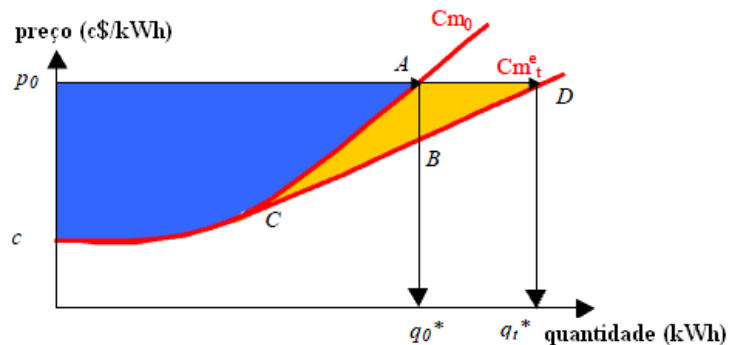


Figura 3.2- Efeito do progresso tecnológico sobre o mecanismo *feed-in tariff*
Fonte: (Dutra, 2007)

Contudo, conforme mostra a Figura 3.3, diante da curva Cm_t^e a tarifa necessária para obter a mesma quantidade de energia q_0^* passa a ser p_t e não mais p_0 . Porém, o regulador não tem informações suficientes para precisar o desenvolvimento tecnológico e, por isso, estabelece uma nova tarifa p_t^e com base em uma curva de custos marginais que antecipa a evolução tecnológica (Cm_a^t), sendo esta diferente da curva de custos marginais efetiva (Cm_t^e). Assim, a quantidade produzida será q_t^* , valor superior ao q_0^* previsto pelo regulador. Ou seja, ainda com o estabelecimento de tarifas decrescentes, os produtores no mecanismo *feed-in tariff* conseguem adquirir uma renda extra através do desenvolvimento tecnológico, mas, neste caso, há um decréscimo no ônus dos consumidores, que pode ser visualizado pela área ($p_0DEp_t^e$).

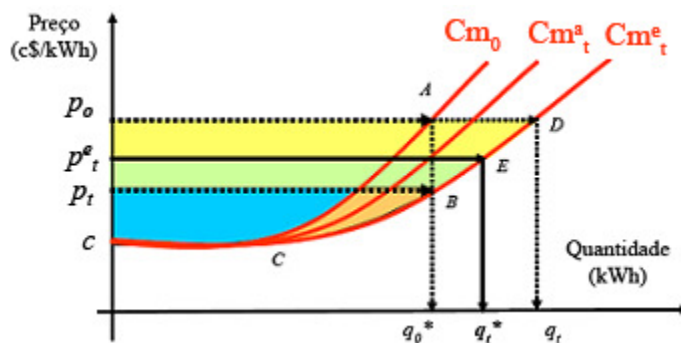


Figura 3.3 - A redução da tarifa no mecanismo *Feed-In tariff* e o efeito na renda
 Fonte: (Dutra, 2007)

Ao comparar a Figura 3.2 com a Figura 3.3 observa-se que a adoção de tarifas decrescentes, em comparação com a adoção de tarifas fixas, permite uma redução no impacto sobre a tarifa dos consumidores, representada pela área (p_0DEpet), além de limitar a renda extra dos produtores proveniente do desenvolvimento tecnológico. Contudo, não elimina completamente a renda extra dos produtores proveniente do desenvolvimento tecnológico. Neste aspecto, o mecanismo *feed-in tariff*, com tarifas decrescentes, agrega duas vantagens: redução do impacto sobre o consumidor e possibilidade, aos produtores inovadores, de obter uma renda extra (Dutra, 2007). Além disso, a prévia fixação, pelo governo, do preço de remuneração associado a longos períodos de remuneração possibilitam que o empreendedor se beneficie de um custo marginal inferior ao preço de remuneração, auferindo, assim, uma renda extra.

Portanto, no mecanismo *feed-in* os preços de remuneração são fixados pelo governo, enquanto o montante de energia contratada é normalmente definido pelo mercado, sendo a insuficiência de incentivos para a redução de custos considerada a principal deficiência do mecanismo.

Os impactos do mecanismo *feed-in*, assim como do mecanismo de leilão e de quotas com certificados verdes, na redução do preço da energia renovável em função do avanço tecnológico e da competição estabelecida, na obtenção de renda extra pelo empreendedor, e na estabilidade do investidor, serão utilizados em uma análise multicritério.

3.2. Mecanismo de leilão

No mecanismo de leilão, ou *Tendering System*, o governo estipula um alvo de fontes alternativas de energia para geração renovável e um preço máximo para a eletricidade por kWh gerado. Através de um processo de competição entre os produtores para fornecimento da quota estipulada classificam-se as propostas em ordem crescente de custo até que se alcance o montante a ser contratado. Este sistema competitivo foca nos preços por kWh propostos durante o processo de leilão, sendo as concessionárias obrigadas a pagar aos produtores participantes do leilão, através da realização de contratos de longo prazo, pelo montante de energia gerada com base no preço final (*pay-as-bid*) definido em leilão.

A Figura 3.4 apresenta curvas de custos marginais formadas a partir do processo de leilão. Na curva C_m , para alcançar a quantidade de energia desejada (q_{obj}) são apresentadas, em rodadas sucessivas, durante o leilão, as quantidades $q_1, q_2-q_1, q_3-q_2, q_{obj}-q_3$ ao preço máximo p_1, p_2, p_3 e p_4 , respectivamente. Com o desenvolvimento tecnológico a curva dos custos marginais se desloca para a curva C_m' e, assim, os preços máximos anteriores são substituídos por p'_3 e p'_4 para as quantidades ofertadas q_3-q_2 e $q_{obj}-q_3$. Ou seja, diferentemente do mecanismo *feed-in*, onde os preços são pré-estabelecidos, no mecanismo de leilão os preços são automaticamente reduzidos quando se obtém um ganho tecnológico. Assim, o potencial de renda extra dos produtores, proveniente do desenvolvimento tecnológico, se cancela com a redução nos preços produzida pelo ganho tecnológico. Por outro lado, o produtor é estimulado a buscar o desenvolvimento tecnológico para que obtenha preços que o permitam competir neste mercado de competição.

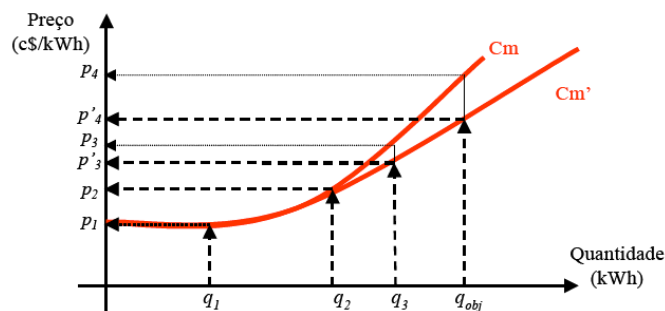


Figura 3.4 - Curva dos custos marginais no Sistema de Leilão
 Fonte: (Dutra, 2007)

Para Menanteau et al. (2003), as reduzidas margens de lucro dos empreendedores devido à competição estabelecida para obtenção da menor tarifa, a incerteza relacionada à rentabilidade dos projetos e as taxas de retorno inferiores¹⁸, com relação aos empreendimentos associados ao mecanismo *feed-in*, são alguns dos pontos fracos do mecanismo de leilão. Assim, o balanço entre riscos envolvidos e lucros esperados torna o leilão desvantajoso e pouco atrativo para alguns investidores.

Contudo, o mecanismo de leilão é considerado por Menanteau et al. (2003) mais efetivo em relação ao mecanismo *feed-in* quanto à redução de custos e preços para as fontes renováveis, não somente devido a questões técnicas (busca por ganhos de escala, diminuição nos custos de investimento, melhoria na performance técnica, entre outros), mas também devido a um esforço sistemático para redução dos custos através de economias de escala e utilização dos melhores sítios disponíveis.

3.3. Mecanismo de quotas com certificados verdes

No mecanismo de quotas, ou *Renewable Portfolio Standards*, o governo determina que uma quota da eletricidade comercializada em um mercado seja oriunda de fontes alternativas de energia para geração renovável. A meta, exigida às distribuidoras de energia elétrica, geradoras ou consumidores, aumenta, em geral, a cada ano. No final do período estipulado para a obtenção

¹⁸ Os investimentos associados ao mecanismo *feed-in* possuem uma taxa de retorno média da ordem de 10% a 15%, enquanto no mecanismo de leilão é da ordem de 8% a 12% (Menanteau et al., 2003).

das metas, deve-se comprovar o cumprimento das obrigações estipuladas, caso contrário deverá ser pago uma penalidade. Neste sistema os operadores podem cumprir suas metas através de geração própria, compra da energia de outros geradores, ou através da aquisição de “certificados verdes” de um gerador específico, cuja geração já tenha cumprido a meta exigida ou cuja distribuidora possua excedente de geração.

Em geral, os certificados são emitidos por geradores de energia renovável que se beneficiam de duas maneiras pela geração de origem renovável: vendendo a energia gerada para a rede ao preço de mercado, ou através da venda de certificados no mercado de certificados verdes (Finon et al., 2002).

A Figura 3.5 apresenta curvas de custos marginais no mercado de certificados verdes de dois operadores com objetivos iguais de geração q . Para Dutra (2007) o operador A, que apresenta menores quantidades de recurso energético, apresentará uma curva de altos custos marginais Cm_A , sua produção será limitada a q_A e o restante necessário para completar o objetivo q será adquirido no mercado de certificados verdes ao preço de equilíbrio p . Para que isso ocorra, o produtor B aumenta sua produção para q_B e vende seu excedente de geração renovável no mercado de certificados ao preço de equilíbrio p .

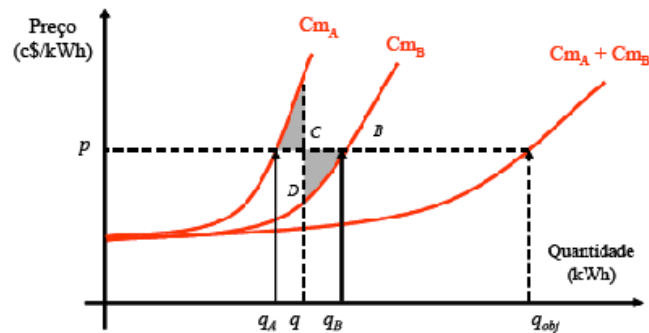


Figura 3.5 - Operação no mercado de certificados verdes (exemplo para dois produtores: A e B)
Fonte: (Dutra, 2007)

Na Figura 3.6 se observa o efeito do desenvolvimento tecnológico nas curvas de custo marginal do mecanismo de quotas. O operador B, que já atua no mercado de certificados, consegue reduzir sua curva de custos marginais Cm_B para Cm'_B . Neste caso, para uma mesma quota, o preço de equilíbrio do mercado de certificados é reduzido de p para p' e assim o operador A passa a se beneficiar do desenvolvimento tecnológico do operador B. Ou seja, o operador A passa a ter um incentivo cada vez menor para buscar um avanço tecnológico. Já o

operador B, que antes vendia no mercado de certificados uma quantidade q_B ao preço p , passa a vender uma quantidade maior q'_B a um preço menor p' . Ou seja, o produtor B não tem garantias de que o ganho tecnológico conduzirá a um aumento na sua renda. O ganho acontecerá somente quando a área $C'B'D'$ for maior que a área CBD . Tal característica restritiva é uma desvantagem do mecanismo de quotas em relação à promoção do desenvolvimento tecnológico.

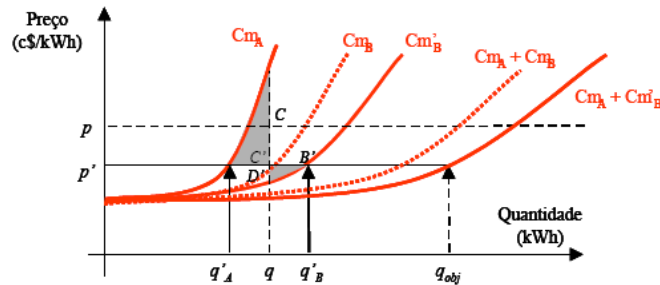


Figura 3.6 - Limitações do desenvolvimento tecnológico na operação do mercado de certificados verdes.

Fonte: (Dutra, 2007)

O principal risco deste mecanismo é a volatilidade no preço dos certificados e seus efeitos negativos sobre os investidores, uma vez que quando as empresas estão próximas de alcançar suas metas individuais o preço dos certificados tende a cair no mercado, pois a quantidade destes é alta, sendo a criação de preços teto e preços piso apontada como uma das alternativas para garantir que os preços dos certificados permaneçam dentro dos limites aceitáveis para investidores e compradores.

A adequada definição das multas, pelo não cumprimento da meta percentual, também possui importância fundamental para o sucesso de uma política baseada neste mecanismo, visto que se a multa for baixa será preferível ao empreendedor pagar a penalidade ao invés de investir na geração a partir de fontes renováveis.

No mecanismo de quotas, assim como no mecanismo de leilão, a quantidade contratada de energia é fixada pelo governo e o mercado tem um importante papel na definição do preço da energia, contrariamente ao observado no mecanismo *feed-in*.

3.4. Subsídios econômicos

Os subsídios econômicos são oferecidos pelo governo para superar barreiras do alto custo inicial de projetos para tecnologias de fontes renováveis. O tipo mais comum de subsídio econômico é o subsídio ao investimento, estabelecendo-se uma porcentagem sobre o investimento total. De acordo com Costa (2006), apesar da facilidade e viabilidade administrativa e política deste instrumento, o mecanismo não incentiva a eficiência do projeto de geração renovável a partir de fontes alternativas de energia e, por isso, alguns agentes de mercado defendem a utilização de subsídios à produção (pagamento pelo kWh gerado e disponibilizado na rede), por possuir um maior controle sobre a eficiência da operação.

Segundo Dutra (2007), a grande vantagem do subsídio ao investimento está na redução do montante de capital inicial próprio necessário para iniciar o projeto, o que pode proporcionar um aumento acelerado da capacidade em um curto prazo. Por outro lado, os critérios para escolha do nível de subsídio e das tecnologias a serem beneficiadas podem dificultar a evolução de um mercado mais competitivo em curto prazo e também a adoção gradual de avanços tecnológicos.

3.5. Incentivos fiscais

Os incentivos fiscais e creditícios (isenções tributárias relacionadas ao uso de fontes renováveis, redução de impostos ou taxas, concessão de créditos financeiros, entre outros) proporcionam um benefício (custo evitado) mais duradouro (ao longo do benefício fiscal) em relação ao subsídio ao investimento, concedido na fase inicial do investimento. Além disso, os subsídios não pressupõem o retorno do recurso concedido, ao passo que os incentivos fiscais e creditícios podem ou não ser retornados.

Apesar dos incentivos fiscais representarem uma redução nas arrecadações tributárias do governo, eles são muitas vezes necessários para a viabilização de projetos com altos custos iniciais. Ao mesmo tempo em que os incentivos fiscais estão direcionados para viabilizar

projetos, eles podem permitir que os empreendedores utilizem estes recursos na absorção de novas tecnologias, o que de certa forma proporciona o desenvolvimento tecnológico, ainda que de forma indireta (Soares et al., 2006 apud Dutra, 2007).

Vale ressaltar a importância de se revisar continuamente o período de vigência dos subsídios e incentivos fiscais, assim como dos outros mecanismos já citados, e quando possível inclusive reduzir progressivamente os níveis de apoio, para que o estímulo ao uso de fontes alternativas de energia para geração renovável não se torne um estímulo ao comodismo e à ineficiência, uma vez que as políticas de incentivo devem ser assimiladas como de transição e são os consumidores e/ou contribuintes que arcam com as mesmas.

A IEA (2008) resalta a importância de que os mecanismos de suporte sejam suficientemente flexíveis para acompanhar o desenvolvimento tecnológico e não excluir opções menos competitivas de tecnologias de fontes renováveis com elevado potencial de desenvolvimento no longo prazo. Além disso, considera crucial a realização de revisões periódicas dos mecanismos existentes e dos progressos alcançados para garantir que a inserção de tecnologias de energia renovável ocorra de forma suave e eficaz.

3.6. Outros mecanismos

Outros importantes mecanismos de incentivo têm possibilitado o desenvolvimento de fontes alternativas de energia. A seguir é feita uma descrição de alguns destes mecanismos.

Uma variação do mecanismo *feed-in*, “o *net metering* consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração por meio de medidores bidirecionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada” (ANEEL, 2010a).

Alguns mecanismos de flexibilização para auxiliar o processo de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) ou de captura de carbono por parte dos países do Anexo I foram

criados pelo Protocolo de Quioto, como o Comércio Internacional de Emissões¹⁹, a Implementação Conjunta²⁰ e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)²¹. Dentre os mecanismos citados, apenas o MDL tem contribuído para o desenvolvimento de projetos de fontes renováveis em países em desenvolvimento. Neste, a quantidade de GEEs reduzida é convertida em um ativo financeiro transacionável, denominado Reduções Certificadas de Emissões (RCE), a partir do qual tem se tornado viável a realização dos projetos. De acordo com o Protocolo de Quioto, as reduções de emissões resultantes de cada atividade de projeto devem ser adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade certificada de projeto; precisa-se comprovar que o projeto não seria executado sem a expectativa dos seus “créditos de carbono”, seja porque os projetos não geram benefícios econômicos além da venda dos RCE ou porque, no caso dos que possuem benefícios econômicos, os projetos não seriam construídos sem os recursos do MDL; além disso, somente poderá ser registrada como atividade de projeto de MDL se a mesma não for obrigatória no país. Assim, o MDL ajudou, até setembro de 2011, a financiar aproximadamente 3.450 projetos de fontes renováveis em países em desenvolvimento (UNFCCC, 2011). Contudo, as restrições para enquadramento no mecanismo e as incertezas sobre sua continuidade e seu formato no futuro são alguns dos pontos que ainda devem ser trabalhados.

De acordo com Marpaung (2010), RESCO é uma organização que presta serviços elétricos a consumidores de fontes renováveis, usualmente solar fotovoltaica, eólica ou micro hidroelétricas. Algumas importantes características de uma RESCO são: o consumidor não é dono dos equipamentos de geração, que pertence a uma organização externa, como uma agência governamental, ou a RESCO; o usuário não realiza manutenção, sendo a mesma fornecida pela RESCO, assim como reparos; cabe ao usuário o pagamento de uma taxa de serviço, que cobre o reembolso de capital exigido e os custos de manutenção e reparo.

O *Global Environmental Facility* (GEF) é uma organização independente de financiamento que em parceria com instituições internacionais, não governamentais e o setor privado tem

¹⁹ International Emissions Trading (EIT): permite aos países que tenham diminuído suas emissões acima de sua meta a transferência do excedente de suas reduções para outro país, sendo utilizada a *Assigned Amount Unit* como unidade de negociação.

²⁰ Joint Implementation (JI): permite a implementação de projetos de redução de emissões de GEEs entre os países com metas a cumprir, sendo utilizada a Emission Reduction Unit como unidade de negociação.

²¹ Clean Development Mechanism (CDM): consiste na possibilidade de um país que tenha compromisso de redução de emissões (países Anexo I) adquirir “créditos de carbono” (do inglês Certified Emission Reduction-CERs) gerados por projetos implantados em países em desenvolvimento (países não-anexo I).

abordado as questões ambientais globais subsidiando o custo adicional de projetos “ambientalmente limpos” em relação a projetos mais baratos e poluentes em países em desenvolvimento e países com economias em transição (Marpaung, 2010).

4 Políticas de incentivo às fontes renováveis no Brasil e no Chile e o caso específico da geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos

A América Latina tem se destacado nos últimos anos pela forte participação hidroelétrica, elevadas taxas de crescimento na demanda de eletricidade e expressiva necessidade de investimentos privados no setor elétrico.

A região possui um rico patrimônio de recursos naturais, tanto renováveis quanto não renováveis de energia, apresentando um expressivo potencial hidráulico ainda a ser explorado, além de reservas de petróleo e gás natural. Embora o aproveitamento destes recursos na região tenha historicamente se centrado em grandes centrais de energia hidroelétrica e combustíveis fósseis, existe um enorme potencial de aproveitamento de fontes renováveis e alternativas.

De acordo com Barroso et al. (2009), a geração hidroelétrica é a fonte dominante de fornecimento na região (52% da capacidade instalada total e 68% da geração de energia), alavancando outras fontes renováveis como eólica e biomassa, uma vez que a flexibilidade da geração hidroelétrica e seus reservatórios são usados para compensar a variabilidade do período de chuvas e a sazonalidade da produção de energia a partir de biomassa sem que haja a necessidade de usinas termelétricas como *backup*.

Dos cerca de 290.000 MW instalados na América Latina em 2008, o Brasil lidera com potência correspondente a 34% do total, seguido pelo México (19,5%), Argentina (12%) e Venezuela (8%) (BARROSO et al., 2009).

O processo de reforma dos setores elétricos na região iniciou-se no Chile na década de 1980, seguido pela Argentina no início dos anos 1990 e logo depois pela Bolívia e Peru. No Brasil, Colômbia e vários países da América Central o processo de reformas se iniciou em meados da década de 1990.

Os principais objetivos deste processo de reestruturação eram aumentar a eficiência do setor e assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda. Em muitos países a reestruturação

continha incentivos para a participação de agentes privados na geração, que historicamente era exercida pela administração pública (BARROSO et al., 2009).

Apesar de aspectos positivos obtidos com as reformas, tais como ganhos de eficiência nas concessionárias privadas e a transparência originada pelas agências reguladoras, foram observadas dificuldades importantes quanto à segurança de fornecimento.

Devido às dificuldades de suprimento, entre 2004 e 2008 muitos países da região fizeram novos ajustes na estrutura regulatória do setor elétrico buscando manter os aspectos positivos da primeira reforma.

No Chile e Brasil durante a segunda reforma nos setores elétricos determinou-se a necessidade de cobertura por contratos de 100% da demanda de consumidores livres e cativos e a necessidade de contratação de nova capacidade para os consumidores regulados obrigatoriamente através de leilões competitivos com contratos de longo prazo (BARROSO et al., 2009).

Sabendo que o modelo de geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, e até mesmo de grandes hidroelétricas, encontra-se em fase de plena maturidade e que o segmento da indústria que atinge essa fase cresce pouco em relação ao passado, possuindo ganhos tecnológicos apenas incrementais, interessa aos formadores de políticas introduzirem, ao lado dessa indústria e sem comprometer sua robustez e baixo custo, uma opção de grande potencial de crescimento e que sirva como novo motor da economia. Esta opção permitiria o estímulo ao uso de vetores energéticos modernos e sustentáveis, a abertura de novas fronteiras de investimento industrial e de geração de empregos, e a promoção de novas linhas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (MME, 2009, p.7).

Assim, por volta do segundo período de reformas, vários países da América Latina (Costa Rica, Equador, México, Panamá, Peru, Uruguai e inclusive Brasil e Chile) implementaram algum tipo de mecanismo para promoção da geração no setor elétrico a partir de fontes renováveis de energia, motivados tanto por questões político-ambientais quanto pelas crises energéticas vivenciadas, que trouxeram à tona também a questão da independência energética, principalmente no Chile. A Figura 4.1 ilustra os principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis de energia existentes atualmente nos países da América Latina. Vale ressaltar que os incentivos fiscais e creditícios são comumente observados na região em concomitância com outros mecanismos.

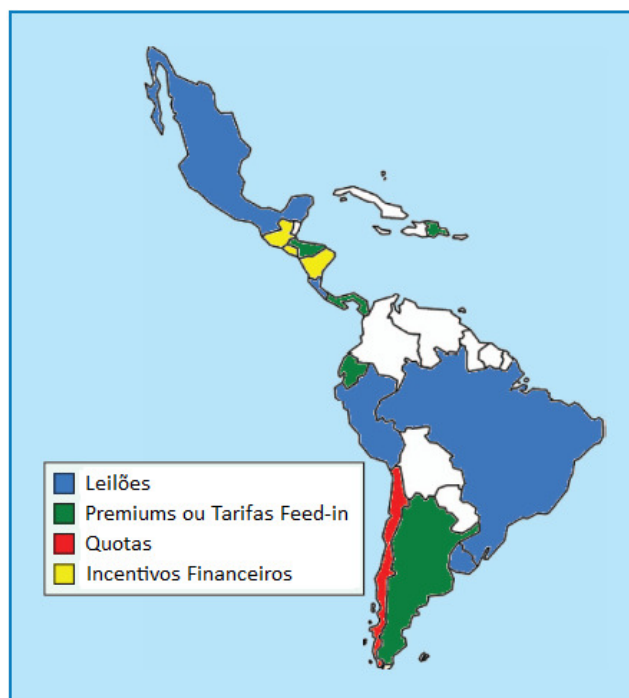


Figura 4.1 - Principais Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis na América Latina
 Fonte: (BARROSO et al., 2010)

Biomassa, eólica e PCH são as fontes renováveis e alternativas que alcançaram uma participação mais representativa na geração de eletricidade da América Latina. A geração solar fotovoltaica ainda possui uma participação basicamente restrita a sistemas isolados, contrariamente à tendência mundial de crescimento exponencial da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. A Figura 4.2 mostra que a tecnologia fotovoltaica apresentou em 2009 e entre 2005 e 2009 as maiores taxas anuais de crescimento da capacidade instalada entre as fontes renováveis.

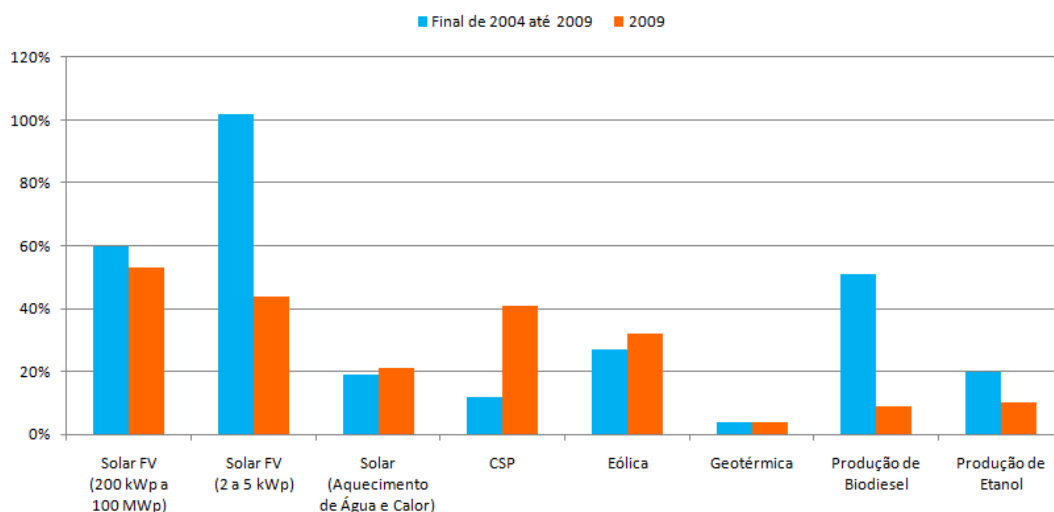


Figura 4.2 -Taxas de crescimento médio anual na capacidade instalada de fontes renováveis no mundo

Fonte: (REN21, 2010)

Paradoxalmente, 91% da capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos em 2009 se localizava em países com níveis modestos de irradiação solar²² e apenas 9% se situava em países do cinturão solar, o que mostra a existência de um grande potencial ainda a ser aproveitado nestes países (EPIA, 2010).

A América Latina possui um potencial de aproveitamento fotovoltaico próximo da média dos países do cinturão solar, embora a utilização atual dessa oportunidade seja relativamente baixo. A capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos na região é de aproximadamente 56 MW (aproximadamente 95% dessa potência se situa no México, Brasil e Argentina), o que representa 4% da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos na região do cinturão solar, enquanto que o consumo de eletricidade na América Latina corresponde a 15% do consumo total dos países no cinturão solar (EPIA, 2010).

A Figura 4.3 mostra que Chile e Brasil possuem oportunidades bem próximas de aproveitamento da tecnologia fotovoltaica, ainda que o Brasil possua um maior nível de atratividade da tecnologia fotovoltaica em relação ao Chile e este possua um maior nível de atratividade de investimentos em relação ao Brasil. Vale ressaltar que as principais políticas de suporte às fontes renováveis de energia implementadas nestes países se basearam em mecanismos distintos (*feed-in* e leilão no caso brasileiro e quotas no caso chileno).

²² Com exceção da China, os 10 maiores mercados da tecnologia solar fotovoltaica não se situam no cinturão solar.

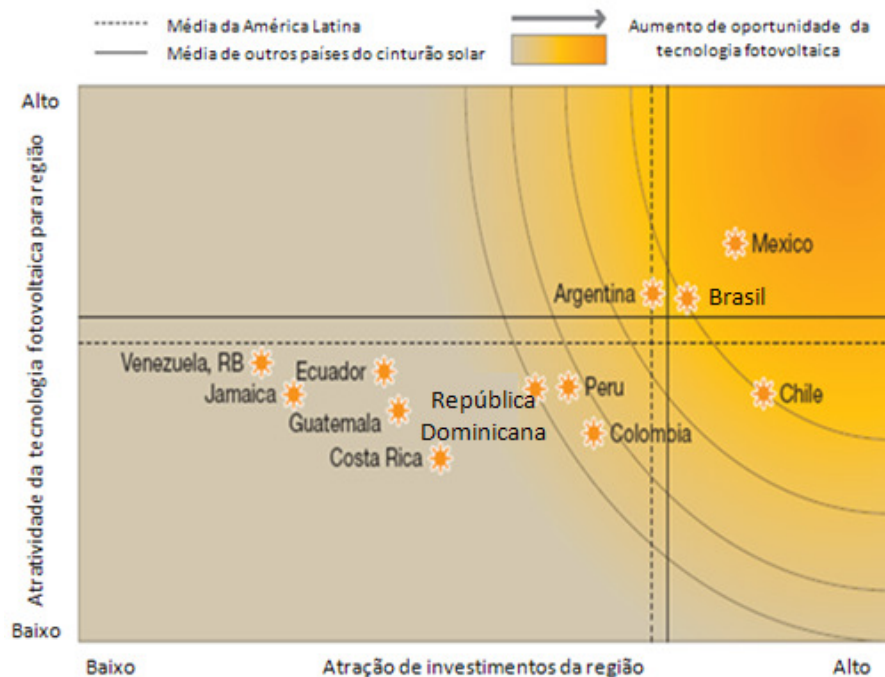


Figura 4.3 -Posicionamento da oportunidade de investimento em sistemas fotovoltaicos nos países da América Latina
 Fonte: (EPIA, 2010)

“Como a indústria fotovoltaica ainda é relativamente nova existem muitas oportunidades de aprimoramento, desde o processo de manufatura da matéria prima até a fabricação dos componentes, além de um inerente processo de capacitação em recursos humanos com a formação de profissionais qualificados, gerando toda uma cadeia produtiva de alta tecnologia, que inclui não só a indústria de silício, lâminas, células e módulos fotovoltaicos, mas também a de equipamentos auxiliares como inversores e controladores de carga, além de todo um conjunto de fornecedores de equipamentos e insumos” (MME, 2009).

Neste capítulo são apresentadas características de mercado, regulatórias, institucionais e socioambientais da geração renovável de eletricidade no Chile e Brasil a partir de SFCR, conforme ilustra a Tabela 4.1, sendo utilizada a mesma ordenação posteriormente para a análise multicritério.

Tabela 4.1 - Características avaliadas da geração de energia a partir de SFCR

Mercado	Renda extra pelo empreendedor	Sociedade e Meio Ambiente	Aceitação social e uso da terra
	Estabilidade ao investidor		Emissões de gases de efeito estufa
			Redução no preço da energia devido ao avanço tecnológico e competição
Regulação	Experiência com o mecanismo	Instituições	Agências, órgãos, bancos e associações de fomento
	Procedimentos para conexão à rede de distribuição e injeção da energia gerada na rede		Sinalização do governo
	Incentivos para redução dos custos de uso e acesso a linhas de distribuição e transmissão		Indústria e pesquisa nacional

4.1. Geração renovável de energia elétrica no Brasil e Chile

A matriz elétrica brasileira possui uma parcela de 18,9% de usinas termelétricas a partir de combustíveis fósseis e 81,1% de fontes renováveis, sendo 9,78% referente a fontes renováveis e alternativas, enquanto a matriz elétrica chilena possui uma participação de termelétricas a combustíveis fósseis de 63% e uma parcela de fontes renováveis de 37%, sendo 4,1% referente a fontes renováveis alternativas. A Figura 4.4 apresenta comparativamente a composição da matriz elétrica brasileira e chilena em 2010.

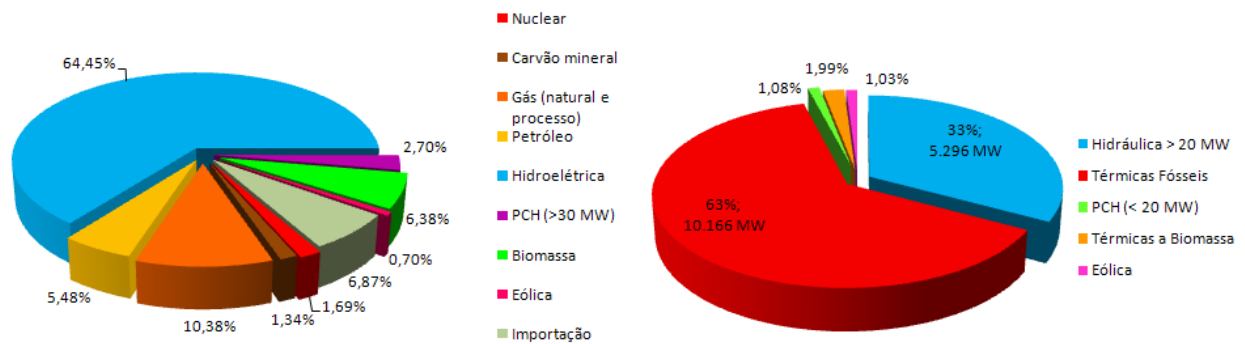


Figura 4.4 -Capacidade instalada na matriz elétrica brasileira e chilena em 2010
 Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2010b) e (CENTRAL ENERGÍA, 2010)

A promoção das energias renováveis vem sendo obtida no Brasil através de uma sequência de reformas legais implementadas no mercado de energia elétrica. O setor elétrico brasileiro até 1995 se caracterizava como um modelo estatal híbrido de propriedade dos governos federal e estadual. Nesta época, os consumidores de energia elétrica eram obrigatoriamente cativos e só podiam comprar energia da concessionária local estatal, que estruturava as normas e condições de fornecimento, ditadas pelo governo.

A partir do processo de liberalização gradativa do mercado de energia elétrica no País e com as modificações na legislação brasileira foram inseridos incentivos para a instalação de GD a partir de fontes hídrica, solar, biomassa ou cogeração qualificada com injeção de até 30 MW na rede de distribuição. A ANEEL (2010a) cita alguns destes incentivos: desconto mínimo de 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição, aplicável na produção e no consumo; possibilidade de venda de energia para consumidores livres e especiais²³; dispensa de pagamento da compensação

²³ A Lei nº 9.074 de 1995, regulamentada pelo Decreto nº 2003 de 1996, introduziu a figura do consumidor livre, que possui carga igual ou superior a 3 MW, sendo conectado numa tensão igual ou superior a 69 kV, e que pode optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica no sistema interligado nacional (SIN). A Resolução Normativa da ANEEL nº 247 de 2006 regulamenta as condições para comercialização de energia elétrica pelo consumidor especial. Nesta resolução determina-se que os consumidores especiais devem receber tratamento semelhante ao concedido aos consumidores livres, podendo adquirir energia incentivada no todo ou em parte. Os consumidores especiais também ficam autorizados a possuir contratos de compra e venda de energia incentivada, bem como contratos de fornecimento cativo junto às concessionárias ou permissionárias de distribuição, podendo participar do mercado livre mesmo sem ter as características de um consumidor livre, sendo a energia comercializada obrigatoriamente oriunda de aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH; empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW; empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW.

financeira pelas PCHs e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH)²⁴ aos municípios atingidos pelo reservatório da usina; possibilidade das PCHs e CGHs aderirem ao Mecanismo de Realocação de Energia²⁵ (MRE) para redução dos riscos hidrológicos dentro do sistema interligado; isenção de pagamento anual de 1% da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; possibilidade de vender energia nos leilões específicos para fontes alternativas; possibilidade de vender energia diretamente à distribuidora por meio de chamada pública²⁶; venda de energia dentro da cota, preços e condições de financiamento estabelecidos no Proinfa; procedimento de acesso simplificado para as centrais geradoras com registro, sendo necessário apenas as etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso, agilizando assim o processo.

De acordo com CERPCH (2010), com os resultados positivos obtidos pela energia eólica nos últimos leilões e os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, os consumidores livres podem considerar a competitividade do preço da energia eólica em relação às grandes usinas hidrelétricas, o que ressalta a relevância da aplicação destes descontos para promoção de fontes renováveis e alternativas.

Com relação à expansão da energia eólica nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, estima-se que tal fato poderá onerar sobremaneira os consumidores destes estados. Segundo Polito (2010a), até 2013 o Rio Grande do Norte terá 2.100,8 MW eólicos, o equivalente a 34,6% do parque gerador desse tipo de fonte no País, e o Ceará virá em seguida, com 1.378 MW, ou 22,7% da matriz eólica brasileira. Para o autor, embora esse bloco de energia seja compartilhado por todo o SIN, o subsídio do desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição será pago, conforme regulação, somente pelos 2,8 milhões de clientes da Coelce e

²⁴ CGH: Usina hidrelétrica com potência instalada de até 1 MW.

²⁵ O MRE tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do sistema hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Garantia Física independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Garantia Física do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua Garantia Física para aqueles que geraram abaixo (CCEE, 2010b).

²⁶ O Decreto nº 5.163 da ANEEL de 2004 regulamentou em seu art.15 que a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD será precedida de chamada pública promovida diretamente pela distribuidora e limitou o montante contratado em 10% da carga da empresa. A Resolução Normativa nº 167 de 2005 regulamentou as condições para as distribuidoras contratarem energia proveniente de GD no SIN via chamada pública e a forma de cálculo do limite de contratação anual, que é 10% da carga da distribuidora verificado no momento da contratação e com base na carga dos 12 meses anteriores (ANEEL, 2010a).

1,1 milhão da Cosern, que representam menos de 6% do total de consumidores do País e utilizam menos de 4% da energia produzida no Brasil.

Já o incentivo de contratação de energia pelas distribuidoras por meio de chamada pública não tem sido suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras, visto o baixo número de empreendimentos de GD alcançados por esse instrumento (nas chamadas públicas realizadas pelas distribuidoras para a contratação de GD entre janeiro de 2006 e julho de 2010, apenas oito empresas utilizaram este meio para contratação de energia).

A Tabela 4.2 apresenta, por fonte, os montantes de energia e a quantidade de empreendedores contratados, desconsiderando os contratos realizados entre partes relacionadas (quando a usina pertence ao mesmo grupo econômico da distribuidora).

Tabela 4.2 - Chamadas Públicas para Geração Distribuída

	Hidráulica (PCH/CGH)	Bagaço	Biogás	Total
Nº Contratos GD	17	4	6	27
Energia (MW médio)	87,8	7,6	0,5	95,9

Fonte: (ANEEL, 2010a)

O Chile possui quatro sistemas elétricos interligados. Em abril de 2010 o Sistema Interconectado do Norte Grande (SING) possuía 23% da capacidade instalada do país e atendia aproximadamente 6% da população, sendo sua geração predominantemente térmica e orientada para a indústria de mineração; o Sistema Interconectado Central (SIC) possuía 76% da capacidade instalada do país e atendia em torno de 90% da população; o Sistema Elétrico de Aysén, assim como o Sistema Elétrico de Magallanes, possuem uma participação bem menor correspondendo, respectivamente, a 0,31% e 0,61% da capacidade instalada nacional, conforme apresenta a Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Capacidade instalada por sistema elétrico e fonte em 30/04/2010 no Chile

Fonte (MW)	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	5.296,01	0	0	0	5.296,01
Combustíveis Fósseis	6.279,44	3.760	98,71	27,78	10.165,93
Total de Convencional	11.575,45	3.760	98,71	27,78	15.461,94
Hidráulica < 20 MW	139,99	13	0	20,7	173,69
Biomassa	321,56	0	0	0	321,56
Eólica	164	0	0	1,98	165,98
Total de Renováveis Alternativas	625,55	13	0	22,68	661,23
Total Nacional	12.201,00	3.773	98,71	50,46	16.123,17

Fonte: Elaboração própria a partir de (CENTRAL ENERGÍA, 2010)

As fontes energéticas chilenas são bastante limitadas. O petróleo próprio cobre menos de 10% das necessidades do País, o carvão é de baixa qualidade e as reservas hidrelétricas mais significativas encontram-se afastadas de Santiago, principal centro de carga do país. Todas estas características fizeram do gás natural argentino uma alternativa barata e abundante, o que resultou em um protocolo de integração energética firmado em 1995 entre os dois países (BARROSO et al., 2009).

Tal situação aumentou consideravelmente a dependência do Chile pelo gás natural da Argentina. O cenário se complicou de forma irreversível a partir de 2004, quando a Secretaria de Energia da Argentina autorizou que o abastecimento de gás natural fosse feito preferencialmente para o mercado interno, em detrimento das exportações, deflagrando assim uma série de restrições que afetariam o Chile. Em agosto de 2005 o governo argentino impôs um racionamento que reduzia em 59% o volume total de gás exportado para o Chile. Em 17 de maio de 2007 as restrições chegaram a seu ponto mais crítico alcançando 64% do total exportado, o que resultou em uma redução de 14,1 milhões de metros cúbicos do produto, sendo que as importações diárias do Chile estavam na casa dos 22 milhões de metros cúbicos. Conseqüentemente, as centrais termelétricas chilenas se viram obrigadas a operar com diesel para fazer frente à redução da oferta de gás (UNIVERSIA, 2007).

A Figura 4.5 apresenta a evolução da geração de energia elétrica no SIC e SING do Chile entre 1996 e 2008, onde fica evidente o decréscimo na geração de energia elétrica a partir de gás natural após 2004 e, como compensação, o aumento considerável na geração a partir de óleo diesel no mesmo período. Observa-se também que a geração de eletricidade a partir de termoelétricas com base em carvão oscila quase inversamente à geração a partir de gás natural.

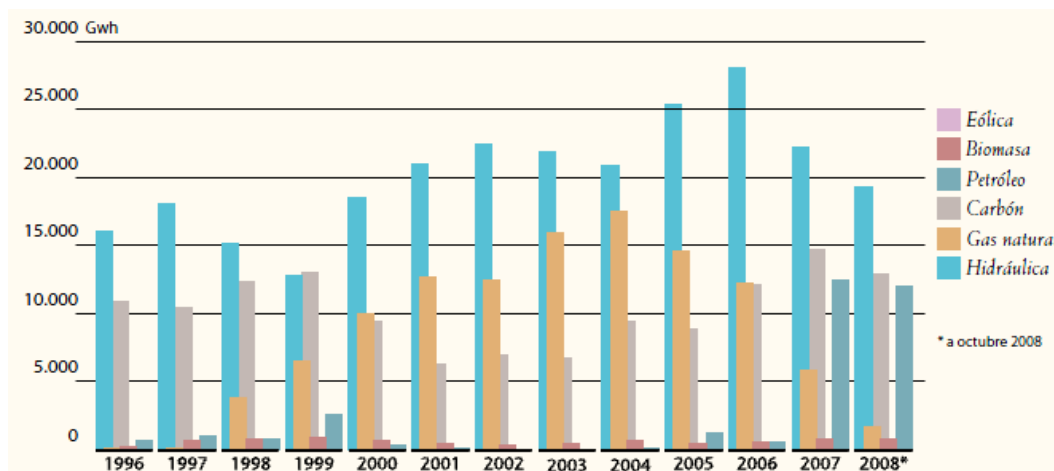
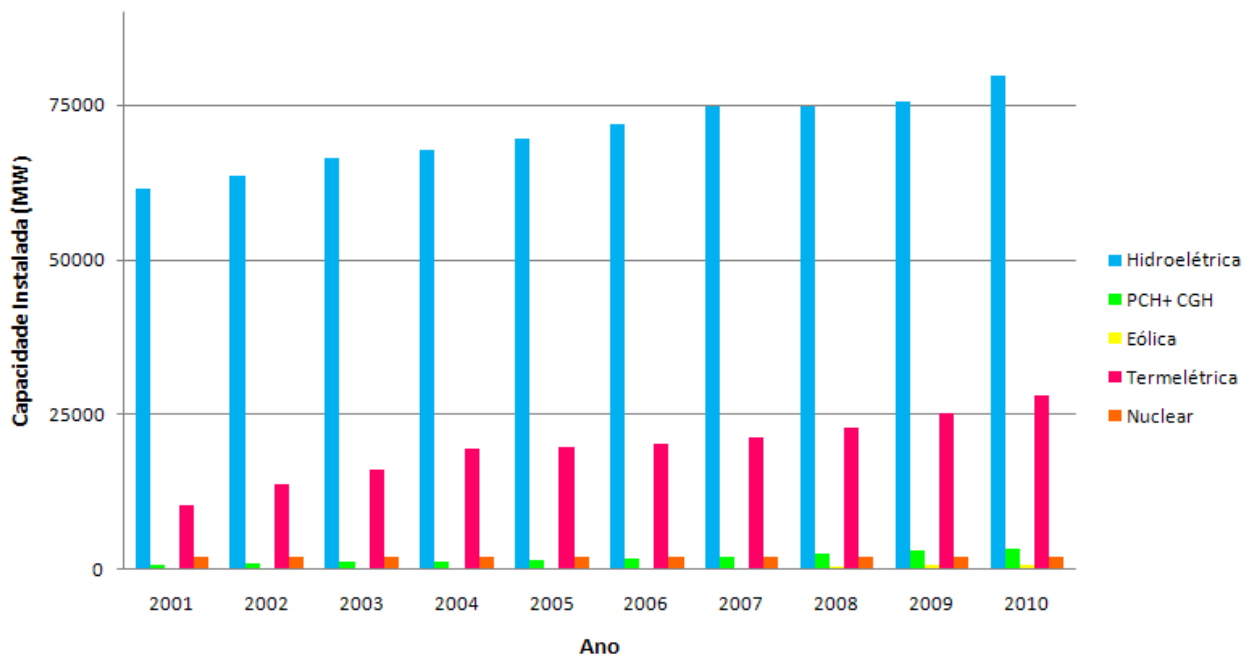


Figura 4.5 - Geração elétrica no Chile para SIC e SING entre 1996 e 2008
 Fonte: (CNE, 2008)

As altas taxas de crescimento na demanda de eletricidade do Brasil e Chile têm tornado os investimentos na expansão da capacidade de geração uma necessidade fundamental. Frente ao desafio de expansão da geração, a diversificação da matriz elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis implica em segurança no abastecimento de energia, ainda levando em consideração as questões ambientais. Entretanto, são condições favoráveis para a consolidação destas fontes, como investimentos em pesquisa e desenvolvimento, criação de mercado consumidor, desenvolvimento de uma indústria nacional, aplicação de uma legislação favorável, além de outros mecanismos de incentivo, que permitem torná-las progressivamente competitivas em relação às fontes já consolidadas.

A Figura 4.6 apresenta a evolução da matriz elétrica brasileira entre 2001 e 2010.



Nota: Hidroelétrica= Usina Hidrelétrica de Energia (UHE); Térmicas a biomassa estão incluídas na termoeletricidade

Figura 4.6 - Evolução da capacidade instalada no Brasil entre 2001 e 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2010b)

No período observa-se um expressivo aumento da capacidade instalada nacional e da participação de fontes renováveis. A termoeletricidade teve destaque, saltando de 10.481 MW em 2001 para aproximadamente 28 GW em 2010. O aumento na participação de PCHs e CGHs também foi expressivo: 855 MW em 2001 e 3.207 MW em 2010. A energia eólica possuía 21 MW de capacidade instalada em 2001 e em 2010 já possuía mais de 800 MW. O aumento da capacidade instalada no período foi de aproximadamente 39 GW, que corresponde a quase metade da capacidade instalada no Brasil em 2001.

A Figura 4.7 apresenta a evolução da matriz elétrica chilena entre 1999 e 2008.

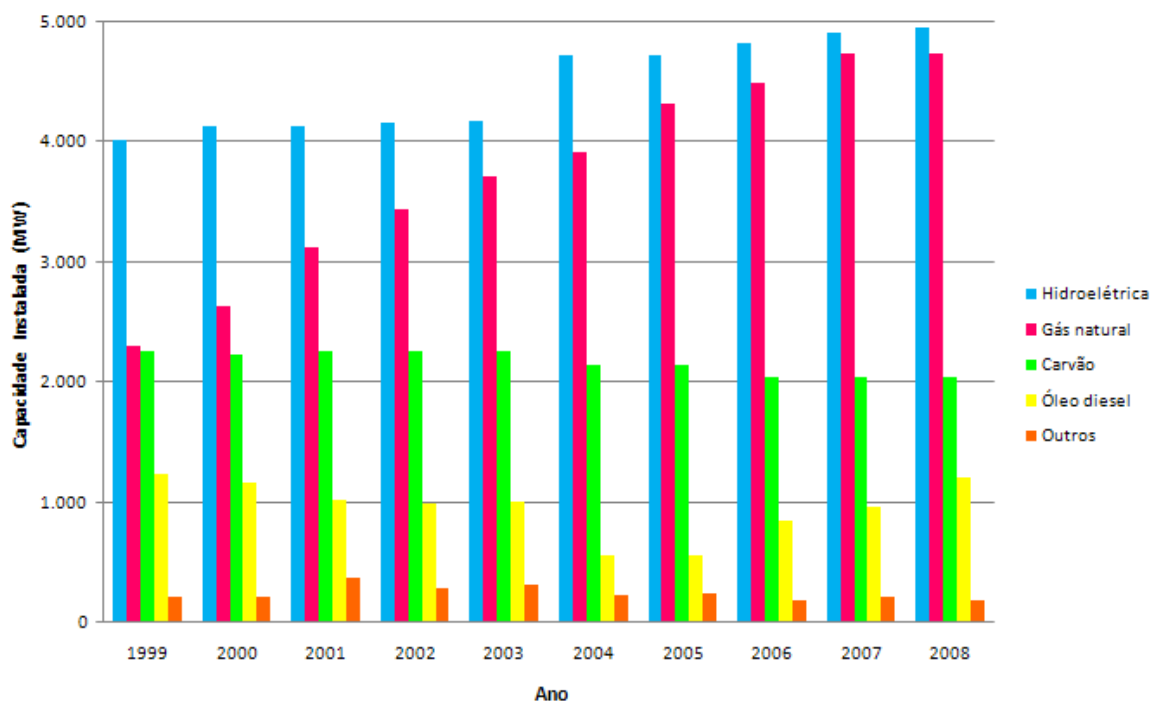


Figura 4.7 - Evolução da capacidade instalada no Chile entre 1999 e 2008
 Fonte: Elaboração própria a partir de (CNE, 2008)

Entre 1999 e 2008 houve um aumento de 3 GW na capacidade instalada nacional, onde se destaca claramente o expressivo aumento bruto e percentual de gás natural na matriz elétrica chilena (em 1999 a capacidade instalada de termoeletricas com base em gás natural era de 2.299 MW, que representava 23% da matriz elétrica chilena, e em 2008 era de 4.739 MW, representando 36% da matriz elétrica chilena).

Em ambos os países a participação da hidroeletricidade é representativa, contudo o Chile possui uma dependência termoeletrica bem superior à brasileira. De acordo com Jannuzzi et al. (2010), o Brasil é atualmente responsável por mais de 70% da capacidade instalada em fontes renováveis para geração de eletricidade da América Latina, enquanto a parcela chilena é de aproximadamente 2%. A biomassa representa aproximadamente 50% da capacidade instalada em fontes renováveis na América Latina, seguida das PCHs, com 37%, e da eólica, com 13%, sendo a capacidade instalada de energia fotovoltaica ainda insignificante na região e para ambos os países.

Embora no Brasil e no Chile o uso de sistemas fotovoltaicos ainda seja basicamente restrito a sistemas isolados e haja uma pequena participação destes sistemas, em 2009 os sistemas isolados representavam apenas 4,1% da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo

e a produção mundial de módulos fotovoltaicos cresceu de 202 MWp em 1999 para 27.213 MWp em 2010 (Photon International 3, 2011; Cell production survey, 2010 apud ZILLES, 2011).

Nas seções seguintes apresenta-se um panorama da geração solar a partir de SFCR no Brasil e no Chile, visto as dificuldades ainda encontradas pela fonte e o elevado potencial de desenvolvimento da mesma nestes países.

4.2. Inserção da geração solar fotovoltaica no mercado elétrico brasileiro

As fontes alternativas de energia possuem fases distintas de desenvolvimento tecnológico ao longo do seu progresso no tempo, conforme ilustra a Figura 4.8.

Para cada uma destas fases devem ser adotadas políticas específicas para que as fontes alternativas possam atingir o amadurecimento necessário para competir no mercado, juntamente com as fontes convencionais de geração de energia elétrica (DUTRA, 2007).

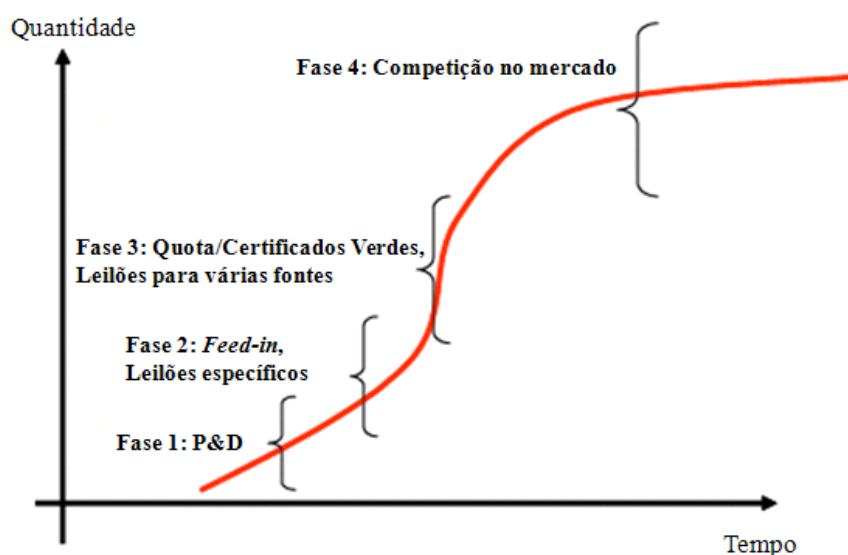


Figura 4.8 - Instrumentos aplicados nos diversos estágios de amadurecimento tecnológico de fontes alternativas de energia

Fonte: Elaboração própria a partir de (DUTRA, 2007)

De acordo com Dutra (2007, p.69), uma vez que a tecnologia associada à fonte alternativa apresenta-se em fase embrionária, o seu desenvolvimento deverá ser estimulado pela aplicação de políticas de P&D, políticas de subsídios tecnológicos, ou políticas para assegurar o

desenvolvimento de nichos específicos de mercado, até o momento em que a tecnologia esteja mais madura, ou no limite da competitividade.

De acordo com o mesmo autor, na segunda fase, que tem por objetivo introduzir a tecnologia em um mercado mais competitivo, é importante que a tecnologia seja apoiada por mecanismos que apresentem um nível de segurança tal que possibilitem a continuidade de seu desenvolvimento em um ambiente competitivo. Os mecanismos *feed-in* e leilões específicos fornecem a segurança necessária para que haja este desenvolvimento contínuo, uma vez que ambos podem criar uma estabilidade financeira para o investidor ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado, a diferenciação e a precificação para cada tecnologia.

Ainda de acordo com Dutra (2007), na terceira fase, o grau de amadurecimento das tecnologias permite competição com outras tecnologias alternativas (o que ocorre com o mecanismo de cotas com certificados verdes), sem necessidade de manutenção de nichos de mercado específicos. Após o desenvolvimento da tecnologia em um ambiente mais competitivo entre as fontes alternativas de geração renovável, esta deverá apresentar amadurecimento que a torne apta a competir com as fontes convencionais de energia. A quarta fase caracteriza-se pelo amadurecimento da tecnologia a tal ponto que não necessita mais de política específica para seu desenvolvimento.

O Proinfa e os leilões específicos para fontes alternativas, políticas brasileiras que se basearam, respectivamente, no mecanismo *feed-in* e de leilão, asseguram uma estabilidade para o investidor, uma vez que a tarifa de remuneração pela energia gerada é determinada administrativamente e é garantida em longo prazo por um período pré-determinado com preços definidos para cada tecnologia. No Proinfa existe a possibilidade dos produtores inovadores (aqueles que investem em desenvolvimento tecnológico) obterem uma renda extra, enquanto no caso dos leilões específicos esta renda é atribuída aos consumidores.

Conhecendo o nível atual de desenvolvimento tecnológico da energia solar fotovoltaica no Brasil, é possível concluir que a implementação de uma política baseada no mecanismo de leilão ou *feed-in*, visto que tais mecanismos induzem a criação de mercado para fontes ainda pouco competitivas, juntamente com políticas voltadas para pesquisa e inovação tecnológica, visando a produção de equipamentos e materiais, geração de energia e produção de matéria-prima de maior valor agregado no país, seria uma alternativa para a inserção desta tecnologia.

Nesta seção, além de políticas de incentivo à geração solar fotovoltaica, serão apresentadas políticas destinadas a outras fontes, com o objetivo de fornecer parâmetros para comparação entre o nível de apoio destinado à energia solar e outras fontes renováveis.

4.2.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O Proinfa foi criado por meio da promulgação da Lei nº 10.438/2002 e, posteriormente, foi alterado pela Lei nº 10.762/2003, pela Lei nº 11.075/2004, pela Lei nº 11.488/2007 e pela Lei nº 11.943/2009, sendo regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004 e pelo Decreto nº 5.882/2006.

Criado na esteira da crise energética brasileira de 2001, o Proinfa teve como principais objetivos estratégicos a diversificação da matriz energética brasileira e o aumento da segurança do abastecimento interno; a criação de empregos e formação de mão-de-obra; e a busca pela redução das emissões de gases de efeito estufa, e como objetivo específico o aumento de participação da geração a partir das fontes eólica, biomassa e PCH no SIN (PORTO, 2006).

O Proinfa foi dividido em duas etapas. Na primeira determinou-se a contratação de 3.300 MW pela Eletrobrás, distribuídos em 1.100 MW para a energia eólica, 1.100 MW para projetos de biomassa e 1.100 MW para PCH, sendo garantida a contratação dos geradores pela Eletrobrás, mediante chamada pública, durante 20 anos a partir da entrada em operação do empreendimento. Na segunda fase, atingida a meta de 3.300 MW, as fontes eólica, PCHs e biomassa atenderiam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 anos.

A participação de produtores independentes não-autônomos²⁷ é limitada a 25% da programação anual de projetos e no caso da energia eólica o total de contratações deverá ser distribuído igualmente entre autônomos e não-autônomos na primeira fase do programa. O limite de contratação por estado é de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para pequenas centrais hidroelétricas, valor que poderia ser ignorado caso não houvesse projetos

²⁷ Produtor independente autônomo é aquele cuja sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso de bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum (§ 1o do art. 3o da Lei nº 10.438 de 2002). Produtor independente não-autônomo é aquele que não atende aos requisitos supracitados.

suficientes para totalizar os 1.100MW de cada tecnologia. Neste caso, o potencial não contratado seria distribuído entre os Estados com licenças ambientais mais antigas. A Lei 10.438 de 2002 determina um índice de nacionalização dos equipamentos mínimo de 50% em valor, alterado pela Lei 10.762 de 2003, que determina um índice de nacionalização mínimo de 60% para a primeira fase e 90% para a segunda fase para todos os projetos beneficiados com o objetivo principal de fomentar a indústria de base das fontes participantes.

Ao final da primeira chamada pública, realizada em outubro de 2004, foram contratados 2.527,46 MW das três fontes, sendo 1.100 MW de eólica, 1.100 MW de PCHs e 327,46 MW de biomassa. Após realização de uma segunda chamada pública a biomassa não atingiu a meta de 1.100 MW e o potencial faltante (414,76 MW) foi preenchido pelas fontes eólica e PCHs.

Martins (2010) aponta algumas justificativas para a biomassa não ter alcançado os 1.100 MW previstos: o setor sucroalcooleiro não se encontrava preparado, em termos de equipamentos adequados, para atender à geração; na conjuntura econômica que o mercado vivia na época, os valores praticados internacionalmente no mercado de açúcar eram bem atrativos, fazendo com que os usineiros preferissem investir num ramo do negócio que já estava dominado tecnologicamente, ao invés de atuar no âmbito do Proinfa; falta de habilidade técnica para operacionalização no mercado de energia elétrica; o valor econômico estabelecido para biomassa foi considerado baixo; incertezas por parte dos investidores, no que diz respeito ao quanto seria necessário investir para produzir a energia a ser disponibilizada à rede; a obrigatoriedade dos empreendedores em atender a todos os critérios presentes no guia de habilitação de cada fonte, ou seja, apresentar documentos necessários para habilitação jurídica, fiscal, econômico-financeira e técnica²⁸, entre outros.

O Programa prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa.

O valor pago pela energia elétrica adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses empreendimentos, é rateado entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores

²⁸ As dificuldades de anexar inúmeras certidões principalmente no que tange o aspecto trabalhista, haja vista o elevado número de mão-de-obra formal e informal associada direta ou indiretamente à produção agrícola e industrial de açúcar e álcool, são apontadas como um fator para o desinteresse do setor sucroalcooleiro (Martins, 2010).

classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda. O valor de venda da energia elétrica para a Eletrobrás, definido como o valor econômico correspondente à tecnologia específica da fonte e fixado pelo Poder Executivo na Portaria nº 45/2004 do Ministério de Minas e Energia (MME), é reajustado até a data de assinatura do contrato pelo Índice Geral de Preços - Mercado – IGP-M/FGV. Após a assinatura do contrato esse valor será reajustado, anualmente, também pelo IGP-M/FGV. A Tabela 4.4 apresenta os valores econômicos definidos na Portaria MME nº 45/2004.

Tabela 4.4 - Valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas da fonte (Base: março de 2004)

Central Geradora de Energia Elétrica	Valor Econômico da Tecnologia Específica por Fonte (em R\$/MWh)	
PCH	VETEF_P	117,02
UEE	VETEF_Emax	204,35
	VETEF_Emin	180,18
UTE a biomassa Bagaço de Cana	VETEF_Bc	93,77
Casca de arroz	VETEF_Ba	103,2
Madeira	VETEF_Bm	101,35
Biogás de aterro	VETEF_Bb	160,08

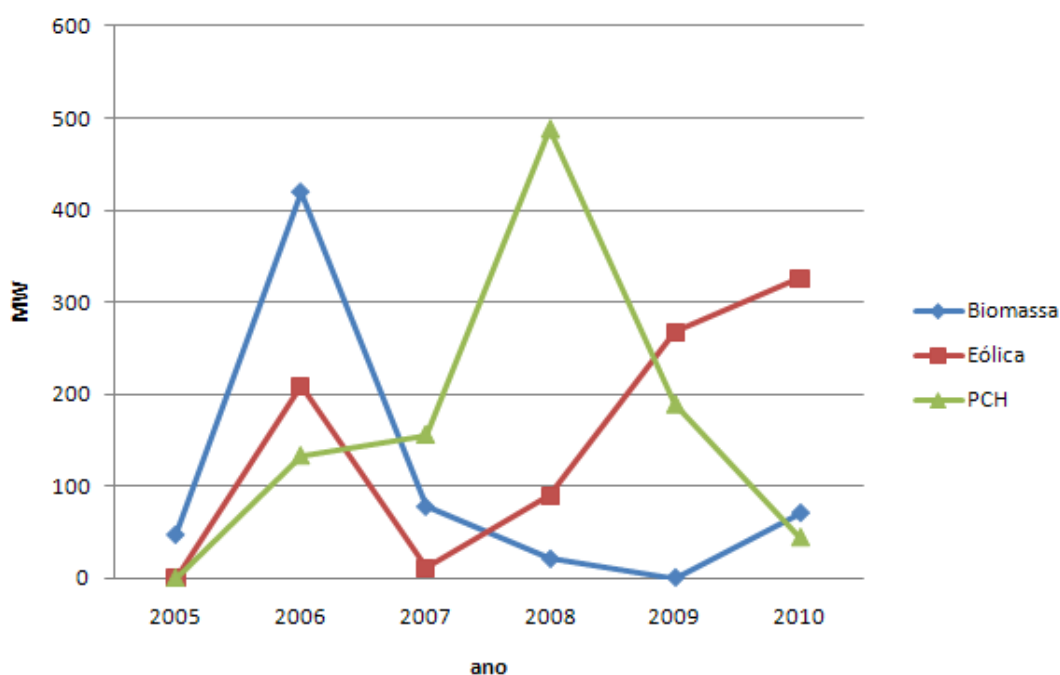
(ANEEL, 2004a)

Os projetos do Proinfa obtiveram financiamento de seus projetos de vários bancos e agências como, por exemplo, BNDES, Banco do Brasil (BB), Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e Caixa Econômica Federal (CEF). Inicialmente o BNDES disponibilizou R\$ 5,5 bilhões com participação em até 70% dos itens financiáveis, prazo de carência de até seis meses após entrada em operação, prazo de amortização de até 10 anos e juros preferenciais. Posteriormente, melhorou as condições de apoio, ampliando a participação em até 80% dos investimentos financiáveis e permitindo a amortização em até 12 anos. O pagamento em carteira pelo BNDES, Banco do Brasil, BNB, ADENE e Caixa Econômica Federal alcançou, respectivamente, R\$ 3,6 bilhões, R\$ 1,03 bilhões, R\$ 0,71 bilhões, R\$ 0,22 bilhões e R\$ 0,46 bilhões (PORTO, 2006).

De acordo com o Decreto nº 4.541 de 2002, o prazo inicial para entrada em operação dos empreendimentos contemplados na primeira fase do Proinfa era 30.12.2006, mas devido às dificuldades encontradas, esta data teve que ser adiada pela Lei nº 11.075, publicada em 31.12.2004, para 30.12.2008. Posteriormente este prazo foi novamente prorrogado pela Eletrobrás para o dia 31 de maio de 2009, por meio da publicação da Resolução nº 171, de 19 de

fevereiro de 2009. A partir da Lei nº 11.943 de 28 de maio de 2009 o prazo para início de funcionamento dos empreendimentos contemplados na primeira fase do programa passou a ser 30 de dezembro de 2010, mas com a Medida Provisória nº 517 de 30.12.2010 foi permitida prorrogação até 30.12.2011, conforme critérios definidos em regulamento.

O Proinfa sofreu uma série de percalços ao longo de sua primeira fase, apresentando muitas rescisões contratuais, principalmente no setor de biomassa, que obteve seis empreendimentos excluídos do programa, além de muitos atrasos na construção dos parques eólicos. Pelo Proinfa, a capacidade eólica instalada até dezembro de 2010 era de 900,33MW e a capacidade instalada de termoelétricas a biomassa e PCHs era, respectivamente, 633,63 MW e 1008,54 MW. A Figura 4.9 ilustra a evolução da capacidade instalada por ano dos empreendimentos que entraram em operação comercial, onde ficam nítidos os picos de entrada em operação das fontes.



*O dado da capacidade instalada em 2010 é de dezembro para eólica e de outubro para biomassa e PCH.

Figura 4.9 - Entrada em operação dos empreendimentos do Proinfa entre 2005 e 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2010c)

Algumas dificuldades apontadas por Salamoni (2009) e Medeiros (2010) com relação ao atraso para entrada em operação de empreendimentos durante a primeira fase do Proinfa foram:

- falta de recursos financeiros por parte dos investidores;
- restrição de participação das

concessionárias no Programa, com a definição de produtores independentes de energia (PIE)²⁹; iii) estabelecimento de índice de nacionalização de 60% com o objetivo de fomentar a indústria de base, o que acabou criando atrasos na execução do Programa devido à insuficiência da capacidade de produção quanto ao suprimento da demanda; iv) incertezas com relação ao sucesso da segunda fase criadas devido às dificuldades enfrentadas na primeira fase do Programa; v) especulação existente nos primeiros anos a partir da regra de que os empreendimentos com licença ambiental mais antiga teriam prioridade na habilitação, o que impediu a participação de investidores realmente interessados e permitiu que “pseudo-investidores” obtivessem habilitação sem ter reais condições de construção do empreendimento e sem ter como oferecer garantias para obtenção de financiamento junto ao BNDES e assim passassem a ganhar dinheiro vendendo projetos.

A segunda fase do Proinfa, em que as fontes eólica, biomassa e PCH deveriam atender no prazo de 20 anos a 10% do consumo nacional anual de energia elétrica, não vingou. De acordo com Mendonça (2010), a segunda fase não deverá ocorrer uma vez que os leilões específicos são atualmente considerados mais adequados para o fomento das fontes alternativas no País. Vale ressaltar que, mesmo havendo uma legislação determinando a realização de uma segunda fase do Programa, a mesma está descartada.

Entre os resultados esperados com o Proinfa é possível citar a criação de 150.000 empregos diretos e indiretos; aproveitamento da complementaridade sazonal entre hidroeletricidade e biomassa/eólica; estimativa de redução de emissão de 2,8 milhões de toneladas de CO₂ por ano; absorção de novas tecnologias (eólica); investimento total da ordem de R\$ 8.559 milhões e financiamento da ordem de R\$ 6.847 milhões (PORTO, 2006).

Apesar das críticas e dos percalços sofridos, o programa exerceu um importante papel ao ajudar na criação de um mercado de fontes renováveis de energia no País, muito embora o seu componente de longo prazo efetivamente consolidador da inserção dessas fontes na matriz elétrica nacional, que é a sua segunda fase, tenha sido descartado por causa dos leilões específicos.

²⁹ Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

4.2.2. Leilões específicos

Com a reforma do setor elétrico brasileiro nos anos 90 e a reformulação do modelo de comercialização de energia elétrica em 2004, houve mudanças consideráveis na comercialização de energia no país. O Decreto nº 5.163/2004, entre outras providências, regulamenta as bases da comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR contempla a compra de energia elétrica por empresas distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos; e o ACL compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como consumidores livres e comercializadoras.

Os leilões podem ser de energia nova, de energia existente, de ajuste ou leilões especiais. Os leilões especiais são definidos em função do interesse político de promover determinada tecnologia; um conjunto de tecnologias, ou projetos estratégicos para o País.

Anualmente são realizados dois leilões de energia nova: A-5 e A-3, que promovem a construção de nova capacidade³⁰ para cobrir o aumento de demanda das distribuidoras com contratos de duração entre 15 e 30 anos. Os leilões de energia existente são chamados de A-1 e complementam os contratos de energia nova. Os contratos possuem duração de 5 a 15 anos e são realizados anualmente. Os leilões de ajuste são conhecidos como “A-0”. A duração do contrato é de até dois anos, sendo realizados três a quatro vezes por ano, e o contrato se inicia no mesmo ano. A distribuidora possui um limite de 1% da sua carga total para contratação nesse tipo de leilão (BARROSO et al., 2009).

De acordo com Machado (2006), os vencedores de cada leilão de energia do ACR devem firmar contratos bilaterais com todas as distribuidoras – denominados Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) – em proporção às respectivas declarações de necessidade. A exceção é o leilão de ajuste, onde os contratos são entre agente

³⁰ De acordo com o Decreto 5.163/2004 são considerados novos empreendimentos de geração aqueles que, até a data de publicação do respectivo edital de leilão, não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização ou sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

vendedor e agente de distribuição. As modalidades de CCEAR são duas: por quantidade e por disponibilidade de energia. Os contratos de quantidade de energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os contratos de disponibilidade de energia são aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.

O primeiro leilão de fontes alternativas (LFA) foi realizado em junho de 2007 e contemplou PCHs e termelétricas a biomassa (bagaço de cana e criadouro avícola), onde foram contratados 541,9 MW de biomassa e 96,74 MW de PCHs. O primeiro leilão de energia de reserva (LER) comercializou energia proveniente de biomassa, com contratos de 15 anos e entrada em operação em 2009 e 2010, tendo sido contratados, no total, 2.379,4 MW (EPE, 2010).

O primeiro grande êxito dos leilões especiais quanto à promoção de energias renováveis foi o primeiro leilão específico para a fonte eólica (segundo LER), realizado em 14 de dezembro de 2009, que resultou na contratação de 1.805,7 MW a um preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh. Em relação ao preço inicial do leilão, de R\$ 189/MWh, o preço médio final de R\$148,39/MWh representa um deságio de 21,49%. Com o leilão serão construídos 71 empreendimentos de geração eólica em cinco estados das regiões Nordeste e Sul. Os contratos de energia de reserva resultantes do leilão foram firmados na modalidade de quantidade de energia elétrica de fonte eólica com início de suprimento em 1º de julho de 2012 e prazo contratual de fornecimento de 20 anos (EPE, 2010).

O 2º LFA, composto pelo 3º LER e pelo Leilão de Energia Nova 2010 A-3, realizados nos dias 25 e 26 de agosto de 2010, resultaram na contratação de 2.892,2 MW de potência instalada das fontes eólica, biomassa e PCH, correspondente a 1.159,4 MW médios. No geral, foram contratadas setenta centrais eólicas, doze termelétricas à biomassa e sete PCHs, que receberão investimentos de aproximadamente R\$ 9,7 bilhões (EPE, 2010).

A Figura 4.10 apresenta a potência prevista no SIN para as fontes biomassa, eólica e PCH, entre 2009 e 2013, como resultado dos últimos leilões específicos realizados, a partir da qual se observa claramente um baixo avanço das PCH e um aumento de participação da biomassa principalmente em 2010, seguido de uma relativa estabilização se comparado com a fonte eólica,

que teve uma evolução exponencial e deverá superar a potência prevista para a biomassa em 2013.

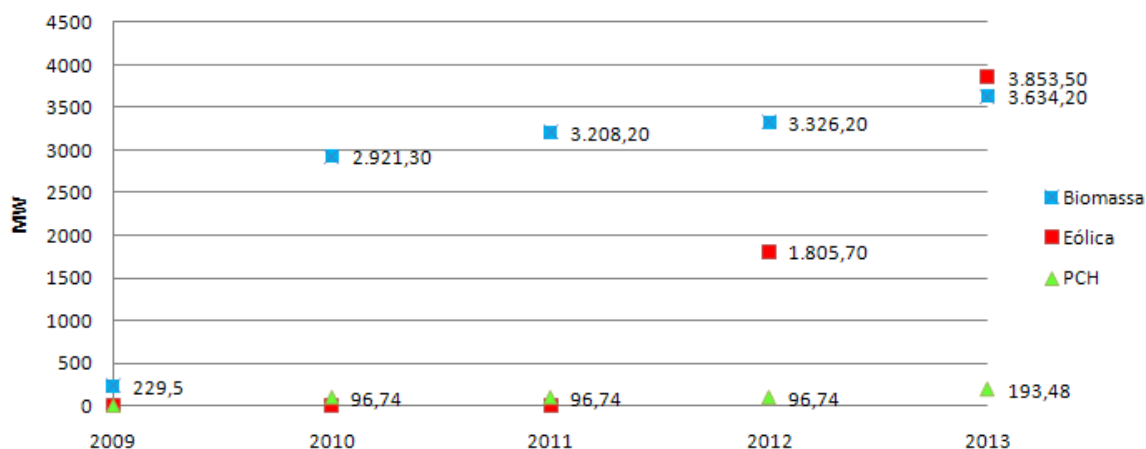


Figura 4.10 - Potência acumulada para biomassa, eólica e PCH prevista pelos leilões específicos realizados até 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de (CCEE, 2010a; EPE, 2010b)

Uma importante lacuna existente na legislação e regulação brasileira de incentivo às fontes alternativas está no fato dos leilões específicos não possuírem uma legislação ou regulação que determine sua periodicidade de realização, ou mesmo metas de longo prazo, o que gera uma incerteza quanto à manutenção desta política no longo prazo, ainda que a experiência atual aponte para a realização de leilões específicos anualmente.

A Tabela 4.5 traz um resumo de informações relevantes acerca dos leilões específicos para fontes alternativas realizados no Brasil entre 2007 e 2010 para o SIN.

Tabela 4.5 - Resumo dos leilões específicos para fontes alternativas realizados entre 2007 e 2010 no SIN

Fontes	Tipo	Data de realização	Ano de entrada em operação	Duração dos contratos	Preço final (R\$/MWh)	Acréscimo de Potência Instalada (MW)	Modalidade do Contrato
Biomassa	1º LFA	18/6/2007	2010	15 anos	138,85	541,9	Disponibilidade
PCH				30 anos	134,99	96,74	Quantidade
Eólica				*	*	*	*
Biomassa	1º Leilão de Reserva	14/8/2008	2009	15 anos	60,86	229,5	Disponibilidade
			2010	15 anos	58,71	2.149,90	
Eólica	2º Leilão de Reserva	14/12/2009	2012	20 anos	148,39	1.805,70	Quantidade
Biomassa	2º LFA	3º LER: 26/08/2010; A-3: 25-26/08/2010	3º LER: 2011-2012-2013;	3º LER: 15 anos; A-3: 20 anos	144,2	712,9	3º LER: Quantidade; A-3: Disponibilidade
			A-3: 2013				
PCH			2013	30 anos			
Eólica		2013	20 anos	130,86	2.047,80	3º LER: Quantidade; A-3: Disponibilidade	

Nota: * Oito projetos eólicos iniciaram o certame, mas devido à não entrega de documentos de pré-qualificação ou a não prestação de garantias necessárias, os mesmos não foram considerados aptos a participarem.

Fonte: Elaboração própria a partir de (CCEE, 2010a; EPE, 2010b)

O baixo preço final observado no 1º LER decorre da metodologia de cálculo utilizada. Por exemplo, os empreendimentos que se candidataram ao 1º LFA foram avaliados de acordo com o Índice de Custo Benefício (ICB), que engloba uma parcela fixa de remuneração e outra variável (de acordo com o mercado *spot*) na sua fórmula. Já os empreendimentos do 1º Leilão de Reserva foram classificados de acordo com o Índice de Classificação do Empreendimento (ICE), que considera nulo o custo variável unitário (CVU) de geração da energia de reserva. Assim, a remuneração pela parcela variável de geração será posteriormente obtida em função do mercado *spot* no período referente à geração de eletricidade. Portanto, com exceção do 2º Leilão de Reserva, seria oportuno calcular por fonte o preço final dos leilões específicos e do valor econômico do Proinfa corrigidos de acordo com o IGP-M/FGV para o mês de agosto de 2010 (mesmo mês de realização do 2º LFA) na tentativa de avaliar se há uma tendência de redução no valor de remuneração das fontes, conforme apresenta a Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Preço final atualizado de acordo com IGP-M no Proinfa e leilões específicos

Fontes	Tipo	Valor da Remuneração (R\$/MWh)	Remuneração atualizada pelo IGP-M para 08/2010 (R\$/MWh)
Biomassa	Proinfa	114,6	165,33
PCH		117,02	168,82
Eólica		192,27	277,38
Biomassa	1º LFA	138,85	170,19
PCH		134,99	165,46
Eólica		*	*
Eólica	2º Leilão de Reserva	148,39	157,87
Biomassa	2º LFA		144,2
PCH			141,93
Eólica			130,86

Nota: O valor de remuneração no Proinfa foi obtido a partir de média dos valores econômicos existentes para cada fonte.

A Tabela 4.6 revela uma redução nos preços da energia gerada a partir de PCHs, mas principalmente para a fonte eólica, cujo preço no 2º LFA é bem inferior ao previsto pelo Proinfa. Sabendo que alguns empreendimentos eólicos devem entrar em operação ainda este ano pelo Programa, observa-se claramente a importância de se atualizar o valor da remuneração pela energia gerada em programas baseados no mecanismo *feed-in*, a exemplo do que ocorre em vários países europeus. No caso da biomassa, causa uma estranheza o preço final da fonte no 1º LFA superar o valor econômico no Proinfa, uma vez que a competição estabelecida nos leilões para obtenção de menor tarifa reduz (por definição) as margens de lucro dos empreendedores. Ao mesmo tempo evidencia o baixo valor econômico definido para a fonte pelo Programa.

4.2.3. Incentivos Fiscais

Existem no Brasil alguns incentivos fiscais para equipamentos fotovoltaicos. Os dois incentivos fiscais mais relevantes que incentivam o uso de equipamentos solares e eólicos são o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), de competência estadual, e o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), de competência federal.

Prorrogado até 31.12.12 pelo convênio ICMS 01/2010, o convênio ICMS 101/97 concede isenção do ICMS nas operações com alguns equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. A Tabela 4.7 ilustra os equipamentos solares isentos de ICMS, valendo ressaltar que o benefício somente se aplica aos equipamentos isentos, ou tributados à alíquota zero do IPI, de acordo com o Decreto nº 3.827/2001, que reduz a zero o IPI sobre diversos equipamentos e acessórios destinados à geração de energia elétrica.

Tabela 4.7 - Equipamentos eólicos e solares fotovoltaicos isentos de ICMS.

Nomenclatura Comum do Mercosul/ Sistema Harmonizado (NCM/SH)	Discriminação dos Equipamentos
8413.81.00	Bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP
8419.19.10	Aquecedores solares de água
8501.31.20	Gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W
8501.32.20	Gerador fotovoltaico de potência superior a 750W mas não superior a 75kW
8501.33.20	Gerador fotovoltaico de potência superior a 375kW
8501.34.20	Gerador fotovoltaico de potência superior a 75kW mas não superior a 375kW
8541.40.16	Células solares não montadas
8541.40.32	Células solares em módulos ou painéis

Fonte: (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2010)

Já a nível estadual foi lançado em agosto de 2011 o Programa Rio Energia, que tem como objetivo colocar o estado do Rio de Janeiro como referência em racionalização, inovação tecnológica e sustentabilidade na área energética, sendo a desoneração do ICMS para equipamentos solares e eólicos uma das medidas previstas pelo programa (JORNAL DA ENERGIA, 2011b).

4.2.4. Fundo de Incentivo à Energia Solar

No âmbito estadual, o Poder Executivo do Ceará instituiu o FIES, através da Lei Complementar nº 81 de 02.09.09, cujo objetivo é incentivar a instalação e manutenção de usinas destinadas à produção de energia solar, assim como a ida de fabricantes de equipamentos solares para o território cearense. De acordo com a lei, os recursos que compõem o FIES serão utilizados

no desenvolvimento do consumo e geração de energia solar, objetivando a instalação de usinas solares e atração de investimentos na sua cadeia produtiva (GEC, 2009).

Como consequência da aprovação da Lei, inaugurou-se em agosto de 2011 a usina de energia solar fotovoltaica MPX Tauá com uma capacidade instalada de 1MW. A MPX Energia, responsável pelo projeto, já possui autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Ceará (SEMACE) para ampliação da capacidade da planta até 5 MW. De acordo com Jornal da Energia (2011), a MPX Energia fechou acordo com a GE para que a usina passe a ter 2 MW de capacidade em 2012 e prevê que o empreendimento chegará a 50 MW.

Além disso, a fabricante chinesa de painéis fotovoltaicos Sky Solar abriu, em Fortaleza (CE), a representante Bom Sol Energias Renováveis, que fechou parceria com o Instituto Federal de Educação Tecnológica do Ceará (IFCE) e que pretende participar do leilão de compra de energia a ser promovido pelo governo do estado (GRANDIN, 2011b).

Também foram assinados pela companhia espanhola Braener dois protocolos de intenção junto à Agência de Desenvolvimento do Ceará (ADECE), prevendo a instalação de duas usinas solares (uma das plantas terá a capacidade total de 100 MW e a outra somará 50 MW) e uma fábrica de painéis fotovoltaicos no Estado, sendo um dos empreendimentos tocado junto com a empresa Sky Solar (COSTA, 2010d).

A receita do FIES será constituída por: dotações orçamentárias consignadas no orçamento fiscal do Estado; recursos dos encargos cobrados das empresas beneficiárias do Fundo de Desenvolvimento Industrial do Ceará (FDI); recursos decorrentes das contribuições de consumidores livres ou de energia incentivada, do Estado do Ceará ou de outras unidades da Federação, que desejarem, voluntariamente, consumir energia solar das usinas situadas no Estado do Ceará, nos termos da legislação regulamentadora; recursos decorrentes de acordos, ajustes, contratos e convênios celebrados com órgãos e entidades da Administração Pública Federal ou Municipal; convênios, contratos e doações realizadas por entidades nacionais ou internacionais, públicas ou privadas; doações, auxílios, subvenções e legados, de qualquer natureza, de pessoas físicas e jurídicas do País ou do exterior; retorno de operações de crédito, encargos e amortizações, concedidas com recursos do FIES; rendimentos de aplicação financeira dos seus recursos e outras receitas que vierem a ser destinadas ao Fundo.

4.2.5. Programa Luz para Todos

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos (LPT) foi instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003. O Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, instituiu o LPT para o período de 2011 a 2014 e possui como meta a ligação de 813 mil domicílios até 2014.

Os principais agentes participantes do LPT são o MME, responsável pela coordenação do programa; a Eletrobrás, que o operacionaliza; as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e as cooperativas de eletrificação rural que, autorizadas pela ANEEL, executam os projetos.

Devido à existência de muitas áreas isoladas no Brasil e das dificuldades inerentes à extensão da rede elétrica convencional a essas áreas³¹, o LPT oferece alternativas para atendimento dessas famílias através da geração de energia elétrica descentralizada, como através do uso de fontes renováveis. Para esses casos, tem-se o que estabelece a Resolução Normativa nº 83/2004 da ANEEL e a Portaria MME nº 60 de 12 de fevereiro de 2009.

A Resolução Normativa nº 83/2004 da ANEEL regulamenta aspectos técnicos, comerciais e de qualidade, estabelecendo os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes³² (SIGFI's) como uma opção para a universalização dos serviços de eletricidade. Cada família recebe um sistema desses instalado em seu domicílio.

A Portaria nº 60, de 12 de fevereiro de 2009, criou um novo manual de projetos especiais do LPT incentivando projetos de minirredes para eletrificação rural que priorizem fontes renováveis e mitiguem o impacto ambiental. Utilizando fontes renováveis compatíveis com a realidade local, essa energia gerada localmente é escoada para os domicílios através de pequenos

³¹ Pequenas vilas dispersas, baixa renda, infra-estrutura precária, locais remotos e elevados custos de construção de longos circuitos de transmissão e distribuição para atendimento de poucas unidades consumidoras.

³² Fonte de energia intermitente é um recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original. Os SIGFI's são sistemas de geração de energia elétrica implantados por concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, utilizando exclusivamente fontes de energia intermitentes, para fornecimento a unidade consumidora única, constituídos basicamente de um sistema de geração, um sistema de acumulação e um sistema condicionador (ANEEL, 2004b).

trechos construídos de redes de distribuição em tensões primária e/ou secundária (as minirredes), comportando, quando necessário, a utilização de redes de distribuição não convencionais, utilizando-se tecnologias amparadas pela legislação em vigor. Esses projetos especiais são subvencionados em 85% dos custos diretos de implantação com recursos da CDE, sendo os demais 15% como contrapartida dos Agentes Executores (ELETROBRÁS, 2009).

Apesar do potencial de inserção de energias renováveis no âmbito do LPT através da instalação de minirredes e SIGFI's, ainda existem lacunas a serem preenchidas até que estas alternativas se tornem efetivas.

De acordo com MME (2009), a criação de uma política de incentivo à GD com sistemas fotovoltaicos beneficiará também o LPT, uma vez que o ganho de escala de mercado induzirá a redução dos custos também dos sistemas utilizados para o atendimento às comunidades isoladas e que, cada vez mais, a maioria dos consumidores ainda não atendidos pelo programa provavelmente só o serão se forem utilizados sistemas de energia solar fotovoltaica.

4.3. Inserção da geração solar fotovoltaica no mercado elétrico chileno

O Chile implementou recentemente a Lei nº 20.257, com base no mecanismo de quotas. Visto a fase atual de desenvolvimento tecnológico da energia solar fotovoltaica no Chile é possível concluir que a implementação de política baseada no mecanismo de quotas não seria a opção mais adequada para a inserção desta tecnologia, uma vez que este mecanismo não induz a criação de mercado para fontes com elevado potencial tecnológico, porém ainda pouco competitivas (DUTRA, 2007).

Em uma política baseada no mecanismo de quotas, como o valor da tarifa de remuneração pela energia gerada é determinada pelo mercado e não de forma administrativa, o investidor não possui estabilidade financeira quanto à sua remuneração. Além disso, o empreendedor não possui garantias de obtenção de renda extra através do desenvolvimento tecnológico.

O regime hidrológico desfavorável de 1998/1999 levou o Chile a ingressar em uma crise energética, que se repetiria a partir de 2004 em decorrência da alta participação hidráulica e das

reduções do gás natural importado da Argentina na matriz elétrica chilena, criando um mercado arriscado para investimento em nova capacidade de geração devido à volatilidade do mercado *spot*. Em busca de maior estabilidade e uma remuneração da geração mais adequada como forma de promoção do investimento em geração convencional, um novo modelo regulatório foi implementado no País incorporando um sinal de mercado real nos preços ao consumidor através da realização de leilões pelas distribuidoras para contratação de energia. Nesse contexto, o governo começou a investir no desenvolvimento de fontes renováveis por meios diversos, a seguir abordados, e cujos principais marcos legislatórios foram a Lei Corta I, Lei Corta II e a Lei para Energia Renovável Não-Convencional (ERNC)³³.

A seguir são apresentadas as principais políticas chilenas de incentivo a fontes renováveis.

4.3.1. Lei nº19.940

A Lei nº 19.940 (*Ley Corta I*), publicada em março de 2004, assegura aos PMGs³⁴, classificação em que se encontram muitos empreendimentos baseados em fontes renováveis, o direito de conexão às redes de distribuição e de participação no mercado *spot*, aumentando, assim, as opções de comercialização de energia e potência dessas centrais. Adicionalmente, prevê a isenção de pagamento pelo uso do sistema de transmissão para MGNCs³⁵ (com um tratamento diferenciado para unidades menores a 9 MW e unidades que possuem entre 9 MW e 20 MW de capacidade instalada) (CNE e GTZ, 2009).

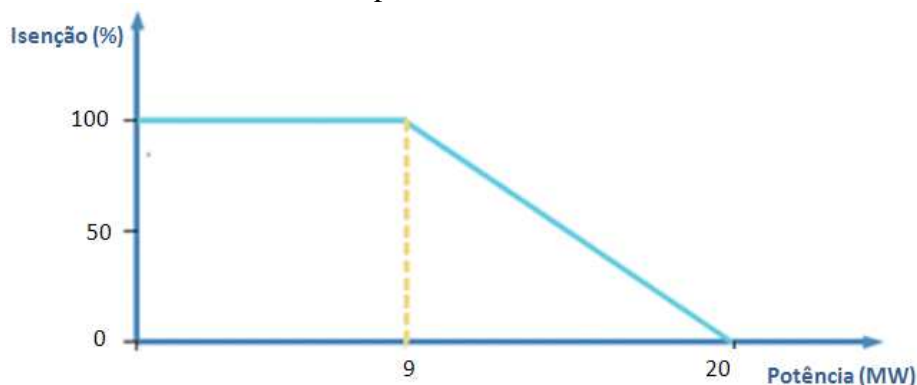
As unidades com potência entre 9 MW e 20 MW recebem uma isenção proporcional à capacidade instalada; aquelas com capacidade inferior a 9 MW possuem isenção total e os meios de geração com capacidade instalada superior a 20 MW não recebem a isenção, conforme a Figura 4.11.

³³ ERNC equivale no Brasil às fontes de energia renováveis e alternativas, ou seja, fontes renováveis excluindo a hidroeletricidade de grande porte.

³⁴ PMG: Geradores cuja capacidade instalada seja inferior ou igual a 9 MW conectados a instalações pertencentes a um sistema troncal, de sub-transmissão ou adicional.

³⁵ MGNC: Meios de geração cuja fonte seja não convencional e cuja capacidade instalada ao sistema seja inferior a 20 MW. Essa categoria, além de incluir os empreendimentos menores a 20 MW a base de ERNCs, inclui projetos de cogeração eficientes a base de combustíveis fósseis com potência inferior a 20MW.

Figura 4.11 - Isenção de pagamento pelo uso do sistema de transmissão para MGNC em função da capacidade instalada



Fonte: (CNE e GTZ, 2009)

4.3.2. Lei nº 20.018

A Lei nº 20.018 (*Ley Corta II*), publicada em maio de 2005 e regulamentada pelo Decreto nº4 e pelo Decreto nº244, implementa um novo marco regulatório no País ao incorporar um sinal de mercado real nos preços ao consumidor através de leilões para contratação de eletricidade entre geradoras e distribuidoras para suprimento dos clientes regulados.

Entre outras medidas, o Decreto nº244 determina que: todo PMGD³⁶ tenha despacho prioritário, ou seja, sua operação não está sujeita ao resultado da otimização do funcionamento do sistema efetuado pelo Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEC), e as unidades de ERNCs com capacidade inferior a 9 MW poderão optar por operar com autodespacho, de acordo com o estabelecido pela regulamentação de MGNC e PMG.

A Lei 20.018 estabelece que distribuidoras de energia elétrica realizem seus contratos de energia com geradoras que, através da realização de leilões públicos, abertos, transparentes e a preços competitivos, supervisionados pela CNE, ofereçam sua energia ao menor preço.

³⁶ PMGD: Gerador cuja capacidade instalada seja inferior ou igual a 9.000 kW conectado a um sistema de distribuição de energia elétrica.

O desenho dos leilões no Chile objetiva garantir o menor preço de energia e uma maior oferta de demanda³⁷. Contudo ambos objetivos não têm sido alcançados. Nos leilões chilenos não há diferenciação entre energia nova e energia existente, o que pode desfavorecer a inserção de fontes renováveis, que, além de competirem com fontes convencionais, têm que competir com empreendimentos já amortizados (MORENO et al., 2010).

A Tabela 4.8 apresenta o preço médio final da energia comprada pelas distribuidoras através dos leilões realizados de 2006 a 2009 no Chile, a partir da qual se observa uma grande diferença de preços da energia comprada pelas distribuidoras, uma vez que os geradores podem optar por leiloar sua energia para uma determinada distribuidora, diferentemente do Brasil onde cada gerador possui sua energia proporcionalmente dividida entre todas concessionárias.

Tabela 4.8 - Energia contratada e preço médio por distribuidora entre 2006 e 2009 (indexada em 2009)

Concessionária de Distribuição	Preço médio (US\$/MWh)	Energia contratada (GWh/ano)
Chilectra	58,7	12.000
Chilquinta	82,0	2.567
EMEL	68,8	2.007
CGE	90,1	7.220
SAESA	65,9	4.432

Fonte: (MORENO et al., 2010)

Os geradores são livres para escolher o preço da energia que leiloará, contudo a CNE define um preço teto através de fórmula definida na lei. Caso o processo do leilão não seja exitoso devido à falta de interesse por parte dos geradores, ou devido ao não cumprimento de termos de referência definidos pelo leilão, a CNE pode aprovar um incremento de 15% em relação ao preço-teto anteriormente definido. Os distribuidores são obrigados a realizar contratos de longo prazo com os geradores e é exigido um período de três anos entre a realização do leilão e o início do suprimento definido em contrato.

Além disso, a lei cria um mercado exclusivo para as fontes renováveis não-convencionais através do direito de fornecimento de até 5% da energia contratada nos leilões de geração convencional.

³⁷ Os vencedores dos leilões são os agentes que oferecem a alternativa com menor preço médio de repasse aos clientes regulados obtido através de ponderação entre o preço e o volume ofertado de energia.

4.3.3. Lei nº 20.257

A Lei nº 20.257 (*Ley ERNC*), publicada em abril de 2008 e regulamentada pela Resolução Exenta nº 1.278 da Comissão Nacional de Energia do Chile, se baseia no mecanismo de quotas. A geração de energia elétrica a partir de ERNCs é incentivada através da exigência de que as empresas de geração de eletricidade com capacidade instalada superior a 200 MW tenham uma porcentagem da sua energia comercializada com distribuidoras ou clientes livres proveniente de fontes renováveis não convencionais de energia, ou usinas hidrelétricas com potência inferior a 40 MW, a partir de 1º de janeiro de 2010, seja por meios próprios de geração ou contratados (MEFR, 2008).

A exigência aplica-se aos geradores que fornecem energia ao SIC e ao SING, que tenham se conectado aos sistemas elétricos após 1º de janeiro de 2007, cujos contratos tenham sido assinados posteriormente a 31 de agosto de 2007. A legislação afirma que o percentual exigido de 10% deverá ser obtido gradualmente, aumentando-se o volume deste tipo de energia, de modo que, entre 2010 e 2014 seja de 5%, aumentando-se 0,5% ao ano a partir de 2015, atingindo 10% em 2024 e garantindo essa participação até 2030 (MEFR, 2008).

Os geradores que não comprovarem o cumprimento da cota, no 1º de março do ano seguinte, deverão pagar uma multa proporcional à energia renovável não-convencional não acreditada. O encargo aumentará no caso de empresas que reincidam no não-cumprimento nos próximos três anos. A lei prevê, ainda, que os recursos arrecadados pelo não cumprimento da lei sejam distribuídos, de forma proporcional à energia consumida por cada cliente, entre os clientes regulados e livres cujos fornecedores tenham obedecido à cota, estabelecendo-se assim um incentivo ao cumprimento da lei. Como os leilões chilenos não são centralizados (cada distribuidora realiza seu leilão, de acordo com suas necessidades), é possível que duas distribuidoras sejam atendidas por um conjunto diferente de geradores, viabilizando-se assim o repasse dos recursos arrecadados com multas para os clientes das distribuidoras cujos geradores tenham cumprido o previsto na Lei nº 20.257.

A Tabela 4.9 apresenta algumas políticas e programas implantados no Brasil e no Chile e seus respectivos mecanismos de incentivo.

Tabela 4.9 - Resumo comparativo dos mecanismos no Brasil e no Chile

Mecanismo	Brasil	Chile
<i>Feed-in</i>	Proinfa	-
Leilão	1º LFA, 2º LFA, 1º LER, 2º LER	-
Quotas	-	Lei nº 20.257
Subsídios econômicos	LPT	Isenção TUSD e desconto TUST (Lei nº 19.940)
	Desconto TUSD e TUST (Resolução Normativa nº 77 da ANEEL)	Programa InvestChile e Programa ERNC
Incentivos fiscais	Convênio ICMS 01/2010	-
Outros	FIES	Licitação

4.4. Barreiras regulatórias para a inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile

Os dois aspectos regulatórios apresentados nesta seção são os procedimentos para conexão à rede e injeção da energia gerada na rede de distribuição por sistemas fotovoltaicos distribuídos e os custos reduzidos para uso e acesso às linhas de transmissão e distribuição.

4.4.1. Procedimentos para conexão à rede e injeção da energia gerada na rede de distribuição do Brasil

Para ANEEL (2011) a exigência de o empreendedor obter licença ambiental para o registro de qualquer tipo de unidade geradora de pequeno porte, inclusive para a fonte solar fotovoltaica instalada em telhados ou fachadas de edificações, e a falta de regulamentos específicos para geração distribuída, com tratamento de questões sobre conexão, medição, contratação de energia, cálculo de garantia física e lastro para fontes intermitentes, são as principais barreiras para a instalação da geração distribuída de pequeno porte.

A Resolução Normativa nº 390 da ANEEL, de 15 de dezembro de 2009, entre outras providências, regulamenta que as centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, situação na qual se enquadra a geração distribuída a partir de SFCR, deverão ter sua implantação

comunicada à ANEEL. Para fins de registro na Agência, o interessado deverá apresentar o Formulário de Registro do empreendimento e a Licença Ambiental necessária ao início da operação da central geradora.

As normas que disciplinam o relacionamento entre distribuidoras de energia elétrica e unidades consumidoras e centrais geradoras conectadas aos sistemas de distribuição são definidas pelos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), cuja primeira revisão foi aprovada pela Resolução Normativa nº 395 da ANEEL, de 15 de dezembro de 2009, que contempla, dentre outros, os Módulos 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição)³⁸ e 5 (Medição)³⁹.

Para o MME (2009) “é primordial a revisão do atual marco regulatório no sentido de viabilizar a conexão e injeção da energia gerada a partir de sistemas fotovoltaicos na rede, garantindo receita para o empreendedor e mecanismos de controle suficientes para a redução de perdas e melhoria nos níveis de tensão. No caso do PRODIST, é necessária uma adequação dos procedimentos já estabelecidos considerando os aspectos específicos da geração fotovoltaica conectada à rede de baixa tensão, tais como: quantidade de conexões à rede permitida; esquemas de proteção e redundâncias; forma de comercialização e encargos; medição da eletricidade produzida”.

O relatório final elaborado pelo GT-GDSF⁴⁰ possui como ação estratégica do seu plano de ação para o curto prazo a solicitação de que a ANEEL analise a viabilidade de inserção da GD solar fotovoltaica no âmbito do PRODIST.

Benedito e Zilles (2010) ressaltam que, apesar do custo de geração a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ainda ser elevado, há uma tendência de equiparação entre esses

³⁸ Alguns pontos destacados no Módulo 3 com relação à conexão de pequenas centrais geradoras são: a seção 3.1 disciplina a elaboração da solicitação de acesso, a ser realizado pelo acessante (gerador, consumidor, distribuidora), assim como o parecer de acesso, de responsabilidade da distribuidora, contendo requisitos e prazos para apresentação desses documentos; a seção 3.2 apresenta os requisitos técnicos e operacionais mínimos para a conexão de centrais geradoras na rede de distribuição; a seção 3.3 apresenta os requisitos mínimos de projeto de proteção e controle para geradores de pequeno porte; a seção 3.4. descreve os procedimentos para recepção do ponto de conexão; a seção 3.5 estabelece os requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão, contendo também um modelo para elaboração de acordo operativo a ser realizado entre o gerador e a distribuidora (ANEEL, 2010a).

³⁹ O Módulo 5 do PRODIST estabelece que o sistema de medição aplicável a usinas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, com fonte de energia renovável, pode ser igual ao dos consumidores do Grupo A. Caso o agente de geração opte por vender energia no mercado livre, há necessidade instalar o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), conforme especificações do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e Regras de Comercialização (ANEEL, 2010a).

⁴⁰ O GT-DGSF foi instituído por meio da Portaria nº 36 do MME, em 26.11.2008, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.

dois valores já na próxima década para diversas localidades e que a ausência de regulamentação específica para os SFCR poderá comprometer a disseminação da tecnologia neste provável contexto de paridade tarifária.

De acordo com ANEEL (2011), já existem 9 distribuidoras com tarifas finais acima de 600 R\$/MWh e 22 com valores entre 500 e 600 R\$/MWh, conforme mostra a Figura 4.12. Nestes casos, a instalação de pequenos geradores para geração solar fotovoltaica, estimada entre 500 e 600 R\$/MWh, poderia ser de interesse do consumidor, em termos econômicos, com a adoção do mecanismo *net metering*⁴¹.

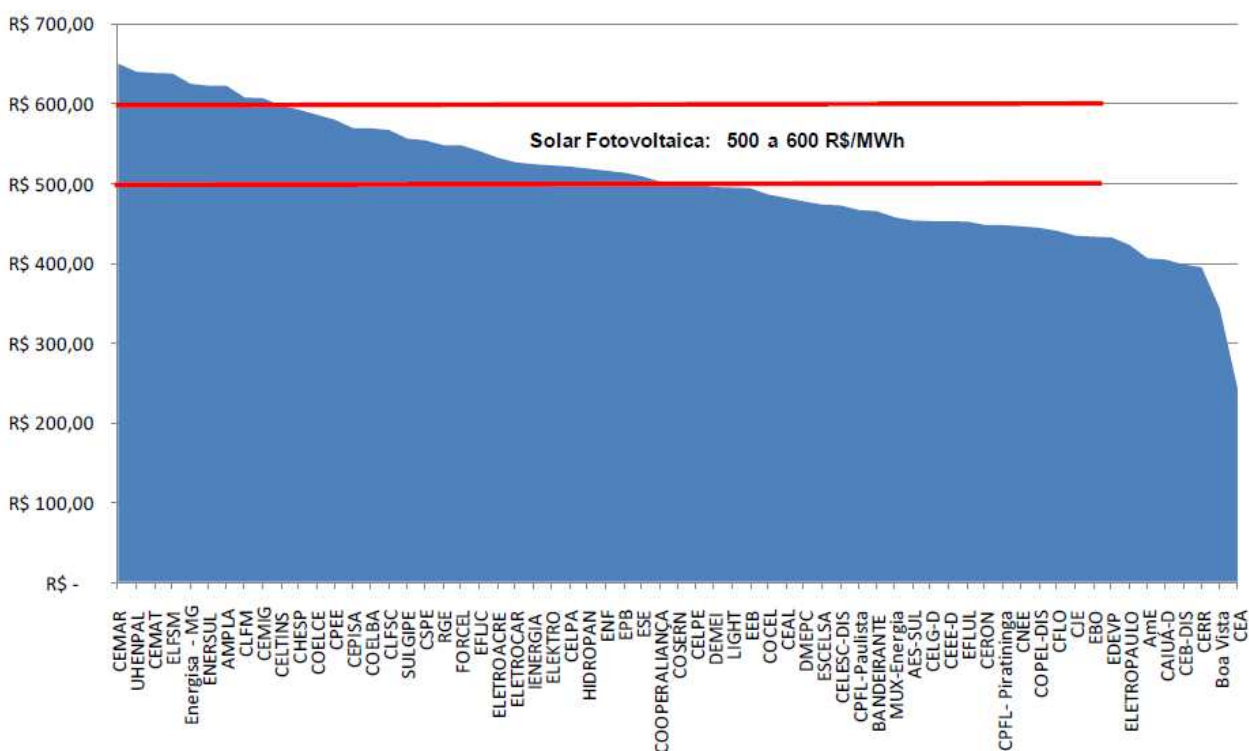


Figura 4.12 - Tarifa final do consumidor residencial com impostos – Atualizado em maio/2011
Fonte: (ANEEL, 2011)

⁴¹ De acordo com ANEEL (2011), há necessidade de incentivos adicionais (tarifa *feed-in*, subsídios, reduções fiscais, entre outros) para o desenvolvimento sustentável da geração distribuída de pequeno porte no país e o sistema *net metering* não seria suficiente para garantir isso.

4.4.2. Procedimentos para conexão à rede e injeção da energia gerada na rede de distribuição do Chile

Condições legais prévias, como permissão para conexão à rede de sistemas fotovoltaicos, evoluíram recentemente no Chile, embora a conexão destes sistemas ainda esteja em fase de testes no País (EPIA, 2010).

Algumas iniciativas tomadas no País mostram que o governo chileno está buscando promover a geração solar fotovoltaica em residências, como, por exemplo, o projeto de lei (boletim n° 6605-08) que ingressou na Câmara dos Deputados do Chile em 09 de julho de 2009, que obriga as empresas concessionárias de energia a implementar e permitir tecnicamente a conexão de sistemas *net metering*. Neste projeto de lei, os tipos de conexão definidos quanto à forma de medição da energia foram um medidor bidirecional, ou dois medidores independentes, de modo que seja possível medir a energia elétrica gerada e consumida em um mesmo período de consumo, ficando os custos de conexão ao sistema interconectado, do medidor e de manutenção a cargo da concessionária de distribuição de energia elétrica (CDC, 2011).

Outros projetos de lei⁴² pretendem regulamentar o pagamento, por parte das distribuidoras, pela energia residencial gerada.

Visto que o preço da energia elétrica residencial no Chile está entre as mais elevadas da América Latina, conforme ilustra a Figura 4.13, e que o País dispõe de excelente potencial de aproveitamento da energia solar, conclui-se, embora seja necessário a realização de um estudo mais aprofundado a respeito, que a paridade tarifária no País, assim como no Brasil, poderá ocorrer na próxima década.

⁴² O projeto de lei (Boletín 6041-08) apresentado em agosto de 2008 regulamenta o pagamento pela energia gerada em residências. O segundo projeto de lei (Boletín 6258-03) apresentado em dezembro de 2008 fomenta a geração residencial de energia através de sistema *net metering*. Por último, o projeto de lei (Boletín 6399-08) apresentado em março de 2009 instaura o sistema de *net metering* no sistema elétrico nacional.

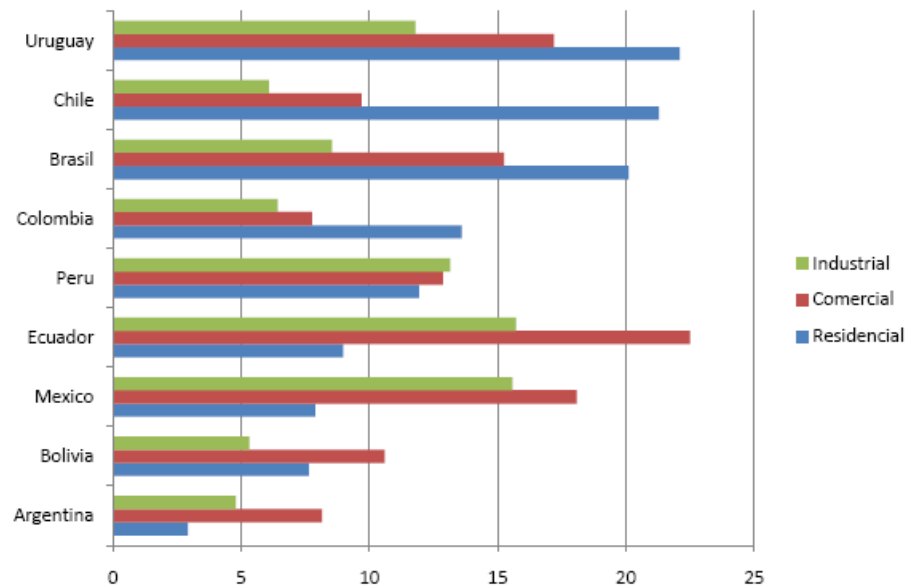


Figura 4.13- Preço médio da eletricidade por setor em alguns países da América Latina (c\$/kWh)
Fonte: (MEFT, 2010)

4.4.3. Incentivos para redução dos custos de uso e acesso a linhas de distribuição e transmissão no Brasil

A postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; o menor tempo de implantação e a redução de perdas são algumas das vantagens da geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos distribuídos.

Em 2004, a partir da Resolução Normativa nº77 da ANEEL, foram regulamentados descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) para empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW, para PCH e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos. A regra geral é o desconto de 50% na tarifa de uso para os empreendimentos listados anteriormente, sendo as condições para a concessão do desconto de 100% estabelecidas no art. 3º. Já em agosto de 2011 foi aprovada pela ANEEL audiência pública que apresenta

propostas para reduzir barreiras à instalação de micro⁴³ e minigeração⁴⁴ distribuída incentivada e para promover alteração no desconto das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para usinas solares.

A proposta sobre micro e minigeração distribuída visa criar o Sistema de Compensação de Energia⁴⁵, que funcionará da seguinte forma: se em um período de faturamento a energia gerada for maior que a consumida, o consumidor receberia um crédito em energia (isto é, em kWh e não em unidades monetárias) na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagaria apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada. Os créditos gerados expirariam após 12 meses.

A proposta também trata da alteração da Resolução Normativa nº 77/2004 para elevar o desconto na TUSD e na TUST de 50% para 80%, nos primeiros 10 anos de operação da usina, para centrais geradoras com até 30 MW de potência injetada e, após os 10 anos, o desconto retornaria para 50%.

O MME (2009) também ressalta a necessidade de se analisar os possíveis impactos no equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, contrabalanceando as possíveis variações na TUSD devido à redução de mercado com o fator compensatório das perdas de transmissão e distribuição, uma vez que, num primeiro momento, este tipo de geração tende a ser considerada como perda de receita das distribuidoras de energia.

⁴³ Microgeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fonte incentivada de energia, nos termos de regulamentação específica, conectada na rede de baixa tensão da distribuidora através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS.

⁴⁴ Minigeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW e que utilize fonte incentivada de energia, nos termos de regulamentação específica, conectada diretamente na rede da distribuidora, em qualquer tensão, ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS.

⁴⁵ O Sistema de Compensação de Energia, internacionalmente conhecido como *net metering*, consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais (ANEEL, 2011).

4.4.4. Incentivos para a redução dos custos de uso e acesso a linhas de distribuição e transmissão no Chile

Conforme anteriormente apresentado, a *Ley Corta I* prevê isenção de pagamento pelo uso do sistema de transmissão para MGNCs menores a 9 MW e isenção proporcional à capacidade instalada para as unidades com potência entre 9 MW e 20 MW.

Além deste incentivo, a Resolução n° 370 da Corporação de Fomento à Produção define subsídios para linhas de transmissão adicionais necessárias para conexão ao SIC ou SING de projetos de geração ERNC, não sendo aplicado a linhas que constituam sistema de transmissão troncal ou sistemas de sub-transmissão e exigido-se a conexão de pelo menos três projetos de ERNCs pela empresa beneficiária (empresa de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica) do subsídio.

4.5. Barreiras institucionais para a inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile

A existência atuante de órgãos, agências, bancos e associações para fomento da geração solar fotovoltaica; uma sinalização do governo quanto à promoção desta fonte; e a presença de uma indústria e pesquisa nacional fortes são alguns aspectos institucionais que contribuem para viabilização da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica de um país.

4.5.1. Instituições brasileiras de fomento

A EPIA (2010) destaca o desenvolvimento e a presença de agências, bancos e associações nacionais e internacionais de fomento entre os principais *stakeholders* para destravar o potencial solar fotovoltaico nos países situados no cinturão solar.

No Brasil, diversas entidades têm apoiado direta ou indiretamente as fontes renováveis de energia, inclusive a energia solar, contudo se observa uma pequena participação de agências, órgãos, bancos e associações engajadas especificamente com o fomento da energia solar fotovoltaica no País, como mostra a Tabela 4.10.

O MME (2009) destaca como ações que contribuiriam para a criação de uma política de incentivo à energia solar fotovoltaica no Brasil a realização de parcerias internacionais com instituições de países como Alemanha, Espanha, Japão e Estados Unidos, que tem forte atuação na área ambiental, e o estímulo a bancos com forte preocupação ambiental, como o BNDES, para que ofereçam créditos especiais.

Tabela 4.10 - Instituições que têm promovido a energia solar fotovoltaica no Brasil

Instituições	Papel
Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS)	A ABENS é resultado de uma iniciativa tomada em 2004 por pesquisadores brasileiros que manifestaram a disposição de reorganizar a Associação Brasileira de Energia Solar (inicialmente criada em 1978) com a finalidade de congregando todos os profissionais envolvidos com pesquisa, desenvolvimento, educação, promoção e aplicações diretas e indiretas da energia solar no Brasil.
International Solar Energy Society (ISES) seção Brasil	Em 2004 foi fundada a ISES do Brasil, que tem por objetivo estimular a ciência e tecnologia na aplicação da energia solar; encorajar a pesquisa básica e aplicada e o desenvolvimento da energia solar; disseminar a utilização da energia solar; divulgar a imagem dos profissionais que trabalham com energia solar; promover a educação nos campos relacionados à energia solar; e reunir, compilar e disseminar informações relacionadas a todos os aspectos da energia solar. O campo de atuação da ISES do Brasil deverá incluir todas as formas de energia derivadas direta ou indiretamente da energia solar.
Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB)	O CRESESB tem como missão promover o desenvolvimento das energias solar e eólica através da difusão de conhecimentos, da ampliação do diálogo entre as entidades envolvidas e do estímulo à implementação de estudos e projetos.
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	O BNDES, empresa pública federal, é hoje o principal instrumento de financiamento de longo prazo para a realização de investimentos em todos os segmentos da economia, em uma política que inclui as dimensões social, regional e ambiental. A linha de financiamento BNDES Finem inclui o setor de energias renováveis, no qual podem ser apoiados projetos de energia solar.

Instituições	Papel
Banco do Nordeste Brasileiro (BNB)	O BNB é o maior banco de desenvolvimento regional da América Latina e se diferencia das demais instituições financeiras pela missão que tem a cumprir: atuar, na capacidade de instituição financeira pública, como agente catalisador do desenvolvimento sustentável do Nordeste, integrando-o na dinâmica da economia nacional. Entre os projetos financiados pelo Banco está a construção pela Esbra de uma fábrica de painéis e células fotovoltaicas na cidade de Horizonte.
KfW no Brasil	O banco de fomento do governo alemão KfW tem apostado em energias renováveis no Brasil, tendo o segmento absorvido cerca de 53% do total de €301,4 milhões em financiamentos concedidos em 2009. O banco vai financiar €2,8 milhões (cerca de R\$ 7 milhões) a fundo perdido ao projeto Megawatt Solar, da Eletrosul, que vai instalar placas fotovoltaicas no prédio sede e estacionamentos da estatal (PORTAL ENERGIA HOJE, 2010a; LEMOS, 2010).
Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)	O BID é a principal fonte de financiamento multilateral e de conhecimentos para o desenvolvimento econômico, social e institucional sustentável na América Latina e no Caribe. Em seus 47 anos de operações, o BID aprovou 324 empréstimos num total de US\$28 bilhões para o Brasil, fazendo desse país o maior mutuário da instituição. Dentre os principais setores que se beneficiaram desses empréstimos está o de energia. O BID espera que nos próximos três anos até 80% de seus empréstimos para projetos de energia do setor privado sejam destinados a fontes renováveis de energia. O Banco concederá financiamento de trezentos mil dólares para construção da planta solar fotovoltaica de Tauá (BID, 2006; 2010; ESTADÃO, 2010).
Eletrosul	A Eletrosul lançou o projeto Megawatt Solar, que consiste na implantação de um sistema fotovoltaico integrado ao edifício sede da empresa utilizando a área do telhado e dos estacionamentos adjacentes, e que será conectado à rede da distribuidora de energia elétrica local. A usina solar terá a capacidade instalada de aproximadamente 1 MWp. O edifício sede da Eletrosul será o primeiro prédio público brasileiro a utilizar o conceito BIPV (Building Integrated Photovoltaic) conectado à rede elétrica em larga escala.
FINEP	A FINEP é uma empresa pública vinculada ao MCT, criada em 24 de julho de 1967, cuja missão é promover o desenvolvimento econômico e social do Brasil por meio do fomento público à ciência, tecnologia e inovação em empresas, universidades, institutos tecnológicos e outras instituições públicas ou privadas. O projeto de fabricação de 200 módulos com células solares de silício monocristalino realizado pelo CB- Solar contou com o apoio financeiro do FINEP (FINEP, 2010; CB-SOLAR, 2010).
Procobre	O Procobre é uma rede de instituições latino-americanas cuja missão é a promoção do uso do cobre, impulsionando a pesquisa e o desenvolvimento de novas aplicações e difundindo sua contribuição ao melhoramento da qualidade de vida e o progresso da sociedade. Dentre os principais usos do cobre está o setor de energia, no qual a energia solar tem destaque.
Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT)	O IPT está realizando o Projeto Rota Metalúrgica para obtenção de Si Solar (BATISTA, 2011).
Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI)	A ABDI tem como objetivo a construção de ambiente econômico e institucional favorável à criação de indústria de beneficiamento de matérias primas e produção de equipamentos destinados à produção de energia solar fotovoltaica no País.
Coelba	O projeto piloto da Coelba, já provado pela ANEEL, para geração solar fotovoltaica no Estádio de Futebol Governador Professor Roberto Santos em Salvador (BA) deverá usar a energia excedente do estádio para compensar o consumo de energia da Secretaria do Trabalho, Emprego, Renda e Esporte da Bahia.

4.5.2. Sinalização do governo brasileiro

A Portaria nº 17, de 17 de junho de 2011, da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, criou um novo Grupo de Trabalho para avaliar as possíveis adequações no marco legal e regulatório, as políticas e planos que visam inserir a energia solar fotovoltaica no portfólio energético nacional dentro do contexto do Planejamento Energético e as estratégias que propiciem a inserção desta alternativa, centralizada ou distribuída, de modo sustentável e eficiente.

Além disso, o MME negocia com distribuidoras um projeto que prevê a instalação de painéis fotovoltaicos em grupos de 120 residências, por empresa. O projeto prevê também uso da tecnologia de *smart grid* para interação dos sistemas com a rede. O estudo permitirá o desenvolvimento de propostas de regulamentação para esse tipo de intercâmbio (SIL, 2011).

Contudo, de acordo com COSTA (2010c), investimentos em energia solar não estão nos planos do governo, pelo menos pelos próximos dez anos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) não inclui a fonte na versão disponível para consulta pública do Plano Decenal de Energia 2011-2020, porém, já é de conhecimento e consenso tanto no MME quanto na EPE a necessidade de se traçar um roteiro dedicado exclusivamente à fonte.

Embora haja uma tendência mundial de aplicação desta tecnologia, não há ainda no Brasil uma estrutura industrial favorável à sua inserção, devido ao seu alto custo e à falta de uma cadeia produtiva consolidada (MME, 2009). Segundo a mesma fonte, uma política de incentivo pautada no desenvolvimento tecnológico poderá promover a consolidação da cadeia produtiva e viabilizar, além de um mercado interno atrativo para os empreendedores da tecnologia fotovoltaica, a possibilidade da participação do País em um mercado de exportação de produtos com tecnologia agregada.

4.5.3. Indústria e pesquisa no Brasil

Em relação à pesquisa nacional, o Centro Brasileiro para o Desenvolvimento de Energia Solar Fotovoltaica (CB-SOLAR) concluiu em 2009 o projeto “Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional”, cujo objetivo geral era desenvolver um processo de fabricação de módulos fotovoltaicos em fase pré-industrial, com tecnologia nacional de alta eficiência, implementando uma planta piloto para produção destes dispositivos (NT-SOLAR, 2010). A tecnologia desenvolvida foi transferida para uma linha pré-industrial. Para testar o processo pré-industrial foram fabricados e caracterizados 200 módulos com células solares de silício monocristalino, entregues em dezembro de 2009 para a Eletrosul, Petrobras e CEEE. Além disto, foram formados recursos humanos qualificados (MONTENEGRO, 2010).

Já em 2010 o CB-SOLAR concluiu o projeto “Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional de Alta Eficiência: Implementação da Planta Pré-Industrial e Análise dos Resultados”, cujo objetivo era implementar e analisar uma planta piloto de produção de módulos fotovoltaicos com tecnologia nacional de alta eficiência e baixo custo verificando a viabilidade técnica e econômica da produção em escala, além do projeto “Redução no Custo de Módulos Fotovoltaicos” cujos objetivos centraram-se na redução do custo da energia elétrica produzida a partir da conversão direta da energia solar (NT-SOLAR, 2010).

Recentemente também foi desenvolvido pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) o primeiro conversor eletrônico nacional para conexão de painéis fotovoltaicos à rede elétrica. A expectativa é que essa tecnologia barateie custos e contribua para ampliação do aproveitamento dessa modalidade no Brasil⁴⁶ (SIL, 2010).

No segundo semestre de 2012 uma célula solar fotovoltaica composta por silício produzido via rota metalúrgica pelo IPT deverá ficar pronta. O processo, já em desenvolvimento pelo instituto, visa baratear a produção do elemento (MONTENEGRO, 2011).

⁴⁶ Atualmente os conversores disponíveis no mercado são todos importados. O protótipo da Unicamp teve custo final de R\$15 mil e estima-se que o preço numa produção em escala possa chegar a R\$ 10 mil, ou seja, cerca de um terço menos do que os equipamentos estrangeiros. A eficiência alcançada foi de 85% e a próxima etapa do trabalho pretende avançar a 90%, índice oferecido pelo similar importado (SIL, 2010).

Em agosto de 2011 foi aprovado pela ANEEL o Projeto Estratégico “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, cujo principal objetivo é a proposição de arranjos técnicos e comerciais para projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica e tecnológica para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional (ANEEL, 2011b).

Para o MME (2009), a aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ainda é incipiente no Brasil e é de fundamental importância o desenvolvimento de um projeto-piloto de pesquisa e desenvolvimento que englobe a instalação, operação e acompanhamento do desempenho desses sistemas, permitindo, assim, uma análise sistemática das possíveis implicações, além de contribuir para a formação de pessoal, com o consequente aumento do grau de competência e profissionalismo dos diversos atores envolvidos na área dos sistemas fotovoltaicos e GD no País, não somente concessionárias, mas também universidades, fornecedores, instaladores e empresas de engenharia.

Simultaneamente ao avanço da pesquisa nacional, surgem iniciativas que visam fabricação de painéis e células fotovoltaicas no País com tecnologia nacional e estrangeira.

O MME (2009) ressalta que o incentivo à GD com sistemas fotovoltaicos sem tecnologias e indústrias nacionais levaria à importação em massa de células e módulos fotovoltaicos, com graves conseqüências para o desenvolvimento deste setor no Brasil⁴⁷.

Em 2002 o Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) constituiu, dentro do escopo do Programa Brasileiro de Etiquetagem⁴⁸ (PBE), o Grupo

⁴⁷ Além da instalação prevista pela Braener de uma fábrica de painéis fotovoltaicos no Ceará e a construção de uma fábrica de painéis e células fotovoltaicas também no Ceará pela Esbra, a Ecosolar será responsável pela primeira fábrica de placas solares de grande porte do Brasil, cujos equipamentos e tecnologia utilizados serão fornecidos pela suíça Oerlikon e que deverá ser construída em Recife, Pernambuco (BEZUTTI, 2010b). A Cemig também anunciou a intenção de construir sua primeira usina solar em Sete Lagoas, Minas Gerais, através de parceria firmada com a fabricante espanhola de painéis fotovoltaicos Solaria, que vai fornecer equipamentos para a planta, cuja capacidade será de 3MW (JORNAL DA ENERGIA, 2010b). A Tecnometal Engenharia, localizada em Vespasiano (MG), está realizando o Projeto Fotovoltaico Tecnometal, que é composto por 3 etapas: fabricação de módulos fotovoltaicos utilizando componentes comprados (nacionais e importados); projeto P&D para fabricação de lâminas e células fotovoltaicas a partir de silício nacional; fabricação de módulos fotovoltaicos, com lâminas e células produzidas internamente a partir de silício nacional (CARDOSO, 2011).

⁴⁸ O atua através de etiquetas informativas com o intuito de informar ao consumidor o consumo e a eficiência energética de alguns eletrodomésticos e produtos.

de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos (GT-FOT). O grupo foi formado com o objetivo de estabelecer as normas para etiquetagem de sistemas fotovoltaicos e seus componentes, visando a contínua melhoria técnica destes produtos. Os equipamentos etiquetados pertencentes aos sistemas fotovoltaicos são módulos (placas fotovoltaicas), controladores de carga, inversores e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga para aplicação fotovoltaica.

Com a Portaria nº 4, de 4 de janeiro de 2011, o Inmetro aprova a revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade (RAC) para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica; institui a etiquetagem compulsória de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica; e determina que após 1º de julho de 2012 os sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica deverão ser comercializados no mercado nacional, por fabricantes e importadores, somente em conformidade com os RAC.

De acordo com a Portaria, a autorização para uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) é dada através do Registro do produto no Inmetro, sendo este pré-requisito obrigatório para a comercialização do produto no País. Para a concessão do registro, exige-se que haja representante legal no Brasil responsável pela comercialização do produto no País, tanto para produtos nacionais quanto importados.

Neste contexto, o GT-FOT além de incentivar a melhoria técnica contínua dos sistemas fotovoltaicos e seus componentes, também define normas para a comercialização de produtos importados no País, incentivando assim o desenvolvimento da indústria e pesquisa nacional.

Vale ressaltar a criação do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), que hoje congrega mais de 50 empresas dos diferentes segmentos da cadeia de valor do setor fotovoltaico, e que criou quatro Grupos de Trabalho (GT): GT Leilão, GT Mercado, GT Tributário e GT Inversores/Normas (ABINEE, 2011).

De acordo com Grandin (2011), em junho de 2011 foi arquivado pelo Senado o projeto de lei 336/2009, que concede isenção de imposto de importação para células fotovoltaicas, suas partes e acessórios. Os parlamentares alegaram que o imposto de importação tem como função proteger a indústria nacional, o que não aconteceria se o produto estrangeiro entrasse em condições mais vantajosas. Afirmaram ainda que a tecnologia fotovoltaica está em fase de desenvolvimento e que o Brasil tem condições de exercer papel de destaque nesse mercado. Por

fim, disseram que a fonte ainda não é economicamente viável em nenhum país, sendo, portanto, irrelevante a contribuição da isenção do imposto para sua disseminação.

4.5.4. Instituições chilenas de fomento

Observa-se, nos últimos anos, a criação e atração por parte do governo chileno de importantes instituições de fomento às fontes renováveis no País. Contudo, raras são as instituições voltadas para a promoção da energia solar e, em específico, da tecnologia solar fotovoltaica, conforme mostra Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Instituições que têm promovido a energia solar fotovoltaica no Chile

Instituições	Papel
Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)	CORFO é um órgão executor das políticas do governo do Chile em matéria de empreendedorismo e inovação que busca, mediante a utilização de ferramentas e instrumentos compatíveis com os lineamentos de uma economia social de mercado, a criação de condições para a construção de uma sociedade de oportunidades (CORFO, 2010b). Através do “Programa InvestChile” ⁴⁹ , CORFO dá suporte a produtos e prestadores de serviço em matéria de projetos de energias renováveis, na busca por influenciar companhias estrangeiras a se instalar no País e, assim, aumentar a competitividade e qualidade da indústria local. Através do “Programa ERNC de Promoção de Investimentos” ⁵⁰ , o órgão concede subsídios para estudos de pré-investimento, empréstimo ambiental CORFO, subsídios para estudos de pré-investimento em estágio avançado de desenvolvimento e empréstimo CORFO ERNC.

⁴⁹ O “Programa InvestChile” inclui subsídios para a fase de pré-investimento, subsídios para ativos fixos, *leasing*, incentivos para o *start-up* da companhia e subsídios para a formação de recursos humanos. Os estudos de pré-investimento podem receber subsídios de até 60% dos custos de pré-investimento (máximo de US\$ 30.000); assistência ao início do projeto de até US\$ 30.000 em atividades *start-up*; subsídios para treinamento de recursos humanos *on-the-job* de até 50% das despesas anuais com salários (máximo de US\$ 25.000); subsídios com equipamento e infraestrutura de até 40% do investimento (máximo de US\$ 2.000.000); *leasing* de até 40% dos custos de propriedade de longo prazo – 5 anos (máximo de US\$ 1.000.000); subsídios ao treinamento especializado e recrutamento de até 50% dos custos (máximo US\$ 100.000) (CORFO, 2010a, p.17)

⁵⁰ O “Programa ERNC de Promoção de Investimentos” concede: subsídios para estudos de pré-investimento limitados a 2% da estimativa do investimento e US\$60.000 por projeto submetido; empréstimo ambiental CORFO com carência de 30 meses e até 12 anos para reembolso do empréstimo; subsídios para estudos de pré-investimento em estágio avançado de desenvolvimento de até 50% do custo total do estudo, com um máximo de 5% do investimento previsto e não ultrapassando US\$ 160.000 por projeto de submissão e empréstimo CORFO ERNC para projetos de energia renovável mediado através de bancos comerciais locais com o apoio financeiro do KfW, que oferece crédito de até US\$ 15 milhões por projeto (CORFO, 2010a, p. 12, 13).

Instituições	Papel
<i>Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH</i>	A GTZ é uma empresa de direito privado, de propriedade do governo federal alemão, que oferece serviços de cooperação ao desenvolvimento a nível internacional com o objetivo de melhorar de forma duradoura as condições de vida da população em países em desenvolvimento e em processo de reforma. Em agosto de 2004 iniciou-se no Chile o projeto <i>Energías Renovables No Convencionales</i> dirigido pela GTZ e CNE com o objetivo de contribuir para que as ERNCs adquiram uma maior importância na matriz energética, especificamente, na geração de eletricidade em sistemas interconectados (CNE, 2010).
KfW no Chile	O Chile também conta com o apoio financeiro do KfW (Banco Alemão de Desenvolvimento) para promoção das ERNCs. A KfW tem incentivado e apoiado a iniciativa privada em projetos de ERNCs através de projetos de geração de informações geotérmicas, subsídios para estudos de pré-investimento e linhas de crédito preferenciais (JAQUE, 2008; CNE, 2010).
<i>Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL)</i>	A ACESOL tem como missão integrar todos os atores do mercado de energia solar com o propósito de fomentar e dirigir as atividades do setor solar chileno de forma articulada com todas as entidades governamentais e não-governamentais nacionais e internacionais; apoiar a formação de políticas públicas e promover a aplicação de incentivos financeiros no setor, comprometendo-se com a proteção do meio ambiente e a geração de energia limpa (ACESOL, 2010). A instituição conta com pouco mais de meia dúzia de profissionais associados e pouco menos de três dúzias de empresas associadas.
<i>Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. (ACERA)</i>	A ACERA congrega geradores, provedores de produtos e serviços e agentes promotores diversos. A ACERA possui três objetivos estratégicos, que são: promover o uso de recursos renováveis sustentáveis para a geração limpa de energia, contribuir para o desenvolvimento de um marco regulatório de incentivo à geração renovável de energia e impulsionar a instalação em território chileno de uma potência equivalente a 30% de sua matriz energética com base em ERNCs em um horizonte de 30 anos (ACERA, 2010b).
<i>Centro de Energías Renovables (CER)</i>	O CER consolida esforços do Estado do Chile no desenvolvimento de energias renováveis. Sua missão é promover e facilitar o desenvolvimento da indústria de ERNCs articulando esforços públicos e privados para que otimizem o uso do grande potencial de recursos energéticos renováveis existentes no Chile. Em função do contato direto que a instituição possui com integrantes da indústria de ERNC, o CER torna-se um importante provedor de insumos para o desenho das novas políticas pelo Ministério de Energia. Suas três principais linhas de ação são: centro de informação; acompanhamento de projetos de investimento e pilotos de ERNC; promoção e divulgação de ERNC (CER, 2010).

4.5.5. Sinalização do governo chileno

Um importante indicativo do interesse do governo em promover o uso de fontes renováveis de energia está na nova meta, ainda que esta não seja uma política oficial, de gerar 20% da energia elétrica no Chile a partir de ERNC em 2020 (ACERA, 2010).

Quanto à promoção da geração solar fotovoltaica, o governo chileno apresentou, em dezembro de 2009, as regras da licitação para instalação de uma planta fotovoltaica de 500 kW conectada no sistema isolado de *San Pedro de Atacama*. De acordo com (CIE, 2011) a chamada para propostas deverá ocorrer em 2011 e o projeto deverá ter início em 2012.

Entre os critérios para escolha da melhor oferta está a solicitação ao governo do menor subsídio pela energia gerada. Adequações no sistema elétrico do município serão financiadas pelo governo regional de Antofagasta e o terreno será emprestado pela Prefeitura de *San Pedro de Atacama*.

De acordo com Olea (2009), em caso de empate entre ofertas que solicitem o mesmo montante de subsídio, será escolhida a proposta com melhor avaliação técnica. O montante máximo disponível para subsídio é de US\$1.000.000 dólares, sendo eliminadas as ofertas que excedam este valor. O montante total de subsídio é definido pela Equação 4.1.

$$\text{Montante total de subsídio} = 3 * \text{PMA} * \text{Premium} \quad (4.1)$$

Onde PMA corresponde à produção provável de energia média anual, expressa em MWh/ano; o *premium* corresponde ao valor solicitado como subsídio ao postulante por cada MWh gerado, expresso em US\$/MWh.

Contudo, não há indícios de criação de uma política direcionada para geração solar fotovoltaica no País.

4.5.6. Indústria e pesquisa no Chile

O *Laboratorio de Evaluación Solar (LES)* da *Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM)* é o único laboratório encontrado no Chile dedicado a pesquisas em energia solar fotovoltaica. O LES atua, mais precisamente, na área de medição da irradiação solar direta, difusa e global, no armazenamento e avaliação de dados. Não foram encontradas pesquisas voltadas para desenvolvimento de processo de fabricação de células ou módulos fotovoltaicos com tecnologia chilena.

Com relação à indústria, a CORFO tem apoiado, através do InvestChile, investidores nacionais e estrangeiros interessados em investir em projetos para setores produtivos chilenos de alto impacto, oferecendo serviços e incentivos para facilitar a avaliação, instalação e realização destes investimentos (SÁEZ, 2010). Contudo, não há indícios do desenvolvimento de uma indústria nacional de fabricação de células ou módulos fotovoltaicos, embora algumas iniciativas para instalação de fábricas e plantas solares fotovoltaicas comecem a surgir no País⁵¹.

De acordo com a EPIA (2010), a criação de uma base local de fabricação de módulos fotovoltaicos pode surgir mesmo que o mercado doméstico permaneça pequeno, visto o exemplo do México, que exporta módulos fotovoltaicos para os Estados Unidos. De acordo com o estudo, uma boa base local de fabricação pode facilitar o crescimento da fonte e induzir o apoio do governo.

4.6. Aspectos socioambientais para inserção da geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile

A aceitação social, o uso da terra e as emissões de gases de efeito estufa associados à tecnologia solar fotovoltaica foram os aspectos socioambientais, relacionados à inserção da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional, selecionados para este estudo.

⁵¹ Em janeiro de 2009 o grupo coreano Daekyeonsolar anunciou o interesse de investir na construção de um parque solar fotovoltaico com capacidade de 150 MW na zona de Copiapó, região III (Atacama), e uma fábrica para produção da tecnologia requerida. O projeto seria desenvolvido em três anos e o estudo ambiental seria entregue em fevereiro de 2009 (PORTAL ENERGÍA, 2009). A firma espanhola Solar Park manifestou interesse em desenvolver 100 MW em 8 plantas de geração solar fotovoltaica (SEGOVIA, 2010). Dois projetos (Calama Solar 1 e Calama Solar 2), totalizando 18 MW, já foram aprovados pelo sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) (GALLEGUILLLOS, 2010). Também foram apresentadas ao *Servicio de Evaluación Ambiental* (SEA) em novembro de 2010 as *Declaraciones de Impacto Ambiental* (DIA) dos projetos “Planta Fotovoltaica Lagunas 30 MW” e “Complejo Solar FV Pica 90 MW”, sendo a titularidade de ambos os projetos da empresa *Element Power Chile S.A.* (SEA, 2010).

4.6.1. Aceitação social e o uso da terra associados à geração solar fotovoltaica no Brasil e no Chile

A aceitação social da energia solar fotovoltaica é muito positiva (JANNUZZI GM et al., 2009). Tanto no Brasil quanto no Chile ainda não se tem conhecimento de dificuldades de aceitação da tecnologia por parte da sociedade, mesmo porque a utilização desta tecnologia em ambos os países ainda é insipiente.

No Brasil, destaca-se, porém, o fato das distribuidoras de eletricidade que estão usando SIGFI's como alternativa de atendimento de suas metas de universalização apontarem o receio dos consumidores de não poderem ter acesso à rede elétrica no futuro como uma das dificuldades de instalação destes sistemas fotovoltaicos, uma vez que os mesmos apenas se consideram eletrificados se estiverem conectados à rede elétrica convencional (VARELLA et al., 2009).

O uso da terra associado à geração solar fotovoltaica concentrada no Brasil não deverá ser um problema para os próximos anos. A região Nordeste do Brasil apresenta o maior potencial anual médio de energia solar do País⁵² e visto que boa parte da região é caracterizada como sertão, sub-região que possui vastas áreas com baixo aproveitamento agrícola e da pecuária, o avanço local do setor fotovoltaico poderia ser um vetor de desenvolvimento econômico e social através da criação de empregos e desenvolvimento de uma indústria.

No Chile, os mais elevados índices de irradiação solar do País (e um dos maiores do mundo) — em torno de 7 kWh/m².dia de irradiação global diária horizontal (SANTANA, 2009) — são encontrados em grande parte da região do Norte Grande, onde está situado o deserto do Atacama.

Assim, o uso da terra associado à geração concentrada a partir de sistemas fotovoltaicos possui baixo impacto em ambos os países, bem como a geração distribuída, uma vez que o aproveitamento da arquitetura de construções para instalação de módulos fotovoltaicos permite a não ocupação de novas áreas.

⁵² A região Nordeste possui irradiação global diária média de 5,9 kWh/m² e irradiação média no plano inclinado de 5,8 kWh/m² (PEREIRA et al., 2006).

4.6.2. Emissões de gases de efeito estufa no Brasil e no Chile

As emissões de gases de efeito estufa associadas ao ciclo de vida de diversas tecnologias fotovoltaicas são baixas comparativamente às emissões associadas ao ciclo de vida de tecnologias baseadas em combustíveis fósseis.

Os principais impactos ambientais associados a módulos fotovoltaicos ocorrem durante seu processo de fabricação, visto que não há emissões relacionadas ao uso de combustível e que durante seu funcionamento não se gera ruído e são mínimas as emissões de gases de efeito estufa. Os riscos inerentes ao processo de fabricação estão associados à emissão de gases de efeito estufa e poluentes. O adequado descarte de módulos é fundamental para evitar a contaminação ambiental através de metais pesados, sendo a reciclagem uma alternativa bastante recomendada⁵³ e cada vez mais oferecida pelos fabricantes de módulos aos seus clientes.

Em vários estudos, estimativas das emissões de gases precursores de efeito estufa associado ao ciclo de vida de diversas tecnologias fotovoltaicas foram realizadas, tomando-se como premissas a insolação e a matriz elétrica de países da Europa e dos Estados Unidos.

Neste contexto, quanto à emissão de gases de efeito estufa, o Brasil possui um diferencial ecológico/ambiental frente aos países desenvolvidos, e principalmente, frente à China, de possuir uma base energética renovável que permitiria a produção de silício com baixas emissões de carbono, de forma que poder-se-ia implementar no País a indústria de processamento de silício, e, em seqüência, fomentar o desenvolvimento de uma indústria fotovoltaica (MME, 2009).

Já o Chile não possui este diferencial ecológico/ambiental, visto que, de modo semelhante a muitos dos países desenvolvidos, o País possui uma importante parcela de sua matriz elétrica baseada em combustíveis fósseis.

⁵³ A reciclagem é uma alternativa bastante recomendada também para o aproveitamento dos elementos químicos bastante raros utilizados pela indústria de painéis (cádmio, telúrio, selênio, gálio, índio, germânio, rutênio) (JANNUZZI et al., 2009).

5 Análise multicritério

O objetivo desta seção é apresentar uma metodologia de Apoio Multicritério à Decisão (AMD), ou Análise Multicritério, para seleção entre os principais mecanismos de incentivo às fontes alternativas (leilão, quotas e *feed-in tariff*) aquele cuja utilização seria mais adequada para a promoção da energia solar fotovoltaica no Chile e Brasil.

O AMD consiste em um conjunto de técnicas de auxílio a um agente decisor quanto à tomada de decisão em um problema onde diferentes critérios e pontos de vista são avaliados para a escolha das melhores alternativas de solução, ou seja, em situações nas quais faz-se necessário identificar prioridades sob diversos aspectos.

A ferramenta pode ter grande utilidade em processos decisórios em políticas públicas, situação em que as decisões precisam se pautar por critérios técnicos objetivos e transparentes e, também, por incorporar os juízos de natureza política e subjetiva dos gestores envolvidos. Diferentemente das técnicas de otimização, que procuram a solução ótima para um objetivo específico, o AMD busca uma solução de compromisso, negociada frente aos vários objetivos que deve atender. Busca, pois, não a solução estritamente ótima, mas a solução de consenso (JANNUZZI PM et al., 2009).

As técnicas de análise multicritério estão sendo bastante utilizadas para auxílio à tomada de decisão em problemas de planejamento energético envolvendo objetivos múltiplos e conflitantes e, muitas vezes, componentes subjetivos e quantitativos. Entre as técnicas mais utilizadas estão *Analytical Hierarchy Process (AHP)*, *Elimination and Choice Translating Reality (ELECTRE)* e *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation (PROMETHEE)* (Pohekar e Ramachandran, 2004).

5.1 O método

Uma das técnicas do AMD é o Prométhée (que possui variantes de I a VI e Prométhée-Gaia). Optou-se por utilizar a técnica Prométhée II, uma vez que seu fácil entendimento potencializa a transparência do processo decisório. A técnica será implementada através do aplicativo PRADIN 3.0 –Programa de Apoio à Tomada de Decisão baseado em Indicadores.

O método consiste na ordenação das alternativas existentes em função de critérios e preferências (pesos) estabelecidos pelo decisor considerando o desvio entre a avaliação de duas alternativas para um critério específico. A descrição do método Prométhée, apresentada a seguir, foi obtida a partir de Figueira et al. (2005).

A Tabela 5.1 apresenta os dados básicos de um problema típico de análise multicritério. O método utiliza um conjunto finito A de alternativas possíveis $\{a_1, a_2, a_3, \dots, a_i, \dots, a_n\}$ de serem avaliadas segundo um conjunto de critérios de avaliação $\{g_1(\cdot), g_2(\cdot), g_3(\cdot), \dots, g_j(\cdot), \dots, g_k(\cdot)\}$. A dificuldade de escolha da alternativa de consenso reside no fato da alternativa a_i poder representar a solução ótima segundo o critério “m” e a alternativa a_j poder representar a solução ótima segundo o critério “n”. Ou seja, não existe uma alternativa absolutamente melhor.

Tabela 5.1 - Tabela de avaliação

a	$g_1(\cdot)$	$g_2(\cdot)$...	$g_j(\cdot)$...	$g_k(\cdot)$
a_1	$g_1(a_1)$	$g_2(a_1)$...	$g_j(a_1)$...	$g_k(a_1)$
a_2	$g_1(a_2)$	$g_2(a_2)$...	$g_j(a_2)$...	$g_k(a_2)$
.
.
.
a_i	$g_1(a_i)$	$g_2(a_i)$...	$g_j(a_i)$...	$g_k(a_i)$
.
.
.
a_n	$g_1(a_n)$	$g_2(a_n)$...	$g_j(a_n)$...	$g_k(a_n)$

A relação de dominância natural associada a um problema multicritério, conforme o apresentado na Tabela 5.1, é definida pela Equação 5.1, onde P , I , e R representam respectivamente preferência, indiferença e incomparabilidade.

$$\begin{cases}
\forall j : g_j(a) \geq g_j(b) \\
\exists k : g_k(a) \geq g_k(b)
\end{cases} \Leftrightarrow aPb \\
\forall j : g_j(a) = g_j(b) \Leftrightarrow alb \\
\begin{cases}
\forall s : g_s(a) > g_s(b) \\
\exists r : g_r(a) < g_r(b)
\end{cases} \Leftrightarrow aRb
\end{cases} \quad (5.1)$$

No Prométhée II, assim como em outros métodos de análise multicritério, é possível alocar pesos aos critérios em função de sua importância relativa, conforme apresentado na Tabela 5.2. Quanto maior o peso do critério, maior sua importância.

Tabela 5.2 - Pesos da importância relativa dada ao critério

$g_1(\cdot)$	$g_2(\cdot)$...	$g_j(\cdot)$...	$g_k(\cdot)$
w_1	w_2	...	w_j	...	w_k

A estrutura de preferência do Prométhée é baseada em comparações emparelhadas, onde se observa o desvio na avaliação entre duas alternativas, segundo um critério específico. Para pequenos desvios aloca-se uma pequena preferência para a melhor alternativa ou, até mesmo, nenhuma preferência caso se considere o desvio insignificante. Quanto maior o desvio, maior a preferência. Considera-se, também, que essas preferências são números reais entre 0 e 1.

Assim, para cada critério a função preferência é definida pela Equação 5.2, onde $d_j(a,b)=g_j(a) - g_j(b)$ é a amplitude do desvio para o critério j de duas alternativas a e b e $0 \leq P_j(a,b) \leq 1$.

$$P_j(a,b) = F_j[d_j(a,b)] \forall a,b \in A \quad (5.2)$$

Existem vários tipos de funções de preferência⁵⁴, ou superação, que podem ser usadas na comparação entre alternativas, bem como parâmetros q e p , respectivamente, limites de indiferença e preferência. Caso haja um pequeno desvio entre alternativas, o decisor irá alocar uma pequena preferência para a melhor alternativa, ou mesmo nenhuma preferência, se considerar o desvio negligenciável. Neste caso, a diferença não negativa observada entre os valores de duas alternativas para um determinado critério é inferior ao limite de indiferença q

⁵⁴ A função preferência possui a seguinte propriedade: $P_j(a,b) > 0 \Rightarrow P_j(b,a) = 0$.

definido anteriormente pelo decisor. Quanto maior for o desvio, maior a preferência. As Equações 5.3 a 5.5 ilustram, respectivamente, quando duas alternativas avaliadas segundo um critério j são consideradas indiferentes e fortemente ou fracamente preferíveis.

$$0 \leq d_j(a,b) \leq q \Rightarrow a \text{ e } b \text{ são indiferentes quanto ao critério } j \quad (5.3)$$

$$q \leq d_j(a,b) \leq p \Rightarrow a \text{ é fracamente preferível a } b \text{ quanto ao critério } j \quad (5.4)$$

$$p < d_j(a,b) \Rightarrow a \text{ é fortemente preferível a } b \text{ quanto ao critério } j \quad (5.5)$$

O cálculo dos índices agregados de preferência para as alternativas a e b é feito a partir da Equação 5.6, em que $\Pi(a,b)$ expressa o grau de preferência da alternativa a em relação a b e $\Pi(b,a)$ expressa o grau de preferência da alternativa b em relação a a , sendo ϖ_j o peso dado ao critério j . Como existem critérios para os quais a é preferível a b e outros em que b é preferível a a , $\Pi(a,b)$ e $\Pi(b,a)$ são em geral positivos.

$$\begin{cases} \Pi(a,b) = \sum_{j=1}^k P_j(a,b)\varpi_j \\ \Pi(b,a) = \sum_{j=1}^k P_j(b,a)\varpi_j \end{cases} \quad (5.6)$$

Para todo $(a,b) \in A$, mantém-se as propriedades da Equação 5.7.

$$\begin{cases} \Pi(a,a) = 0 \\ 0 \leq \Pi(a,b) \leq 1 \\ 0 \leq \Pi(b,a) \leq 1 \\ 0 \leq \Pi(a,b) + \Pi(b,a) \leq 1 \\ \Pi(a,b) \approx 0 \Rightarrow \textit{fraca preferência global de } a \textit{ sobre } b \\ \Pi(a,b) \approx 1 \Rightarrow \textit{forte preferência global de } a \textit{ sobre } b \end{cases} \quad (5.7)$$

Para cada alternativa a existem outras $(n-1)$ alternativas pertencentes a A passíveis de cálculo do índice agregado π de preferência multicritério. A Equação 5.8, definida como fluxo positivo de superação, expressa o quanto a alternativa a supera as demais. A Equação 5.9, definida como fluxo negativo de superação, expressa o quanto a alternativa a é superada pelas

demais. Quanto maior $\phi^+(a)$ melhor a alternativa a em relação às demais alternativas pertencentes a A e quanto menor $\phi^-(a)$ pior as outras alternativas em relação a a , ou seja, melhor a alternativa a em relação às demais.

$$\phi^+(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} \Pi(a, x) \quad (5.8)$$

$$\phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} \Pi(x, a) \quad (5.9)$$

Em seguida define-se o fluxo líquido de superação da alternativa a como $\phi(a) = \phi^+(a) - \phi^-(a)$, em que para todo $a \in A$ as propriedades da Equação 5.10 são mantidas.

$$\begin{cases} -1 \leq \phi(a) \leq 1 \\ \sum_{x \in A} \phi(a) = 0 \end{cases} \quad (5.10)$$

Se $\phi(a) > \phi(b)$ então a alternativa a é preferível em relação a b . Se $\phi(a) = \phi(b)$ elas são indiferentes. A Equação 5.11 mostra como é feito o cálculo de $\phi(a)$ a partir do somatório do produto entre o peso e o fluxo líquido da alternativa a para cada critério.

$$\phi(a) = \phi^+(a) - \phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^k \sum_{x \in A} [P_j(a, x) - P_j(x, a)] \omega_j \quad (5.11)$$

$$\text{em que } \phi(a) = \sum_{j=1}^k \phi_j(a) \omega_j \text{ para } \phi_j(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} [P_j(a, x) - P_j(x, a)]$$

O ranqueamento das alternativas é feito através de ordenamento do fluxo líquido de superação de todas as alternativas pertencentes a A .

5.2. Aplicação do método

A Tabela 5.3 apresenta os mecanismos, os países e a tecnologia em foco, que são as alternativas, ou unidades-objetivo de decisão. São dois países, três mecanismos e uma tecnologia, que resultam em seis alternativas (pares país-mecanismo-tecnologia) a serem avaliadas.

Tabela 5.3 - País, mecanismo e tecnologia em estudo

País	Sigla	Mecanismo	Fonte da Tecnologia	Sigla
Brasil	BR	Feed-in	Energia solar fotovoltaica	fv
Chile	CH	Leilão		
		Quotas		

Para que seja possível ranquear as alternativas do conjunto de escolha, no caso pares de País, mecanismo e tecnologia, o decisor possui alguns critérios de avaliação, que direcionam a análise e representam as dimensões de relevância do problema. Os critérios de avaliação utilizados neste estudo foram os aspectos: de mercado, regulatórios, institucionais e socioambientais. A valoração destes critérios em função das alternativas é feita apenas qualitativamente e representa o grau de desenvolvimento, importância e impacto dos mesmos para desenvolvimento do setor solar fotovoltaico, conforme apresenta a Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Critérios propostos, respectivos valores de impacto e escala

Critérios (abreviação)	Escala					
Aspectos de Mercado	0	1	3	5	7	9
Aspectos Regulatórios						
Aspectos Institucionais	Impacto					
Aspectos Socioambientais	Inexistente	Muito fraco	Fraco	Neutro	Positivo	Muito positivo

Os critérios de avaliação podem possuir maior importância do que outros para o decisor. Deste modo, em razão de suas preferências podem ser atribuídos pesos aos critérios propostos, de modo a refletir a medida da importância relativa atribuída aos critérios. Por exemplo, os aspectos socioambientais em determinado momento e local podem ser mais importantes que os aspectos técnicos, ou vice-versa. Com relação aos valores de preferência e indiferença, neste trabalho os mesmos foram considerados nulos, ou seja, utilizou-se a chamada função de preferência de um verdadeiro critério ou critério usual.

As Tabelas 5.5 a 5.8 apresentam, respectivamente, a valoração de características de mercado, regulatórias, institucionais e socioambientais no desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Chile e Brasil.

Tabela 5.5 - Valoração do impacto dos aspectos de mercado para os países do estudo conforme escala

Energia Solar FV		Nota final	Mecanismos de Incentivo	
			Renda extra pelo empreendedor	Estabilidade ao investidor
Brasil	Feed-in	18	9	9
	Leilão	10	1	9
	Quotas/certificados	6	5	1
Chile	Feed-in	18	9	9
	Leilão	10	1	9
	Quotas/certificados	6	5	1

Na Tabela 5.5 as alternativas chilenas e brasileiras foram valoradas igualmente, pois se considerou que o desenvolvimento de mercado para a geração solar fotovoltaica a partir de sistemas fotovoltaicos varia em função do mecanismo aplicado independente do país.

Tabela 5.6 - Valoração do impacto dos aspectos regulatórios para os países do estudo conforme escala

Energia Solar FV		Nota final	Experiência com implementação de mecanismos de incentivo	Procedimentos para conexão à rede de distribuição e injeção da energia gerada na rede	Incentivos para redução dos custos de uso e acesso a linhas de distribuição e transmissão
Brasil	Feed-in	16	9*	0	7
	Leilão	16	9*	0	7
	Quotas/certificados	7	0	0	7
Chile	Feed-in	9	0	0	9
	Leilão	9	0**	0	9
	Quotas/certificados	14	5	0	9

*Apesar da experiência brasileira com o Proinfa, baseado no mecanismo *feed-in*, não contemplar a tecnologia fotovoltaica, é um importante aprendizado do mecanismo.

**A experiência chilena com leilões para contratação de energia e com licitação da planta fotovoltaica de 0,5 MW em *San Pedro de Atacama*, ainda que similares ao mecanismo de leilão, não se enquadram como tal.

Na Tabela 5.6 a experiência brasileira com o Proinfa e leilões específicos para fontes alternativas determinaram a valoração muito positiva das alternativas BR_Feed-in_fv e BR_Leilão_fv devido ao conhecimento adquirido pelo Brasil com a implementação destes mecanismos de incentivo, embora estas políticas não contemplem a energia fotovoltaica. A alternativa CH_Quotas_fv recebeu valoração neutra, visto que a política chilena baseada no mecanismo de quotas não incentiva exclusivamente a tecnologia fotovoltaica e não prevê a criação de um mercado de certificados verdes, além disso a experiência chilena com políticas para desenvolvimento de fontes alternativas é mais recente que a brasileira e possui resultados mais tímidos que no Brasil.

Os procedimentos para conexão à rede de distribuição e injeção da energia gerada à rede foram considerados inexistentes para ambos os países, pois apesar de existirem iniciativas para regulamentação destes procedimentos estas ainda estão em estágio inicial de desenvolvimento.

Apesar de Brasil e Chile possuírem descontos para uso de linhas de transmissão e distribuição, no Chile ainda existem subsídios para a construção de determinadas linhas de transmissão necessárias para o atendimento a projetos de fontes alternativas.

Tabela 5.7 - Valoração do impacto dos aspectos institucionais para os países do estudo conforme escala

Energia Solar FV		Nota final	Órgãos, Bancos e Associações de Fomento	Sinalização do governo	Indústria/Pesquisa Nacional
Brasil	Feed-in	15	5	3	7
	Leilão	15	5	3	7
	Quotas/certificados	15	5	3	7
Chile	Feed-in	17	7	7	3
	Leilão	17	7	7	3
	Quotas/certificados	17	7	7	3

A CORFO e o CER, dois órgãos que possuem participação ativa no desenvolvimento de fontes alternativas no Chile e que atuam junto ao governo chileno colocam o Chile em destaque em relação ao Brasil quanto à presença de órgãos de fomento. Não foram encontrados indícios de participação notável da ABENS e ACESOL, respectivamente associações brasileira e chilena de fomento à energia solar. Em ambos os países também não foram encontradas fontes de financiamento dedicadas exclusivamente à energia fotovoltaica.

Quanto à sinalização do governo, o Chile se sobressai devido à iniciativa de realizar licitação para tecnologia solar fotovoltaica. Além disso, visto que a matriz elétrica chilena possui uma grande participação de termoeletricas com base em combustíveis fósseis e considerável dependência de importação destes combustíveis, a geração solar fotovoltaica torna-se uma oportunidade para mitigar esta situação no País. Também vale ressaltar que as principais políticas chilenas englobam todas as fontes renováveis, contrariamente às políticas brasileiras de incentivo às fontes alternativas, que deverão continuar centradas na tríade biomassa, eólica e PCH nos próximos anos⁵⁵.

⁵⁵ O Plano Decenal de Energia 2020, que incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no Brasil no período 2011-2020, e o Plano Nacional de Energia 2030, primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos brasileiros, realizado pelo Governo Federal e elaborado pela EPE,

Brasil e Chile ainda não possuem uma indústria fotovoltaica nacional, embora no Brasil sejam encontradas importantes instituições de pesquisa, como, por exemplo, CB-SOLAR e IPT, com avanços notáveis no campo.

Tabela 5.8 - Valoração do impacto dos aspectos socioambientais para os países do estudo conforme escala

Energia Solar FV		Nota final	Aceitação social e uso da terra	Emissões de gases de efeito estufa	Redução no preço da energia renovável devido ao avanço tecnológico e competição
Brasil	Feed-in	19	7	9	3
	Leilão	25	7	9	9
	Quotas/certificados	23	7	9	7
Chile	Feed-in	17	7	7	3
	Leilão	23	7	7	9
	Quotas/certificados	21	7	7	7

Abaixo se justifica a valoração das alternativas na Tabela 5.8.

No Brasil e no Chile não foram encontradas dificuldades de aceitação social da tecnologia fotovoltaica, bem como empecilhos associados ao uso da terra.

O Brasil, devido à forte participação de energias renováveis na sua matriz elétrica, possui vantagens em relação ao Chile associadas às emissões de gases de efeito estufa.

Conforme explicado no Capítulo 3, o mecanismo *Feed-in* não impede a obtenção de renda extra pelo empreendedor e não estabelece competição para definição do preço de remuneração pela energia. Nos leilões, além da competição estabelecida, que favorece a redução nos preços da energia, o desenvolvimento tecnológico também implica automaticamente na redução de preços no leilão. No mercado de certificados verdes o desenvolvimento tecnológico não garante ao empreendedor renda extra, embora dependendo do preço definido exista tal possibilidade.

não mencionam a participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Contudo, existem indícios que o Plano Nacional de Energia 2035 contemplará a tecnologia fotovoltaica em suas projeções.

5.3. Resultados

Cada alternativa (país-mecanismo-tecnologia) foi avaliada de acordo com os critérios de decisão para obtenção de uma ordenação das alternativas.

A Tabela 5. 5.10 apresenta os valores correspondentes aos critérios para cada alternativa país-mecanismo-tecnologia considerada, a partir da qual foram simulados 5 cenários, variando-se os pesos para cada critério, conforme Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Pesos dados às barreiras em cada cenário

	Aspectos de Mercado	Aspectos Regulatórios	Aspectos Institucionais	Aspectos SocioAmbientais
Cenário 1	1	1	1	1
Cenário 2	2	1	1	1
Cenário 3	1	2	1	1
Cenário 4	1	1	2	1
Cenário 5	1	1	1	2

Tabela 5.10 - Critérios e respectivas valorações

Alternativas	Aspectos de Mercado	Aspectos Regulatórios	Aspectos Institucionais	Aspectos SocioAmbientais
BR_Feed-in_fv	18	16	15	19
BR_Leilão_fv	10	16	15	25
BR_Quotas_fv	6	7	15	23
CH_Feed-in_fv	18	9	17	17
CH_Leilão_fv	10	9	17	23
CH_Quotas_fv	6	14	17	21

As Figuras 5.1 a 5.5 apresentam o ranqueamento das alternativas, obtido através do aplicativo PRADIN 3.0, para cada um dos cinco cenários elaborados, a partir das valorações da Tabela 5..

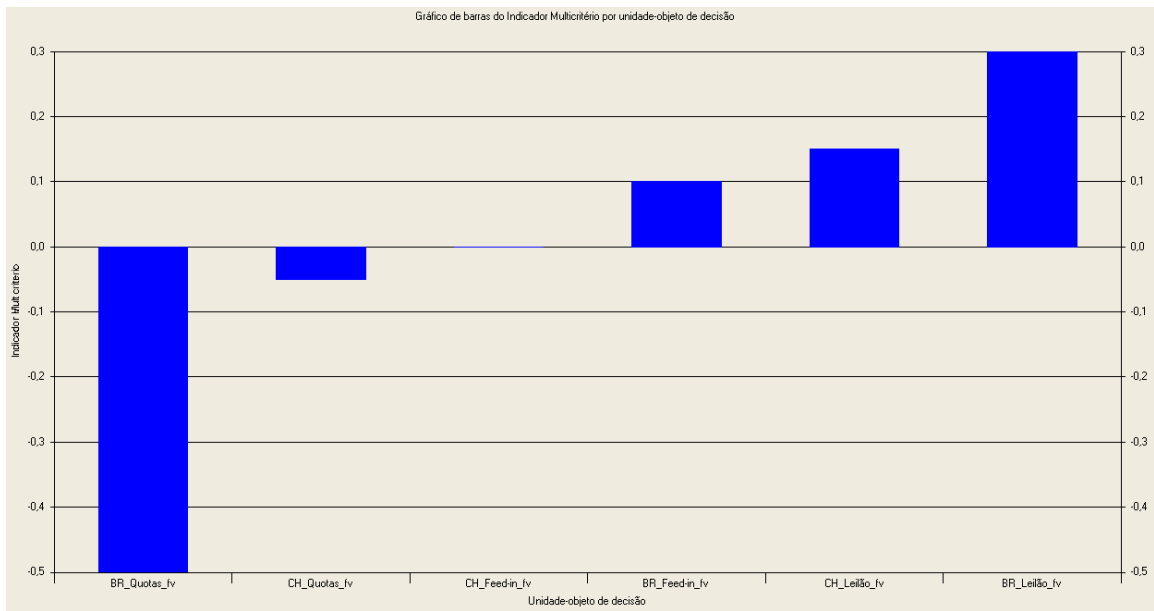


Figura 5.1- Cenário 1

No cenário 1, em que mercado, regulação, instituições e sociedade e meio ambiente receberam o mesmo peso, o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica através do mecanismo de leilão é considerado como a melhor alternativa para o Brasil bem como para o Chile. O mecanismo *feed-in* surge como segunda melhor opção e em seguida o mecanismo de quotas, sendo que neste último caso o Brasil apresenta-se em desvantagem com relação ao Chile.

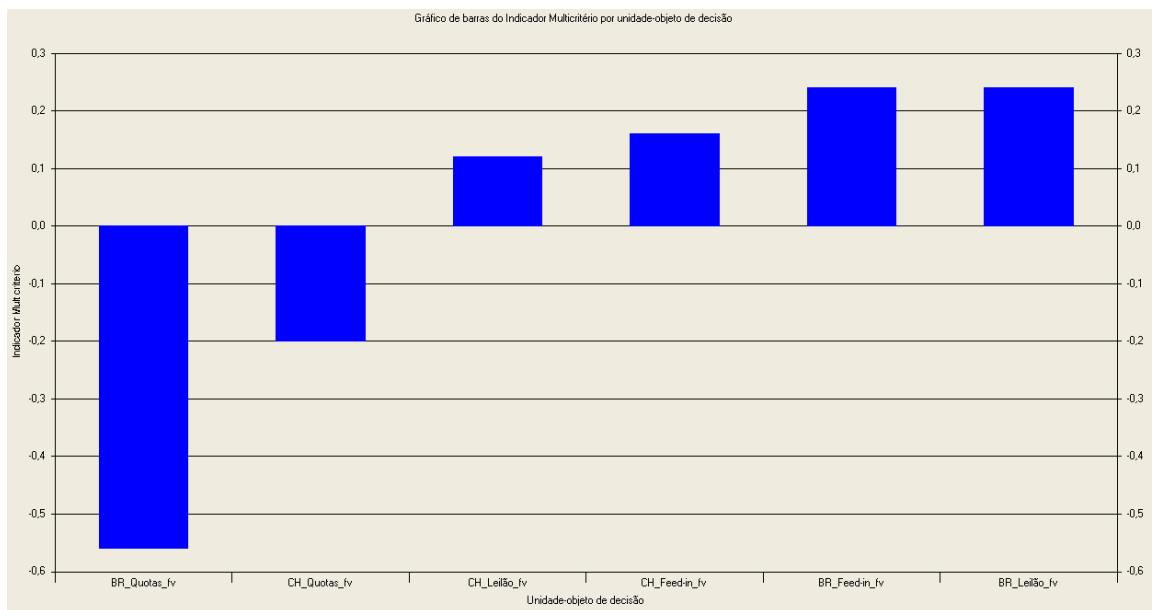


Figura 5.2- Cenário 2

No cenário 2, em que as características de mercado receberam peso 2 e os demais aspectos levantados receberam peso 1, as melhores opções de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil são, novamente, o mecanismo de leilão, seguido do mecanismo *feed-in* e do mecanismo de quotas. Já no Chile o mecanismo *feed-in* é a melhor opção, seguido do mecanismo de leilão e do mecanismo de quotas.

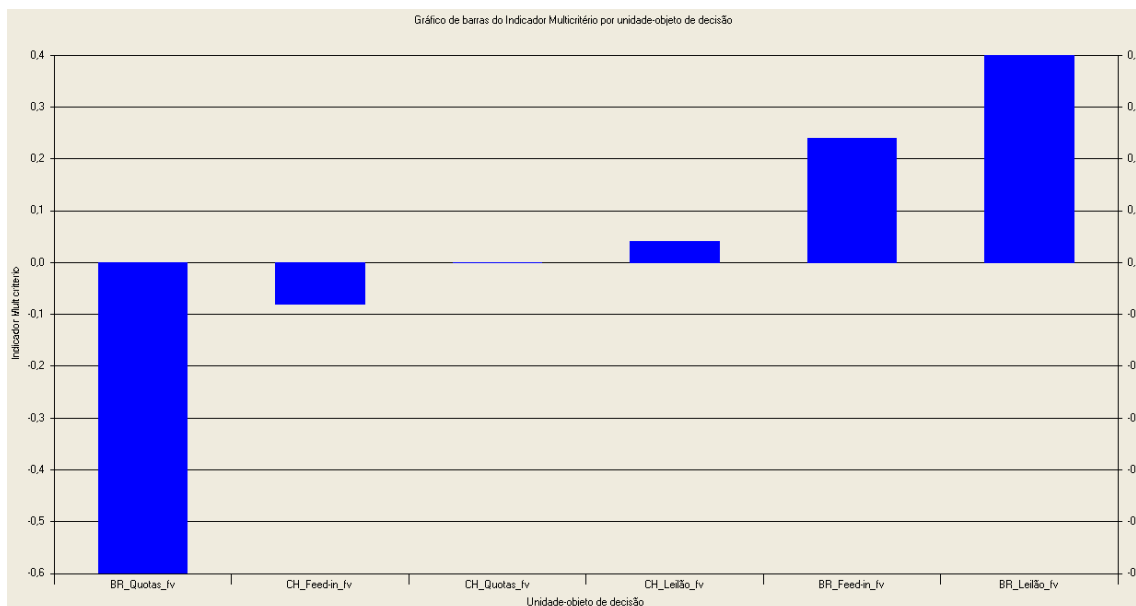


Figura 5.3- Cenário 3

No cenário 3, em que as características regulatórias receberam peso 2 e os demais aspectos levantados receberam peso 1, as melhores opções de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil são, novamente, o mecanismo de leilão, seguido do mecanismo *feed-in* e do mecanismo de quotas. Já no Chile o mecanismo de leilão é a melhor opção, seguido do mecanismo de quotas e do mecanismo *feed-in*. Neste cenário contribuiu para que o mecanismo de quotas estivesse melhor em relação ao mecanismo *feed-in* no Chile o maior peso recebido pelas características regulatórias do País, que inclui a experiência com o mecanismo de quotas.

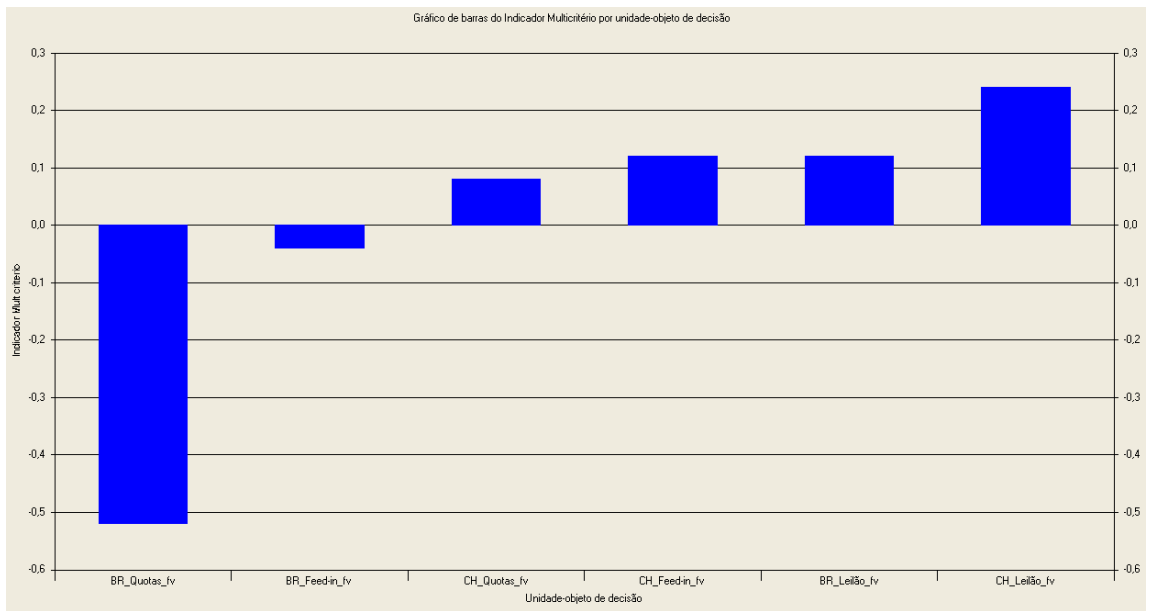


Figura 5.4- Cenário 4

No cenário 4, em que as características institucionais receberam peso 2 e os demais aspectos levantados receberam peso 1, as melhores opções de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica tanto no Brasil quanto no Chile são o mecanismo de leilão, seguido do mecanismo *feed-in* e do mecanismo de quotas. Contudo, neste cenário cada mecanismo chileno se sobressai em relação ao mecanismo brasileiro análogo.

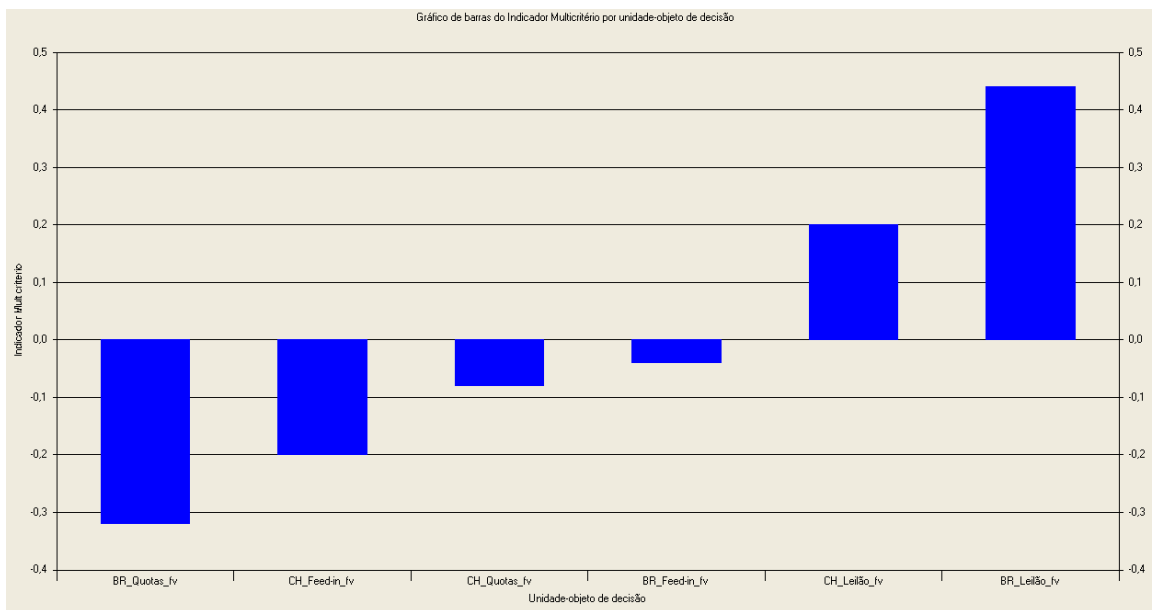


Figura 5.5- Cenário 5

No cenário 5, em que as características socioambientais receberam peso 2 e os demais aspectos levantados receberam peso 1, a melhor opção de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica tanto no Brasil quanto no Chile é o mecanismo de leilão, estando este mecanismo bem à frente dos demais. Contribui para este resultado o peso maior dado aos aspectos socioambientais, que leva em conta a redução no preço da energia renovável devido ao avanço tecnológico e competição.

Para facilitar comparação entre os cenários, elaborou-se a Tabela 5.1, que resume as simulações feitas.

Tabela 5.1- Compilação dos cinco cenários

+ avançado ↑ ↓ - avançado	Cenário 1	Cenário 2 (mercado)	Cenário 3 (regulação)	Cenário 4 (instituições)	Cenário 5 (meio ambiente e sociedade)
		BR_Leilão_fv	BR_Leilão_fv	BR_Leilão_fv	CH_Leilão_fv
	CH_Leilão_fv	BR_Feed-in_fv	BR_Feed-in_fv	BR_Leilão_fv	CH_Leilão_fv
	BR_Feed-in_fv	CH_Feed-in_fv	CH_Leilão_fv	CH_Feed-in_fv	BR_Feed-in_fv
	CH_Feed-in_fv	CH_Leilão_fv	CH_Quotas_fv	CH_Quotas_fv	CH_Quotas_fv
	CH_Quotas_fv	CH_Quotas_fv	CH_Feed-in_fv	BR_Feed-in_fv	CH_Feed-in_fv
	BR_Quotas_fv	BR_Quotas_fv	BR_Quotas_fv	BR_Quotas_fv	BR_Quotas_fv

A partir da Tabela 5.1 algumas conclusões podem ser obtidas.

Nos cenários 1, 2, 3 e 5 observa-se que a implementação de mecanismos de leilão no Brasil possui mais vantagens em relação a qualquer outro mecanismo no Brasil ou no Chile. Para o Brasil, em todos os cenários o mecanismo de leilão é o mais vantajoso para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, seguido do *feed-in* e do mecanismo de quotas.

O cenário 2 (de mercado) é o único em que a implementação do mecanismo de leilão não é a opção mais vantajosa para o Chile.

O cenário 4 (institucional) se destaca pelo fato de todos os mecanismos chilenos se mostrarem como alternativas mais vantajosas em relação aos mecanismos brasileiros, sendo que neste cenário o mecanismo de leilão no Brasil supera o mecanismo *feed-in* e de quotas do Brasil e do Chile. Além disso, este é o único cenário em que o mecanismo de leilão no Brasil não supera todos os demais mecanismos de ambos os países.

Em todos os cenários a pior opção, para ambos os países, de promoção da tecnologia solar fotovoltaica é a utilização de quotas no Brasil. Nos cenários 1 e 2 (de mercado) o mecanismo de quotas no Chile é a segunda pior opção para desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. Nos cenários 3 (regulação), 4 (institucional) e 5 (socioambiental) o mecanismo de quotas no Chile é a terceira pior opção. Assim, o mecanismo de quotas se mantém entre as possibilidades menos vantajosas para a promoção da tecnologia fotovoltaica.

6 Conclusões

O desenvolvimento de fontes renováveis alternativas é verificado em diversos países através de mecanismos e políticas de incentivo. Dentre os mecanismos se destacam: *feed-in*, leilão e quotas.

Algumas características de destaque do mecanismo *feed-in* são: estipulação de contratos de longo prazo, com a definição de tarifas especiais; custeio das tarifas, mais elevadas que as provenientes de fontes tradicionais, entre os consumidores de energia elétrica; segurança de retorno do investimento pelos investidores, visto que não há um limite de energia a ser gerada e toda a geração é comprada; não alinhamento com o mercado competitivo, uma vez que as tarifas especiais são previamente definidas.

Vários países têm utilizado este mecanismo com resultados notáveis, como Alemanha e Espanha, que através de revisão e redução gradual das tarifas especiais têm procurado minimizar o impacto nas tarifas de energia elétrica dos consumidores e incentivar eficiência e o desenvolvimento tecnológico.

A experiência destes países no estabelecimento do mercado de SFCR mostra o impulso dado pelo desenvolvimento e consolidação de uma indústria nacional de equipamentos e serviços; pelo desenvolvimento científico e tecnológico para estabelecimento dessa indústria e seus desdobramentos, como geração de empregos, geração e distribuição de riqueza; e pelo desenvolvimento de parque industrial competitivo internacionalmente.

No mecanismo de leilão estabelece-se uma competição entre os interessados para produção do montante de energia elétrica estipulado pelo governo. Os vencedores do leilão são aqueles que oferecem os menores lances até que se complete a quantia de energia pré-fixada, sendo garantida a remuneração no longo prazo pelo valor estipulado no leilão. Reino Unido e França adotaram políticas baseadas no mecanismo de leilão.

Algumas características interessantes do mecanismo de leilão é a tendência de redução dos preços-teto em função da competição estabelecida, o que implica em margens reduzidas de lucro pelos investidores e pode inclusive desestimular a participação dos mesmos.

No mecanismo de quotas uma porcentagem da energia fornecida pelas distribuidoras, ou gerada por produtores, deve ser de origem renovável. Para facilitar o alcance da meta, em alguns países além da empresa poder obter fisicamente a energia, também pode obtê-la através de certificados verdes. O Reino Unido, através do RO, e os Estados Unidos, através do RPS, possuem experiência na aplicação deste mecanismo. No caso do RO são definidas multas em caso de não cumprimento das metas, que são direcionadas para um fundo e o montante recolhido é redistribuído entre as empresas proporcionalmente ao cumprimento das metas. Assim, a definição correta do valor da multa é fundamental para que a penalidade não seja preferível ao investimento na geração renovável.

No caso do Brasil também se observa a tendência mundial de desenvolvimento de políticas para o setor de fontes renováveis. O Proinfa, baseado no mecanismo *feed-in*, e os leilões específicos para fontes alternativas, com características do mecanismo de leilão, aumentaram consideravelmente a participação de fontes renováveis no País e reduziram os custos da geração de energia a partir de fontes renováveis.

Contudo, em função da expansão da oferta de fontes renováveis e em especial da energia eólica nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte estima-se que será alto o impacto tarifário sobre os clientes da Coelce e Cosern. A ANEEL iniciou estudos a fim de tentar resolver este impasse, uma vez que ainda há um grande potencial eólico a ser explorado nestes estados. Além disso, existe um temor de que esta distorção tarifária se acentue ainda mais e acabe atraindo a antipatia dos consumidores para as fontes alternativas. A idéia é manter o subsídio, porém cobrando-o de todos os consumidores do País e não apenas dos atendidos na área de concessão em que estão os projetos.

Além disso, o Proinfa, precursor no desenvolvimento de fontes renováveis no País, em função das dificuldades e atrasos ao longo do programa, gerou certo clima de frustração entre as concessionárias de distribuição de energia elétrica do País, que se planejaram para a entrada em operação das usinas no prazo estabelecido inicialmente.

Vale ressaltar que mesmo havendo uma legislação determinando a realização de uma segunda fase do Programa, a mesma está descartada, o que pode gerar um ambiente de insegurança entre investidores sobre a coerência das políticas energéticas do País.

Já o instrumento de contratação de GD por meio de chamada pública não obteve grande adesão por parte das distribuidoras, visto que entre janeiro de 2006 e julho de 2010 apenas oito empresas utilizaram este meio para contratação de energia, o que indica a necessidade de aperfeiçoamento deste modelo uma vez que parece não estar sendo suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras.

Em termos contextuais, no Brasil ainda há poucas iniciativas para promoção do uso da energia solar fotovoltaica. Apesar de o País dispor de um grande potencial de energia solar, ainda são incipientes as iniciativas para criação e consolidação de um mercado para o uso desta tecnologia e o desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos e serviços.

No Chile a situação não é muito diferente. O País, que possui experiência mais recente que a brasileira no desenvolvimento de fontes renováveis, implementou através da lei nº 20.257 uma política para desenvolvimento do setor de fontes renováveis com base no mecanismo de quotas. Neste caso não se favorece a energia solar fotovoltaica, uma vez que este mecanismo não induz a criação de mercado para fontes ainda pouco competitivas.

Recentemente o governo chileno intensificou de maneira considerável os estímulos às fontes renováveis, através de instituições como a CORFO e o CER, bem como de programas que estimulam desde a formação de recursos humanos, como o “Programa InvestChile”, até a concessão de créditos por bancos, como o “Programa ERNC de Promoção de Investimentos”. Contudo, embora as políticas chilenas de incentivo às fontes renováveis contemplem geralmente várias fontes, quase não há incentivos dedicados especificamente à tecnologia fotovoltaica no País.

Brasil e Chile possuem barreiras importantes para desenvolvimento do mercado de sistemas fotovoltaicos, especialmente conectados à rede, como por exemplo: ausência de indústrias nacionais de equipamentos; baixo índice de nacionalização dos equipamentos; baixa qualificação de recursos humanos; e necessidade de reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição.

Através da metodologia de análise multicritério analisou-se comparativamente entre Brasil e Chile as principais barreiras (de mercado, de regulação, institucionais e socioambientais) para a inserção da geração solar fotovoltaica a partir de SFCR.

Na análise multicritério os mecanismos de leilão e quotas aparecem de maneira recorrente, respectivamente, como a melhor e a pior opção para promoção da tecnologia fotovoltaica em ambos os países. Tal resultado, de certo modo, contradiz a literatura internacional que aponta o mecanismo *feed-in* como o mais eficiente para a promoção de fontes renováveis, visto a experiência bem sucedida de alguns países europeus. Contudo, a competição estabelecida pelo mecanismo de leilão e o repasse ao consumidor das reduções no preço da energia obtidas por meio de avanços tecnológicos são características, consideradas nesta simulação como critério social, que o tornam menos oneroso ao consumidor em relação ao mecanismo *feed-in* e que provavelmente contribuíram para este resultado.

Porém, a geração distribuída a partir de SFCRs possui peculiaridades que fazem com que os incentivos necessários para esta tecnologia sejam diferentes dos incentivos necessários para a geração concentrada a partir de SFCRs.

No curto prazo, a geração concentrada a partir de SFCR parece ser um caminho para dar início à expansão do setor solar fotovoltaico, por exemplo, através do mecanismo de leilão ou *feed-in tariff*. A Espanha, por exemplo, obteve nos últimos anos um crescimento exponencial na capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos através do mecanismo *feed-in*. Porém, esta rápida expansão onerou em demasia o País para com os investidores e não alcançou o objetivo do governo de geração de empregos. Os investidores espanhóis importavam a maioria de seus painéis do exterior, já que os fabricantes nacionais não conseguiam atender ao crescimento da demanda de curto prazo. Já o Reino Unido, com o objetivo de proteger os empreendimentos de menor escala, garantir um crescimento sustentável para a indústria solar e, ao mesmo tempo, proteger o dinheiro dos consumidores, reduziu a ajuda financeira do Governo estabelecida através do mecanismo *feed-in*.

A experiência internacional e a visão de especialistas da área apontam que a promoção no longo prazo da geração solar fotovoltaica será mais bem sucedida a partir de incentivos à geração em pequena escala por meio dos mecanismos *net metering* em paralelo com *feed-in tariff*, conforme experiência alemã.

Assim, a imprecisão da análise multicritério quanto às diferenças da geração concentrada e da geração distribuída a partir de SFCR pode justificar o fato dos leilões terem sido considerados como melhor opção para a promoção da geração solar fotovoltaica na maioria dos cenários

elaborados. Também vale ressaltar que os resultados obtidos com a análise multicritério se apóiam em interpretações pessoais dos critérios avaliados e, portanto, possuem um viés subjetivo.

Referências Bibliográficas

ABINEE, Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. 2011. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos. março. Disponível em: <http://www.tec.abinee.org.br/2011/arquivos/s412.pdf>.

ACERA, Asociación Chilena de Energías Renovables a.g. 2010a. Meta del gobierno requerirá 500MW/a de nueva capacidad renovable de aquí al 2020 (BNA). Página web. Disponível em: <http://www.acera.cl/v2/meta-del-gobierno-requerira-500mwa-de-nueva-capacidad-renovable-de-aqui-al-2020-bna/>.

———. 2010b. Objetivos. Página web. dezembro 6. Disponível em: <http://www.acera.cl/v2/>.
ACESOL, Asociación Chilena de Energía Solar. 2010. Misión. Página web. dezembro 6. Disponível em: http://www.acesol.cl/index.php?option=com_content&task=view&id=1&Itemid=12.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2004a. Portaria n° 45. março 30. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt2004045mme.pdf>.

———. 2004b. Resolução Normativa n° 83. setembro 20. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004083.pdf>.

———. 2010a. Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL. setembro 8. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf.

———. 2010b. BIG - Banco de Informações de Geração. Página web. outubro 13. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>.

———. 2010c. Fiscalização do Serviço de Geração. Pagina web. outubro 15. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>.

———. 2011a. Nota técnica n° 025. junho 20. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf.

———. 2011b. Chamada n° 013/2011. Projeto Esratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. agosto. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf.

BARROSO, Luiz A., Bernardo BEZERRA, e Bruno FLACH. 2009. Mecanismos de mercado para viabilizar a suficiência e eficiência na expansão da oferta e garantir o suprimento de eletricidade na segunda “onda” de reformas nos mercados elétricos da América Latina. In *Capítulo de livro organizado pelo Cigré, comitê de estudos C5*. PSR, Rio de Janeiro, Brasil, setembro 24. Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br/portal/psr/iframe.html?altura=4000&url=/app/publicacoes.aspx>.

BARROSO, Luiz A., Hugh RUDNICK, Frank SENSFUSS, e Pedro LINARES. 2010. “The Green Effect”. *IEEE power & energy magazine*, outubro. Disponível em: <http://www.ieee-pes.org/images/pdf/open-access-barroso.pdf>.

BENEDITO, Ricardo da Silva, e Roberto ZILLES. 2010. A Expansão da Oferta de Energia Elétrica nos Centros Urbanos Brasileiros por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede apresentado em VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, setembro 8, São Paulo-SP.

BERR, Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform. 2006. Draft Statutory Instruments No. 0000, Electricity, England and Wales, The Renewables Obligation Order 2006. Disponível em: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file37595.pdf>.

BEZUTTI, Natália. 2010. Ecosolar prevê forte demanda para a primeira fábrica de painéis solares do País. Página web. *Jornal da Energia*. novembro 19. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=5068&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=Ecosolar%20prev%26ecirc%3B%20forte%20demanda%20para%20f%26aa%20cute%3Bbrica%20de%20pain%26eacute%3Bis%20fotovoltaicos%20no%20Pa%26iacute%3Bs.

BID, Banco Interamericano de Desenvolvimento. 2010. Project information page. Página web. Disponível em: <http://www.iadb.org/pt/projetos/project-information-page,1303.html?id=BR-G1001>.

BID, Banco Interamericano de Desenvolvimento. 2006. O BID e o Brasil. Página web. fevereiro 21. Disponível em: <http://www.iadb.org/NEWS/detail.cfm?language=Portuguese&ARTID=2843&id=2843>.

BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2003. Indicative target of the Federal Republic of Germany for the consumption of electricity produced from renewable energy sources in 2010 and measures to achieve this target. Report from the Federal Republic of Germany pursuant to Article 3 para. 2 of EU Directive 2001/77/EC. março. Disponível em: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_bericht_stromvb_eng.pdf.

———. 2004. The main features of the Act on granting priority to Renewable energy sources (Renewable Energy Sources Act). julho. Disponível em: http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/eeg_gesetz_merkmale_en.pdf.

———. 2009a. Electricity from Renewable Energy Sources. What does it cost? abril. Disponível em: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/brochure_electricity_costs_bf.pdf.

———. 2009b. Renewable Energy Sources in Figures. National and International Development. junho. Disponível em: http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_en.pdf.

———. 2010a. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Disponível em: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf.

———. 2010b. Development of Renewable Energy Sources in Germany 2009. março. Disponível em: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_hintergrund_2009_en_bf.pdf.

CALIFORNIA, State of, California Energy Commission CEC, e California Public Utilities Commission CPUC. 2010. Go Solar California. Página web. setembro 30. Disponível em: <http://www.gosolarcalifornia.org/about/index.php>.

CARDOSO, José Cláudio Macedo. 2011. Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. In Campinas, SP, março. Disponível em: <http://www.nipeunicamp.org.br/inovafv/admin/resources/uploads/jos%C3%A9claudiomacedocardoso.pdf>.

CAVALIERO, Carla Kazue Nakao. 2003. Inserção dos Mecanismos Regulatórios de Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Setor Elétrico Brasileiro e no Caso Específico da Região Amazônica. Tese de Doutorado, Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).

CB-SOLAR, Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica. 2010. Projetos. Página web. Disponível em: <http://www.pucrs.br/cbsolar/ntsolar/index.htm>.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2010a. Leilões. Página web. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>.

———. 2010b. Contabilização- Mecanismo de Realocação de Energia. Página web. novembro 19. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=5deaa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>.

CDC, Cámara de Diputados de Chile. 2011. Proyectos de Ley en tramitación: legislatura 357; fecha de ingreso 09.07.2009; numero de boletín 6605-08. Página web. maio 31. Disponível em: http://camaradediputados.cl/pley/pley_detalle.aspx?prmID=6998&prmBL=6605-08.

CENTRAL ENERGÍA. 2010. Potência Instalada por Empresa. Página web. *Central de Energía- Central de información y discusión de energía en Chile*. abril. Disponível em: <http://centralenergia.cl/centrales/capacidad-instalada-sing/>.

CER, Centro de Energías Renovables. 2010. Quiénes somos. Página web. dezembro 6. Disponível em: <http://www.cer.gov.cl/sobre-el-cer/quienes-somos/>.

CERPCH, Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2010. Quebrando o paradigma da energia convencional. Página web. abril 22. Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/sp/not01.php?id=4160>.

CHEVALIER, Jean-Marie. 2004. *Les grandes batailles de l' énergie. Petit traité d'une économie violente*. Gallimard.

CIE, Comité de Inversiones Extranjeras. 2011. Subsidio para Granja Fotovoltaica de 500 kW. Página web. junho 19. Disponível em: http://www.inversionextranjera.cl/index.php?option=com_content&view=article&id=226&Itemid=61.

CNE, Comisión Nacional de Energía. 2008. Política Energética: Nuevos Lineamientos- Transformando la crisis energética en una oportunidad. Disponível em: http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/banners/politica_energetica.pdf.

———. 2010a. Convenio CNE-GTZ. Página web. Disponível em: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/convenio_cne_gtz.html.

———. 2010b. Normativa en España. Página web. setembro 20. Disponível em: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=409&&&keyword=&auditoria=F.

———. 2011. El Régimen Especial y la CNE. Página web. setembro 17. Disponível em: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=411&&&keyword=&auditoria=F.

CNE, Comisión Nacional de Energía, e Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH GTZ. 2009. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Disponível em: <http://www.gtz.de/de/dokumente/sp-ERNC-mercado-electrico-chileno.pdf>.

CORFO, Corporación de Fomento de la Producción. 2010a. Chile: Investment Opportunities in the Renewable Energy Industry. Disponível em: http://www.investchile.com/opportunities/renewable_energy/renewable_energy.

———. 2010b. Acerca de Corfo. Página web. dezembro 6. Disponível em: http://www.corfo.cl/acerca_de_corfo.

CORNWALL CONSULTING. 2004. Renewables Obligations. Safeguarding the Buy-out Fund. agosto. Disponível em: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file22137.pdf>.

COSTA, Claudia do Valle. 2006. Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Européia para o Caso Brasileiro. Rio de Janeiro, RJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, outubro.

COSTA, Luciano. 2010a. Governo não tem planos para energia solar no médio prazo. Página web. *Jornal da Energia*. setembro 20. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=4551&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=EPE%20v%26ecirc%3B%20energia%20solar%20ainda%20distante.

———. 2010b. Espanhóis investirão R\$1,3 bilhão em energia solar no Ceará. Página web. *Jornal da Energia- O mundo da eletricidade em tempo real*. setembro 21. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=3878&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=Projetos%20solares%20no%20Cear%20E1%20somam%20R%241%20C3%20bi.

DECC, Department of Energy & Climate Change. 2010a. UK Energy in Brief 2010. Disponível em: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Statistics/publications/brief/190-uk-energy-in-brief-2010.pdf>.

———. 2010b. Feed-in Tariffs (FITs). Disponível em: http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/renewable/feedin_tariff/feedin_tariff.aspx.

———. 2010c. Annex D-Major events in the Energy Industry- Digest of United Kingdom energy statistics 2010: internet content only. Disponível em: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Statistics/publications/dukes/349-dukes-2010-internet.pdf>.

DEYETTE, Jeff. 2009. The Importance of State Renewable Energy Programs apresentado em NYS DPS RPS Technical Conference, outubro 28, Albany, NY. Disponível em: [http://www3.dps.state.ny.us/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/1311a97832d74bc385257696006d4aae/\\$FILE/Deyette%20-%20NYDPS%20RPS%20Workshop%202010.28.09.pdf](http://www3.dps.state.ny.us/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/1311a97832d74bc385257696006d4aae/$FILE/Deyette%20-%20NYDPS%20RPS%20Workshop%202010.28.09.pdf).

DOE, U.S. Department of Energy. 2010. Green Power Network: Green Pricing. *Energy Efficiency & Renewable Energy*. agosto 18. Disponível em: <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/pricing.shtml?page=0>.

DSIRE, Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. 2011. DSIRE. Página web. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/>.

DUTRA, Ricardo Marques. 2007. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil Após a Primeira Fase do Proinfa. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro, RJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, abril.

EIA, U.S. Energy Information Administration. 2010. Electricity Data, Electric Power Capacity and Fuel Use, Electric Surveys and Analysis. Página web. setembro 25. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/fuelelectric.html>.

ELETROBRÁS. 2009. Anexo à Portaria nº 60. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica. fevereiro 12. Disponível em: <http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Manual%20de%20Projetos%20Especiais.pdf>.

ENZENSBERGER, N., M. WIETSCHER, e O. RENTZ. 2002. “Policy instruments fostering wind energy projects—a multi-perspective evaluation approach”. *Energy Policy*, julho.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. 2010. Leilões. Página web. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association. 2010. Unlocking the Sunbelt Potential of Photovoltaics. setembro.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, e GREENPEACE. 2011. Solar Generation 6-Solar photovoltaic electricity empowering the world. Disponível em: http://www.imntp.hu/_user/Solar_Generation_6__2011_Full_report_Final.pdf.

EREC, European Renewable Energy Council. 2009. Renewable Energy Policy Review France. março. Disponível em: http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Projcet_Documents/RES2020/France_RES_Policy_Review_09_Final.pdf.

ESTADÃO. 2010. BID pretende financiar mais projetos de energias renováveis. Página web. março 19. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/noticias/vidae,bid-pretende-financiar-mais-projetos-de-energias-renovaveis,526638,0.htm>.

FIGUEIRA, José, Salvatore GRECO, e Matthias EHRGOTT. 2005. *Multiple Criteria Decision Analysis. State of the Art Surveys*. Boston: Springer Science.

FINEP. 2010. Financiadora de Estudos e Projetos - A Empresa. Página web. http://www.finep.gov.br/o_que_e_a_finep/a_empresa.asp?codSessaoOqueeFINEP=2.

GEC, Governo do Estado do Ceará. 2009. Lei Complementar n° 81. setembro 2. Disponível em: <http://www1.al.ce.gov.br/legislativo/tramit2009/lc81.htm>.

GONZÁLEZ, Pablo del Río. 2008. “Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms”. *Energy Policy*, agosto.

GRANDIN, Felipe. 2011a. Senado arquiva isenção para fotovoltaica. Página web. *Revista Brasil Energia*. junho 16. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/?ver=mat&mid=434480>.

———. 2011b. Solar chinesa chega ao Ceará. Página web. *Revista Brasil Energia*. agosto 9. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/online/eletrica/eolica-e-solar/2011/08/09/437387/solar-chinesa-de-olho-no-ceara.html?>

GWEC, Global Wind Energy Council. 2010. Global Wind 2009 Report. Disponível em: http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Global_Wind_2007_report/GWEC_Global_Wind_2009_Report_LOWRES_15th.%20Apr..pdf.

IEA, International Energy Agency. 1999. Public Policy Implications of Mechanisms for Promoting Energy Efficiency and Load Management in Changing Electricity Businesses. Research Report n° 2. Task VI of the International Energy Agency Demand-Side Management Programme. Disponível em: http://www.ieadsm.org/Files/Tasks/Task%20VI%20-%20Mechanisms%20for%20Promoting%20DSM%20and%20Energy%20Efficiency%20in%20Changing%20Electricity%20Businesses/Publications/resrpt2_fin.PDF.

———. 2008. Energy Technology Perspectives 2008- Scenarios & Strategies to 2050.

JACOBSSON, Staffan, e Volkmar LAUBER. 2006. “The politics and policy of energy system transformation explaining the German diffusion of renewable energy technology”. *Energy Policy*, fevereiro.

JANNUZZI, Gilberto De Martino, Odón de Buen RODRÍGUEZ, João Gorenstein DEDECCA, Larissa Gonçalves NOGUEIRA, Rodolfo Dourado Maia GOMES, e Judith NAVARRO. 2010. Energias renováveis para geração de eletricidade na América Latina: mercado, tecnologias e perspectivas. International Cooper Association.

JANNUZZI, Gilberto De Martino, Paulo Henrique de Mello SANT’ANA, e Rodolfo Dourado Maia GOMES. 2009. Integração de Agenda- Mudanças Climáticas: Energia e Desenvolvimento. junho 30.

JANNUZZI, Paulo De Martino, Wilmer Lázaro de MIRANDA, e Daniela Santos Gomes da SILVA. 2009. “Análise Multicritério e Tomada de Decisão em Políticas Públicas: Aspectos Metodológicos, Aplicativo Operacional e Aplicações”. *Informática Pública*.

JAQUE, Daniel Salazar. 2008. Marco para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile agosto 14, Lima, Peru. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/INTPERUINSPANISH/Resources/Chiles.pdf>.

JORNAL DA ENERGIA. 2010a. Espanha supera EUA como líder mundial em energia termosolar. julho 13. Disponível em: http://www.jornalenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=3945.

———. 2010b. Cemig quer construir usina solar em Minas Gerais. Página web. *Jornal da Energia- O mundo da eletricidade em tempo real*. novembro 11. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=4993&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=Cemig%20quer%20construir%20usina%20solar%20fotovoltaica%20em%20Minas%20Gerais.

———. 2011a. Reino Unido reduz incentivos para parques solares de grande porte. Página web. *Jornal da Energia- O mundo da eletricidade em tempo real*. junho 9. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=6746.

———. 2011b. MPX fecha acordo com a GE para expandir usina solar no Ceará. Página web. *Jornal da Energia- O mundo da eletricidade em tempo real*. agosto 4. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=7262&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2.

———. 2011c. Rio vai desonerar ICMS para equipamentos de energia solar e eólica. Página web. *Jornal da Energia- O mundo da eletricidade em tempo real*. setembro 1. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=7555&id_tipo=3&id_secao=17.

LAMY, Marie-Laure, Philippe MENANTEAU, e Dominique FINON. 2002. Price-based versus quantity-based approaches for stimulating the development of renewable electricity: new insights in an old debate. *Energy Policy*. Disponível em: <http://www.iaee.org/documents/Aberdeen/a02lamy.pdf>.

LEMOS, Tatiana. 2010. Energias renováveis são aposta do KfW no Brasil. Página web. *Brasil Alemanha News*. junho 16. Disponível em: <http://www.brasilalemanhanews.com.br/Noticia.aspx?id=422>.

LOPES, Daniel Gabriel. 2009. Análise Técnica e Econômica da Inserção da Tecnologia de Produção de Hidrogênio a Partir da Reforma de Etanol para Geração de Energia Elétrica com Células a Combustível. Tese de Doutorado, Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), fevereiro 28.

MACHADO, Antonio Carlos Fraga. 2006. Comercialização no Novo Modelo de Energia Elétrica apresentado em Seminário Internacional □: “Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural”, agosto 30, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/seminariointernacional/2006/artigos/ppt/Antonio_Machado.ppt.

MARPAUNG, Charles O. P. 2010. Lecture n° 6. Policies Promoting Renewable Energy and Their Implications apresentado em Renewable Energy Policy and Planning for Sustainable Development, março 29, Tailândia. Disponível em: e-learning.dikti.go.id/unesco/file.php/1/file/Lecture_6_Renewable.pdf.

MARTINS, Juliana Marinho Cavalcanti. 2010. Estudo dos principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico. Dissertação de Mestrado, Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), fevereiro 24.

MEDEIROS, Carolina. 2010. Proinfa: resultados que incentivam. Página web. *Canal Energia*. abril 1. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/imprimir.asp?id=76902>.

MEEDDM, Ministère de l'Écologie, de L'Énergie, du Développement Durable et de La Mer. 2009. La production d'électricité. dezembro 3. Disponível em: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-production-d-electricite.html>.

———. 2010. Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. Période 2009-2020. Disponível em: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/0825_plan_d_action_national_ENRversion_finale.pdf.

MEFR, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2008. Resolución n° 20.257. Disponível em: http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_ERNC_LEY-20257.pdf.

MEFT, Ministerio de Economía, Fomento y Turismo. 2010. Chile: Polo de Innovación de Sudamérica presentado em V Encuentro Internacional de Inversiones en Energías Renovables, novembro 9, Santiago, Chile. Disponível em: <http://www.chilerenewables.com/presentaciones.html>.

MENANTEAU, Philippe, Dominique FINON, e Marie-Laure LAMY. 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. Disponível em: http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B6V2W-46YBNVJ-1-1B&_cdi=5713&_user=972058&_pii=S0301421502001337&_orig=search&_coverDate=06%2F30%2F2003&_sk=999689991&view=c&wchp=dGLzVtz-zSkWb&md5=d1528658c6286827f5016f5823f15dfc&ie=/sdarticle.pdf.

MENDONÇA, Elisângela. 2010. Adeus, Proinfa 2. Página web. *Revista Brasil Energia*. fevereiro 2. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:l37kRkHAS-sJ:www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2010/02/02/403330/adeus-proinfa-2.html+%22Adeus,+Proinfa+2%22&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-a>.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. 2010. Convênio ICMS 101/97. Disponível em: http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/1997/cv101_97.htm.

MITC, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, e Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE. 2005. Resumen Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. julho 21. Disponível em: <http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Plan/Documents/ResumenPlanEnergiasRenov.pdf>.

———. 2010. Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020. junho 30. Disponível em: http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaersion_final.pdf.

MITCHELL, Catherine. 2000. “The England and Wales non-fossil fuel obligation: history and lessons.” *Annual Review of Energy and the Environment*.

MME, Ministério de Minas e Energia. 2009. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF.

MONTENEGRO, João. 2010. Setor fotovoltaico ainda patina. Página web. *Portal Energia Hoje*. maio 1. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2010/04/30/409564/setor-fotovoltaico-ainda-patina.html>.

———. 2011. Silício mais em conta no IPT. *Portal Energia Hoje*. março 15. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/?ver=mat&mid=428041>.

MORENO, Rodrigo, Luiz BARROSO, Hugh RUDNICK, Bernardo BEZERRA, Mario PEREIRA, Sebastian MOCARQUER, Bruno FLACH, e Jorge MORENO. 2010. “Lessons from Five Years of Experience in Energy Contract Auctions in South America”. *33rd IAEE*: 10.

OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets. 2008. Renewables Obligation: Annual Report 2006-2007. março 4. Disponível em: <http://www.ofgem.gov.uk/SUSTAINABILITY/ENVIRONMENT/RENEWABLOBL/Documents/1/Annual%20report%202006-07.pdf>.

———. 2010. Renewables Obligation: Annual Report 2008-2009. março 8. Disponível em: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Annual%20Report%202008-09.pdf>.

———. 2011. Feed-in Tariff Update. junho. Disponível em: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/Newsletter/Documents1/Feed-in%20Tariff%20%28FIT%29%20Update%20Newsletter%20Issue%204.pdf>.

OLEA, Guillermo Soto. 2009. “Bases de licitación” Granja Fotovoltaica 500 kWp San Pedro de Atacama dezembro. Disponível em: http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/Road_Show_Solar/Guillermo_Soto_Presentacion_PV_.pdf.

PEREIRA, Enio Bueno, Fernando Ramos MARTINS, Samuel Luna de ABREU, e Ricardo RÜTHER. 2006. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Disponível em: http://www.fc-solar.com/conceitos/atlas_solar-reduced.pdf.

POHEKAR, S. D., e M. RAMACHANDRAN. 2004. “Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review”. *Elsevier*, agosto.

POLITO, Rodrigo. 2010. O preço da limpeza. Página web. *Revista Brasil Energia*. outubro 8. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2010/10/08/419196/o-preco-da-limpeza.html>.

PORTAL ENERGÍA. 2009. Grupo coreano desembarca en Chile con ambicioso proyecto solar. Página web. janeiro 13. Disponível em: http://www.portalenergia.cl/int_noticia.php?edicion=82¬icia=1715.

PORTAL ENERGIA HOJE. 2010. KfW financia projeto solar. Página web. *Portal Energia Hoje*. março 4. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/online/eletrica/eolica-e-solar/2010/03/04/405341/kfw-financia-projeto-solar.html>.

PORTO, Laura. 2006. Proinfa: Política Pública de Energia Renovável apresentado em Power Future, setembro 18, Fortaleza, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/politica_publica.pdf.

RAMALHO, Gabriel. 2011. Incentivo só para pequenos. Página web. *Portal Energia Hoje*. agosto 1. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2011/08/01/436930/incentivo-so-para-pequenos.html>.

REE, Red Eléctrica de España. 2010. El Sistema Eléctrico Español 2009. Disponível em: http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2009.pdf.

REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2010. Renewables 2010 Global Status Report.

SÁEZ, Daniel Díaz. 2010. Oportunidades de Inversión en la Industria de Energías Renovables No Convencionales presentado em V Encuentro Internacional de Inversiones en Energías Renovables, novembro 9, Santiago, Chile. Disponível em: <http://www.chilerenewables.com/presentaciones.html>.

SALAMONI, Isabel Tourinho. 2009. Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC.

SANTANA, Christian. 2009. Contexto y antecedentes generales de los concursos para los proyectos solares en Chile novembro. Disponível em: http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/Road_Show_Solar/Christian_Santana_Presentacion_Contexto.pdf.

SAWIN, Janet L. 2004. Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. International Conference for Renewable Energies, Bonn, janeiro. Disponível em: <http://www.renewables2004.de/pdf/tbp/TBP03-policies.pdf>.

SEA, Servicio de Evaluación Ambiental. 2010. Resultado de la búsqueda. Página web. novembro 29. Disponível em: http://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyectoAction.php?modo=ficha&nombre=§or=7®iones=&presentacion=undefined&buscar=true&_paginador_refresh=1&_paginador_fila_actual=1.

SEGOVIA, Jon. 2010. Proyectos de Generación Eléctrica Solar Fotovoltaica. La Experiencia de Solarpack apresentado em V Encuentro Internacional de Inversiones en Energías Renovables, novembro 9, Santiago, Chile. Disponível em: <http://www.chilerenewables.com/presentaciones.html>.

SIL, Antonio Carlos. 2010. Conversor solar nacional. Página web. *Portal Energia Hoje*. abril 16. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/online/eletrica/eolica-e-solar/2010/04/16/408588/conversor-solar-nacional.html>?

———. 2011. MME prepara projeto solar. Página web. *Brasil Energia*. agosto 4. Disponível em: <http://www.energiahoje.com/online/eletrica/eolica-e-solar/2011/08/04/437172/mme-prepara-projeto-solar.html>.

STATE OF CALIFORNIA. 2008. 2008 Update Energy Action Plan. fevereiro. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-100-2008-001/CEC-100-2008-001.PDF>.

UK GOVERNMENT. 2010. National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_uk_en.pdf.

UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change. 2011. CDM Registration. Página web. setembro 13. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Statistics/Registration/NumOfRegisteredProjByHostPartiesPieChart.html>.

UNIVERSIA. 2007. Energia tem cenário incerto no Chile em 2008. Página web. novembro 28. Disponível em: <http://www.wharton.universia.net/index.cfm?fa=viewArticle&id=1443&language=portuguese>.

VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins, Rodolfo Dourado Maia GOMES, e Gilberto de Martino JANNUZZI. 2009. Avaliação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes -SIGFI's.

WISER, Ryan, e Galen BARBOSE. 2008. Renewables Portfolio Standards in the United States. A Status Report with Data Through 2007. Lawrence Berkeley National Laboratory, abril. Disponível em: <http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/lbnl-154e-revised.pdf>.

ZILLES, Roberto. 2011. Geração Distribuída e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede apresentado em ABINEE TEC 2011, março 30, Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP. Disponível em: <http://www.tec.abinee.org.br/2011/arquivos/s411.pdf>.

ZSW, Center for Solar Energy and Hydrogen Research Badenwürttemberg. 2006. The German 250 MW Wind Program. setembro 6. Disponível em: http://www.resource-solutions.org/lib/librarypdfs/German_250_MW_Wind_II.pdf.